



COMITE SYNDICAL

Jeudi 18 décembre 2025 - 14h00

SALLE NORMANDIE DE LA CCI CAEN NORMANDIE – SAINT-CONTEST

Convocation envoyée, affichée et mise en ligne le 12 décembre 2025

ORDRE DU JOUR ET NOTE DE SYNTHESE EXPLICATIVE

Approbation du procès-verbal du Comité Syndical du 9 octobre 2025 (*Annexe A p 16*)

A – Rapport de la Présidente p 3

- A-1. Compte rendu des décisions de la Présidente p 4
- A-2. Etat des transferts de compétences p 4
- A-3. Agenda du Comité Syndical p 4

B - Finances p 5

- B-1. Financement des participations des membres aux travaux par fonds de concours p 5
- B-2. Subvention d'équilibre de la section de fonctionnement du budget annexe « Mobilité Durable » 2025 . p 5
- B-3. Débat d'orientations budgétaires, sur la base du Rapport d'Orientations Budgétaires : Budget principal et budgets annexes 2026 p 7
- B-4. Ouverture des crédits d'investissement 2026 pour les 3 budgets p 7
- B-5. Modification de l'article 2 de la régie à autonomie financière sans personnalité morale « Energies Renouvelables » p 9

C – Concessions Gaz p 10

- C-1. Bilan des rapports de contrôle 2024 – Données 2023 – ANTARGAZ ENERGIES et PRIMAGAZ p 10

D – Concession Electricité p 11

- D-1 Convention d'échanges entre le SDEC ENERGIE et ENEDIS : avenant de prolongation de la durée..... p 11
- D-2. Convention relative à la valorisation par le Concessionnaire des ouvrages construits sous la maîtrise d'ouvrage de l'Autorité concédante : avenant de prolongation de la durée p 11
- D-3. Convention relative aux modalités d'occupation du domaine public autoroutier concédé à la SAPN : avenant de prolongation de la durée..... p 12
- D-4. Convention « accord de méthode » programme résilience post-Ciaran p 13
- D-5. PPI 2023-2026 - Présentation du bilan du Programme Annuel 2025 et présentation des perspectives du Programme Annuel 2026 (en présence des représentants d'Enedis) p 13

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 :	<i>Procès-Verbal du Comité Syndical du 12 décembre 2024</i>	<i>p 16</i>
Annexe B :	<i>Liste des demandes de financement par fonds de concours</i>	<i>p 23</i>
Annexe C :	<i>Rapport d'Orientations Budgétaires 2026</i>	<i>p 25</i>
Annexe D :	<i>Statuts régie « EnR »</i>	<i>P 62</i>
Annexe E :	<i>Bilan du rapport de contrôle 2024 ANTARGAZ ENERGIES sur les données 2023</i>	<i>p 68</i>
Annexe F :	<i>Bilan du rapport de contrôle 2024 PRIMAGAZ sur les données 2023</i>	<i>p 103</i>
Annexe G :	<i>Avenant n°3 à la convention d'échanges avec ENEDIS</i>	<i>p 145</i>
Annexe H :	<i>Avenant n°3 à la convention VRG - Valorisation des Remises Gratuites des ouvrages</i>	<i>p 148</i>
Annexe I :	<i>Avenant n°1 à la convention relative aux modalités d'occupation du domaine public autoroutier concédé</i>	<i>p 150</i>
Annexe J :	<i>Accord de méthode - Programme résilience post-Ciaran</i>	<i>P 155</i>

A- RAPPORT DE LA PRESIDENTE

A-1. Compte rendu des décisions de la Présidente

Les décisions de la Présidente, prises depuis le dernier Comité Syndical du 9 octobre 2025 et consultables, comme les délibérations du Bureau Syndical, dans le Recueil des Actes Administratifs mis en ligne sur le site internet du syndicat, seront rappelées en séance :

Objet			
Transition Énergétique	Conseil en Energie Partagé	Niveau 1	Adhésion des communes d’Argences, Bernières-sur-Mer et Moyaux
		Niveau 2	Adhésion des communes de Saint-Julien-sur-Calonne et Trouville-sur-Mer
	Avenants aux conventions PROGRES pour le financement de travaux de rénovation énergétique des établissements scolaires	Avenant n°1 à la convention PROGRES 2022 – Evrecy : Report de la date de fin des travaux	
		Avenant n°1 à la convention PROGRES 2022 – Saint Germain la Blanche Herbe : Report de la date de fin des travaux	
		Avenant n°1 à la convention PROGRES 2023 - Saint-Pierre-Canivet : Report des dates de début et de fin des travaux	
	Compétence Contribution à la Transition Énergétique	Validation du financement du plan d’actions 2025 de Vire-Normandie	
		Validation du financement du plan d’actions 2026 de Valdallière	
	Expérimentation d’étude par un programmiste	Convention avec la commune de Grandcamp-Maisy pour définir le programme de rénovation de sa salle omnisport	
		Convention avec la commune de Fontenay-le-Marmion pour la rénovation de sa salle omnisport	
	Expérimentation du regroupement et de la valorisation des Certificats d'Economies d'Energie (CEE) avec la commune de Noues de Sienne - Avenant n°2 (prolongation de la convention initiale d’un an supplémentaire)		
Solidarité	Conventions de partenariat avec les associations caritatives - Versement d'une subvention pour le traitement d'impayés d'énergie	Secours Catholique	
		Secours Populaire Français	
		Croix Rouge Française	
Mobilité durable	Aides Financières	Acquisition d’un véhicule électrique d’occasion par la commune d’Argences	
		Acquisition d'un véhicule électrique d'occasion par la commune d'Amaye-sur-Orne	
	Avenant n°1 à la convention d'autopartage avec la Communauté de Commune du Pays de Falaise pour la mise à disposition de 2 points de charge MobiSDEC		
	Avenant n°1 à la convention d'autopartage 2023 avec la commune de Trévières pour la mise à disposition d'un point de charge sur une borne MobiSDEC		
Finances	Virement de crédits n°3-2025 - Budget principal Du chapitre 4581620 au chapitre 4581622 pour couvrir la prise en charge de travaux d’effacement des réseaux		
Marchés publics	Déclaration d'infructuosité - Lots 1, 2, 3 et 6 du marché services d'assurances		

A-2. Etat des transferts de compétences

Depuis le Comité Syndical du 9 octobre 2025, le Bureau Syndical, lors de ses séances des 7 novembre et 5 décembre 2025 a acté les nouveaux transferts de compétences suivants :

Signalisation Lumineuse	Infrastructures de charge pour véhicules électriques, hybrides, à hydrogène rechargeables – IRVE	Energies Renouvelables
<ul style="list-style-type: none"> - Creully-sur-Seulles - Canapville 	<ul style="list-style-type: none"> - Anisy - Fontenay-le-Pesnel - Putot-en-Auge - Soumont-Saint-Quentin - Vacognes-Neuilly - Versainville 	<ul style="list-style-type: none"> - OUILLY-le-Vicomte, pour une centrale photovoltaïque en toiture de la salle des fêtes

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE a été chargée de leur mise en œuvre.

Au vu de ces décisions, l'état actuel des **526 collectivités adhérentes** au SDEC ÉNERGIE, par compétence transférée, est le suivant :

Electricité	Eclairage public	Signalisation lumineuse
478 communes 1 intercommunalité	455 communes 10 intercommunalités	50 communes

Gaz	Infrastructures de charges pour véhicules électriques	Energies Renouvelables
127 communes 1 intercommunalité	232 communes 1 intercommunalité	29 communes 3 intercommunalités

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

A-3. Agenda du Comité Syndical

De manière à garantir l'atteinte du quorum pour la dernière réunion du Comité Syndical du mandat, qui permettra d'assurer la continuité des activités du syndicat et des services rendus aux usagers avant l'installation des nouvelles instances, sa date sera rappelée en séance :

- **Judi 12 février 2026** – 14h - Salle Normandie de la CCI Caen Normandie - St Contest, dédié essentiellement aux votes des budgets, des subventions et des contributions et aides financières 2026.

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 devra se prononcer sur les 58 nouveaux projets présentés depuis le Comité Syndical du 9 octobre 2025 par 31 communes, proposés en **annexe B p 23**, pour les montants suivants :

• Montant total des travaux :	4 183 892,91 € HT
• Montant de la participation communale :	2 381 249,06 €
➤ Montant des fonds de concours :	2 367 643,33 €
➤ Montant du solde de fonctionnement :	13 605,73 €

➔ *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 » 2025

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 du cas dérogatoire n°2.

Malgré la très nette progression des recettes de fonctionnement (augmentation du nombre de sessions et 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	BP 2025	CFU PROVISoire AU 31/12/2025
F	R	002	Résultat d'exploitation reporté	6 048,91	6 048,91
F	R	042	Opérations d'ordre de transfert entre sections	265 000,00	264 614,80
F	R	70	Ventes de produits fabriqués, prestations de services	1 300 000,00	1 247 512,64
F	R	74	Subventions d'exploitation	30 000,09	24 595,49
F	R	75	Autres produits de gestion courante	100 000,00	175 473,90
F	R	77	Produits exceptionnels	212 451,00	63 895,99
TOTAL DES RECETTES				1 913 500,00	1 782 141,73
F	D	011	Charges à caractère général	1 250 000,00	1 249 811,53
F	D	012	Charges de personnel et frais assimilés	115 000,00	108 212,20
F	D	022	Dépenses imprévues	3 000,00	0,00
F	D	042	Opérations d'ordre de transfert entre sections	520 000,00	489 731,09
F	D	65	Autres charges de gestion courante	1 000,00	0,00
F	D	67	Charges exceptionnelles	1 000,00	0,00
F	D	68	Dotations aux provisions et aux dépréciations	22 500,00	22 500,00
F	D	69	Impôts sur les bénéfices et assimilés	1 000,00	0,00
TOTAL DES DEPENSES				1 913 500,00	1 870 254,82
RESULTAT DE LA SECTION DE FONCTIONNEMENT SANS REPORT				-6 048,91	-94 162,00
RESULTAT DE LA SECTION DE FONCTIONNEMENT AVEC REPORT				0,00	-88 113,09

Le résultat provisoire de la section de fonctionnement de l'exercice 2025 est déficitaire et nécessite d'ajuster le montant de la subvention d'équilibre initialement prévue à 212 451 € lors du vote du budget primitif le 27 mars 2025. A ce jour, il serait d'environ 95 000 €.

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

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

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

B-3. Débat d'orientations budgétaires, sur la base du Rapport d'Orientations Budgétaires : Budget principal et budgets annexes 2026

Le Débat d'Orientations Budgétaires – DOB - représente une étape essentielle de la procédure budgétaire des Collectivités. Il participe à l'information des élus et favorise la démocratie participative des assemblées délibérantes, en facilitant les discussions sur les priorités et les évolutions de la situation financière d'une collectivité préalablement au vote du Budget Primitif.

Imposé par la loi du 6 février 1992, le DOB est une étape obligatoire dans le cycle budgétaire des régions, départements, communes de plus de 3 500 habitants, des EPCI et syndicats mixtes comprenant au moins une commune de 3 500 habitants et plus (Art. L.2312-1, L.3312-1, L.4312-1, L.5211-36 et L5622-3 du CGCT).

A ce titre, le SDEC ÉNERGIE, ayant le statut de syndicat mixte fermé réunissant les communes du Calvados et des intercommunalités est tenu d'organiser un Débat d'Orientations Budgétaires pour ses 3 budgets : Budget Principal, Budget Annexe « Energies Renouvelables – EnR » et Budget Annexe « Mobilité Durable – MD ».

Avant l'examen du budget, l'exécutif du syndicat présente donc à son assemblée délibérante un rapport structuré en trois parties :

- PARTIE I : Situation budgétaire et financière 2023-2025 ;
- PARTIE II : Les ressources humaines 2023-2025 ;
- PARTIE III : Les orientations budgétaires 2026.

Cette obligation permet aux élus de débattre des orientations budgétaires qui fixent les priorités à venir qui seront reprises dans le budget primitif et dans les budgets annexes.

Le rapport d'orientations budgétaires (ROB) donne lieu à un débat qui est acté par une délibération spécifique et par la publication de ce rapport par les moyens adéquats.

Le rapport d'orientations budgétaires du Budget Principal 2026 et des Budgets annexes « Énergies Renouvelables » et « Mobilité Durable » 2026 est joint en **annexe C p 25**.

➔ Il appartiendra au Comité Syndical de débattre de ces orientations budgétaires pour les trois budgets - principal et annexes.

B-4. Ouverture des crédits d'investissement 2026 pour les 3 budgets

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 1^{er} janvier 2026 et la date du vote des budgets, prévue le 12 février 2026.

Pour 2026, le montant et l'utilisation des crédits d'investissement avant le vote des budgets sont les suivants :

Budget principal

Articles	Intitulé	Budget Primitif 2025 avec virements de crédits et décisions modificatives (1)	Crédits Restes à Réaliser 2024/2025 (2)	Nouveaux crédits 2025 (1) - (2)	Ouverture de crédits 2026
Chapitre 13		200 000,00 €	- €	200 000,00 €	50 000,00 €
1311	État et établissements nationaux	200 000,00 €	- €	200 000,00 €	50 000,00 €
Chapitre 20		250 000,00 €	92 920,00 €	157 080,00 €	39 270,00 €
2031	Frais d'études	150 600,00 €	8 520,00 €	142 080,00 €	35 520,00 €
2051	Concessions et droits similaires	99 400,00 €	84 400,00 €	15 000,00 €	3 750,00 €
Chapitre 204		3 000 000,00 €	1 285 589,00 €	1 714 411,00 €	428 602,75 €
2041412	Bâtiments et installations	1 517 164,00 €	1 285 589,00 €	231 575,00 €	57 893,75 €
2041481	Biens mobiliers, matériel et études	4 000,00 €	- €	4 000,00 €	1 000,00 €
2041482	Bâtiments et installations	1 343 836,00 €	- €	1 343 836,00 €	335 959,00 €
2041582	Bâtiments et installations	25 000,00 €	- €	25 000,00 €	6 250,00 €
20422	Bâtiments et installations	110 000,00 €	- €	110 000,00 €	27 500,00 €
Chapitre 21		550 000,00 €	58 340,39 €	491 659,61 €	122 914,90 €
21318	Autres bâtiments publics	858,00 €	858,00 €	- €	- €
21351	Bâtiments publics	220 134,01 €	3 474,40 €	216 659,61 €	54 164,90 €
217318	Autres bâtiments publics	14 769,71 €	14 769,71 €	- €	- €
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	126 376,00 €	26 376,00 €	100 000,00 €	25 000,00 €
21848	Autres matériels de bureau et mobiliers	44 024,28 €	7 024,28 €	37 000,00 €	9 250,00 €
2185	Matériel de téléphonie	10 000,00 €	- €	10 000,00 €	2 500,00 €
2188	Autres	23 000,00 €	- €	23 000,00 €	5 750,00 €
Chapitre 23		41 494 582,01 €	16 248 206,17 €	25 246 375,84 €	6 311 593,96 €
2315	Installations, matériel et outillage techniques	26 910 454,13 €	10 351 704,13 €	16 558 750,00 €	4 139 687,50 €
2317	Immobilisations reçues au titre d'une mise à disposition	14 584 127,88 €	5 896 502,04 €	8 687 625,84 €	2 171 906,46 €
Chapitre 26		3 200 000,00 €	- €	3 200 000,00 €	800 000,00 €
261	Titres de participation	3 200 000,00 €	- €	3 200 000,00 €	800 000,00 €
Chapitre 27		1 500 000,00 €	- €	1 500 000,00 €	375 000,00 €
2748	Autres prêts	1 500 000,00 €	- €	1 500 000,00 €	375 000,00 €
Chapitre 4581xxx		4 500 000,00 €	869 603,03 €	3 630 396,97 €	907 599,24 €
4581617	Participations Opérations Télécom 2017	10 000,00 €	- €	10 000,00 €	2 500,00 €
4581620	Participation adhérents travaux GGC 2020	15 000,00 €	- €	15 000,00 €	3 750,00 €
4581622	Travaux sous mandat Génie civil Télécom 2022	28 010,38 €	23 010,38 €	5 000,00 €	1 250,00 €
4581623	Travaux sous mandat Génie civil Télécom 2023	104 013,65 €	104 013,65 €	- €	- €
4581624	Travaux sous mandat Génie civil Télécom 2024	1 266 483,59 €	476 086,62 €	790 396,97 €	197 599,24 €
4581625	Travaux sous mandat Génie civil Télécom 2025	1 100 000,00 €	- €	1 100 000,00 €	275 000,00 €
4581724	Travaux sous mandats Transition Energétique 2024	135 177,17 €	55 177,17 €	80 000,00 €	20 000,00 €
4581725	Travaux sous mandats Transition Energétique 2025	1 420 000,00 €	- €	1 420 000,00 €	355 000,00 €
4581822	Travaux sous mandats Eclairage Public 2022	56 967,64 €	56 967,64 €	- €	- €
4581823	Travaux sous mandats Eclairage Public 2023	88 191,47 €	53 191,47 €	35 000,00 €	8 750,00 €
4581824	Travaux sous mandats Eclairage Public 2024	126 156,10 €	101 156,10 €	25 000,00 €	6 250,00 €
4581825	Travaux sous mandats Eclairage Public 2025	150 000,00 €	- €	150 000,00 €	37 500,00 €

Budget annexe « Energies Renouvelables »

Articles	Intitulé	Budget Primitif 2025 avec virements de crédits et décisions modificatives (1)	Crédits Restes à Réaliser 2024/2025 (2)	Nouveaux crédits 2025 (1) - (2)	Ouverture de crédits 2026
Chapitre 20		40 000,00 €	- €	40 000,00 €	10 000,00 €
2031	Frais d'étude	40 000,00 €	- €	40 000,00 €	10 000,00 €
Chapitre 23		1 885 000,00 €	330 606,97 €	1 554 393,03 €	388 598,26 €
2315	Installations, matériel et outillage techniques	1 885 000,00 €	330 606,97 €	1 554 393,03 €	388 598,26 €

Budget annexe « Mobilité Durable »

Articles	Intitulé	Budget Primitif 2025 avec virements de crédits et décisions modificatives (1)	Crédits Restes à Réaliser 2024/2025 (2)	Nouveaux crédits 2025 (1) - (2)	Ouverture de crédits 2026
Chapitre 21		56 295,35 €	6 295,35 €	50 000,00 €	12 500,00 €
2188	Autres	56 295,35 €	6 295,35 €	50 000,00 €	12 500,00 €
Chapitre 23		3 613 704,65 €	1 541 297,89 €	2 072 406,76 €	518 101,69 €
2315	Installations, matériel et outillage techniques	3 613 704,65 €	1 541 297,89 €	2 072 406,76 €	518 101,69 €

➔ Afin d'assurer le bon fonctionnement des services, il appartiendra au Comité Syndical d'accepter l'application de ces dispositions, avant le vote des budgets 2026.

B-5. Modification de l'article 2 de la régie à autonomie financière sans personnalité morale « Energies Renouvelables »

Le syndicat, par délibération du Comité Syndical du 12 décembre 2017, a créé une régie à autonomie financière « énergies renouvelables ».

Les missions actuellement exercées par la régie sont les suivantes :

- Assurer la conception et la réalisation d'infrastructures nécessaires à l'exploitation des réseaux de chaleur et/ou froid et à la production d'énergies renouvelables ;
- Assurer la maintenance et l'exploitation des équipements et installations (énergies renouvelables, réseaux de chaleur et/ou froid) ;
- Produire ces énergies ;
- Vendre ces énergies.

Son activité principale, est jusqu'à aujourd'hui, le portage des projets d'installations de centrales de panneaux photovoltaïques sur toiture des bâtiments publics avec vente totale de la production d'électricité à EDF OA (Obligation d'achat).

Mais le contexte et les besoins des collectivités évoluent. Pour s'adapter, le SDEC ÉNERGIE propose de mettre en place un nouvel accompagnement pour favoriser les projets d'autoconsommation collective, en réalisant les missions de personne morale organisatrice (PMO) mutualisée.

Conformément à l'article L315-2 du code de l'énergie, les participants à une opération d'autoconsommation collective (producteurs et consommateurs) doivent être liés entre eux au sein d'une Personne Morale Organisatrice (PMO).

La Personne Morale Organisatrice est considérée comme facilitatrice de l'autoconsommation collective (ACC). Elle a plusieurs obligations réglementaires (telles que la signature de la convention d'ACC et la gestion des entrées et sorties des participants), mais elle peut aussi effectuer des missions complémentaires en fonction des besoins de l'opération (mandat de facturation, animation ...).

Cet accompagnement irait de la mise en place de la PMO jusqu'à la gestion de la boucle locale d'autoconsommation.

La rédaction actuelle de l'article 2 des statuts de la régie ne prévoit pas explicitement la possibilité de réaliser des prestations de services immatériels liés à la production d'énergies renouvelables, comme les missions associées au rôle de personne morale organisatrice (PMO).

Il sera donc proposé d'ajouter à l'article 2 des statuts de la régie ENR, après « vendre ces énergies », une nouvelle mission : « réaliser des prestations de services immatériels liées à la production d'énergies renouvelables (PMO, étude d'autoconsommation collective ...) » (*annexe D p 62*).

→ Il appartiendra au Comité Syndical d'accepter la modification de l'article 2 de la régie à autonomie financière sans personnalité morale « Energies Renouvelables » pour y intégrer la possibilité de réaliser des prestations de services immatériels liées à la production d'énergies renouvelables (PMO, étude d'autoconsommation collective).

C- CONCESSIONS GAZ

C-1. Bilan des rapports de contrôle 2024 – Données 2023 – ANTARGAZ ENERGIES et PRIMAGAZ

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

Concernant les concessionnaires ANTARGAZ ENERGIES et PRIMAGAZ, ces contrôles réalisés en 2024 portaient sur les données 2023 de leur trois contrats de concessions respectifs 2005, 2007 et 2008 pour le premier et 2005, 2007 et 2012 pour le second.

Les contrôles ont porté sur les usagers, les travaux, les ouvrages des concessions, la qualité de la fourniture et la sécurité et la comptabilité des concessions.

Une synthèse de ces bilans, joints en *annexes E et F p 68 et 103*, sera proposée en séance.

→ Il appartiendra au Comité Syndical d'acter de la présentation de ces rapports de contrôle.

D – CONCESSION ELECTRICITE

D-1. Convention d'échanges entre le SDEC ENERGIE et ENEDIS : avenant de prolongation de la durée

Au titre de 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, 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.

Deux conventions en date du 29 juin 2018 et du 22 décembre 2022 ont fixé les modalités d'échanges dans le cadre de l'exécution des travaux du SDEC ENERGIE.

L'avenant n°2 à la convention en vigueur arrivant à son terme le 31 décembre 2025, et considérant qu'il est dans l'intérêt du Syndicat de prolonger de nouveau la durée de la convention d'échanges dans l'attente de son adaptation à la suite de l'expérimentation des modalités opérationnelles liées aux évolutions du PSEDO, de l'étude des évolutions qui pourraient intervenir en matière des formats d'échanges cartographiques (standard Starelec...) dans le cadre du dossier des ouvrages construits et de l'usage de l'outil e-Plans de dématérialisation des échanges, il sera proposé de la reconduire pour une durée d'un an.

Convention	Durée de la prolongation / Nouvelle échéance / Objectif			Avenant
Convention d'échanges avec Enedis dans le cadre de l'exécution des travaux du SDEC ENERGIE	1 an	31 décembre 2026	<ul style="list-style-type: none"> Expérimenter les modalités opérationnelles liées aux évolutions du PSEDO Étudier les évolutions qui pourraient intervenir en matière des formats d'échanges cartographiques (standard Starelec...) dans le cadre du Dossier des Ouvrages Construits Affiner l'usage de l'outil e-Plans de dématérialisation des échanges 	Avenant n°3 Annexe G p 145

Le projet d'avenant a été mis à disposition des membres du Comité Syndical, dès le 2 décembre 2025, conformément aux dispositions de l'article L.1411-7 du CGCT.

➔ **Il appartiendra au Comité Syndical de se prononcer sur cette proposition d'avenant.**

D-2. Convention relative à la valorisation par le Concessionnaire des ouvrages construits sous la maîtrise d'ouvrage de l'Autorité concédante (convention VRG - Valorisation des Remises Gratuites des ouvrages) : avenant de prolongation de la durée

Au titre de 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, 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 n°2 à la seconde convention arrivant à son terme le 31 décembre 2025, il sera proposé de la reconduire pour une durée d'un an.

Convention	Durée de la prolongation / Nouvelle échéance / Objectif			Avenant
Convention relative à la valorisation par le concessionnaire des ouvrages construits sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante (Convention VRG - Valorisation des Remises Gratuites des ouvrages)	1 an	31 décembre 2026	<ul style="list-style-type: none"> Expérimenter le nouvel outil Racing d'Enedis de valorisation des affaires et les échanges de données associées, Sans emporter modification des modalités contractuelles antérieures visant à prendre en compte les caractéristiques des ouvrages remis 	Avenant n° 3 Annexe H p 148

Le projet d'avenant a été mis à disposition des membres du Comité Syndical, dès le 2 décembre 2025, conformément aux dispositions de l'article L.1411-7 du CGCT.

➔ **Il appartiendra au Comité Syndical de se prononcer sur cette proposition d'avenant.**

D-3. Convention relative aux modalités d'occupation du domaine public autoroutier concédé à la SAPN par les réseaux publics de distribution d'électricité sur le département du calvados : avenant de prolongation de la durée

Dans le cadre de leurs travaux, le SDEC ENERGIE et ENEDIS peuvent occuper le domaine public autoroutier concédé (DPAC) à la SAPN. Les Parties se sont rapprochées afin de convenir du recours à une convention d'occupation prévoyant une redevance forfaitaire annuelle pour la réalisation et l'exploitation de l'ensemble des Installations ainsi que l'occupation du DPAC.

La convention signée le 12 février 2021 cadre relative à l'occupation du DPAC par les réseaux de distribution publique d'électricité sur le département du Calvados arrive à son terme le 11 février 2026, il sera proposé de la reconduire pour une durée de 5 ans.

Convention	Durée de la prolongation / Nouvelle échéance / Objectif			Avenant
Convention relative aux modalités d'occupation du domaine public autoroutier concédé à la SAPN par les réseaux publics de distribution d'électricité sur le département du calvados	5 ans	11 février 2031	<ul style="list-style-type: none"> Poursuivre les termes de la convention initiale 	Avenant n° 1 Annexe I p 150

Le projet d'avenant a été mis à disposition des membres du Comité Syndical, dès le 2 décembre 2025, conformément aux dispositions de l'article L.1411-7 du CGCT.

➔ **Il appartiendra au Comité Syndical de se prononcer sur cette proposition d'avenant.**

D-4. Convention « accord de méthode » programme résilience post-Ciaran

Pour rappel, la tempête CIARAN a été un événement climatique exceptionnel par son intensité et l'ampleur des dégâts (65 000 usagers du Calvados coupés, 80 départs HTA touchés, 8 000 interventions en Normandie). Enedis a réalisé un diagnostic du réseau au regard des dégâts occasionnés et propose d'engager un certain nombre d'actions pour le renforcer, limiter les incidents et accélérer sa réalimentation.

À la suite de cet événement, Enedis a ainsi décidé de lancer un projet nommé "Résilience post-Ciaran", en complément des Programmes Pluriannuels d'Investissements. Ce projet vise à diminuer l'impact d'un événement exceptionnel de cette nature tant en profondeur qu'en durée. Lancé en 2024, il se déroulera jusqu'en 2030.

Les représentants d'ENEDIS, ont présenté au Comité Syndical du 27 mars 2025, le projet de résilience post CIARAN d'Enedis pour lequel une enveloppe financière dédiée a été attribuée pour un montant estimé à 20 M€ pour le Calvados.

Un travail collaboratif s'est ainsi engagé pour définir une méthode concertée pour coordonner l'action des 2 maîtres d'ouvrages que sont le SDEC ÉNERGIE et Enedis dans le cadre de ce projet de résilience.

L'objet de l'accord de méthode proposé en **annexe J p 155**, consiste à installer une coopération renforcée entre le SDEC ÉNERGIE et la Direction Régionale Normandie d'Enedis sur la durée du projet avec une volonté commune de conjuguer les investissements pour améliorer la résilience des réseaux HTA et BT en fonction de la répartition de la maîtrise d'ouvrage définie dans le cahier des charges de concession, de coordonner les chantiers, d'échanger à pas régulier sur l'avancement des programmes respectifs et de les valoriser.

Il a été mis à disposition des membres du Comité Syndical, dès le 2 décembre 2025, conformément aux dispositions de l'article L.1411-7 du CGCT.

➔ Il appartiendra au Comité Syndical de se prononcer sur cette proposition d'accord de méthode.

D-5. PPI 2023-2026 - Présentation du bilan du Programme Annuel 2025 et présentation des perspectives du Programme Annuel 2026 (en présence des représentants d'Enedis)

Le contrat de concession pour le service public du développement et d'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés de vente dans le Calvados, dit « 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).

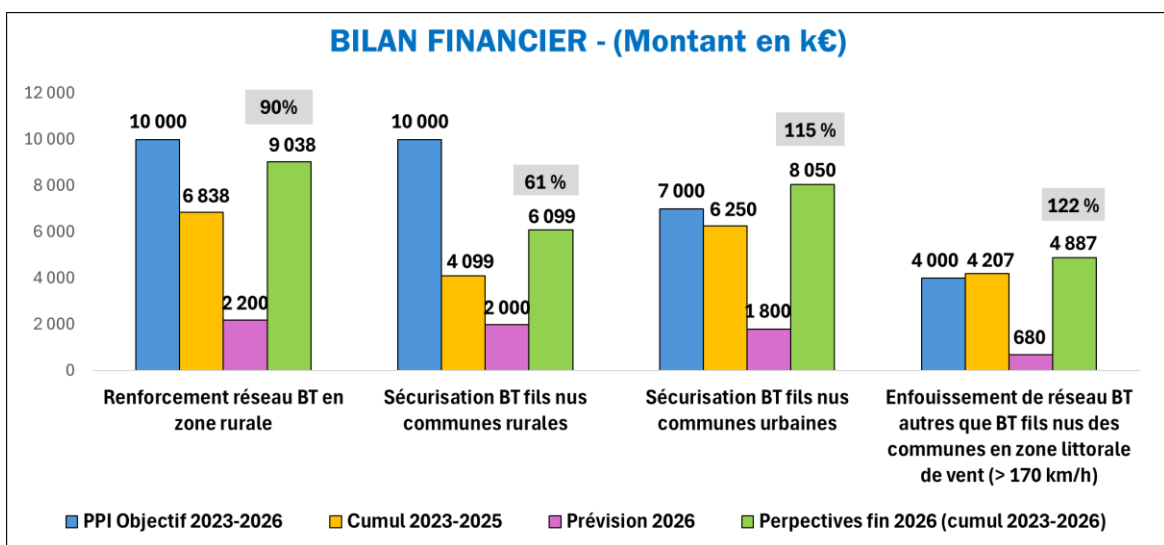
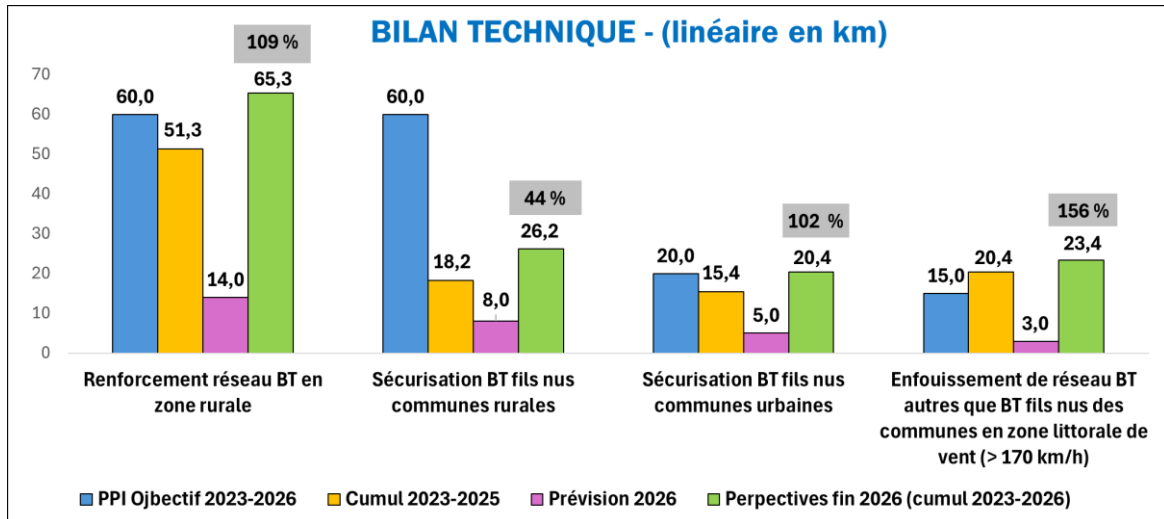
Dans le cadre du 2nd PPI de ce contrat de concession, élaboré pour la période 2023-2026, une présentation conjointe du bilan du programme annuel 2025 et des perspectives du programme annuel 2026, par le SDEC ÉNERGIE, et ENEDIS, sera proposée au Comité Syndical.

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

Prévisions à fin novembre 2025	Quantités techniques PPI								
	Finalités PPI	TOTAL PPI	dont ZQP	Point de sortie estimé cumul années antérieures	Dont ZQP	Prévisions PA_2026	Dont ZQP	Projection/ PPI (%)	dont ZQP (%)
Fiabilité & modernisation	1 - Lignes aériennes HTA renouvelées (RP)	275 km	100 km	291,7 km	83,1 km	149,0 km	34,0 km	160	117
	2 - Lignes aériennes HTA obsolètes	45 km	15 km	24,7 km	15,1 km	20,0 km	2,0 km	99	114
	3 - Création d'OMT	30 OMT	8 OMT	27 OMT	5 OMT	3 OMT	1 OMT	100	75
	4 - Renouvellement des câbles HTA souterrain CPI	20 km		14,9 km		2,0 km		84	
	5 - Renouvellement BT fils nus	15,0 km		22,2 km		6,2 km		190	
	6 - Renouvellement des câbles BT souterrain	12,0 km		12,5 km		4,5 km		141	
Résilience	7 - Lignes aériennes HTA en risque avéré dans le cadre du PAC	13 km	2,8 km	10,4 km	6,2 km	8,8 km	7,7 km	148	496
	8 - Postes HTA/BT DP situés dans les territoires à risque inondation 30 ans sécurisés	25 postes		15		10		100	
	9 - Postes HTA/BT DP situés dans les territoires à risque inondation 100 ans équipés	15 postes		0		15		100	
Réglementaire	10 - Transformateurs HTA/BT à traiter dans le cadre de la réglementation relative au PCB	100 transfo		127 transfo		0 transfo		127	
Renforcement	11 - Renforcement réseau HTA	1,3 km	1,3 km	1,7 km	1,7 km	0,0 km	0,0 km	128	128
	12 - Renforcement réseau BT	10,0 km		6,2 km		10,2 km		164	

Prévisions à fin novembre 2025	Quantités financières PPI								
	Finalités PPI	TOTAL PPI	dont ZQP	Point de sortie estimé cumul années antérieures	Dont ZQP	Prévisions PA_2026 K€	Dont ZQP K€	Projection/ PPI	dont ZQP
Fiabilité & modernisation	1 - Lignes aériennes HTA renouvelées (RP)	7 000	3 100	6 902	2 313	3 57	1 000	150	107
	2 - Lignes aériennes HTA obsolètes								
	3 - Création d'OMT								
	4 - Renouvellement des câbles HTA souterrain CPI	16 000	2 580	14 561	3 151	3 700	430	114	139
	5 - Renouvellement BT fils nus								
	6 - Renouvellement des câbles BT souterrain								
Résilience	7 - Lignes aériennes HTA en risque avéré dans le cadre du PAC								
	8 - Postes HTA/BT DP situés dans les territoires à risque inondation 30 ans sécurisés	2 300	650	2 821	518	290	170	135	106
	9 - Postes HTA/BT DP situés dans les territoires à risque inondation 100 ans équipés								
Réglementaire	10 - Transformateurs HTA/BT à traiter dans le cadre de la réglementation relative au PCB	500		674		0		135	
Renforcement	11 - Renforcement réseau HTA	3 200	170	1 608	317	1 400	0	94	186
	12 - Renforcement réseau BT								
	Total des investissements au PA	29 000	6 500	26 566	6 299	8 960	1 600	123	122

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



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

2025-05/CS/PV



PROCES-VERBAL DU COMITE SYNDICAL DU 9 OCTOBRE 2025

L'an deux mille vingt-cinq, le 09 octobre, le Comité Syndical du Syndicat Départemental d'Energies du Calvados, légalement convoqué le vendredi 03 octobre 2025, 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.

Etaient présents :

COLLEGE		REPRESENTANTS	
		NOM	PRENOM
1.	CU CAEN LA MER	ALLAIRE	Stanislas
2.	CU CAEN LA MER	AUDRIEU	Alain
3.	CU CAEN LA MER	BALAS	Jean-Pierre
4.	LISIEUX NORMANDIE	BAREAU	Anne-Marie
5.	LISIEUX NORMANDIE	BAUCHET	Roland
6.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	BAZIN	Hervé
7.	CU CAEN LA MER	BELLÉE	Emmanuel
8.	COEUR COTE-FLEURIE	BENOIST	Claude
9.	CU CAEN LA MER	BERT	Jean
10.	CU CAEN LA MER	BERTHAUX	Thierry
11.	PAYS DE HONFLEUR-BEUZEVILLE	BLANCHETIERE	Marcel
12.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	BOUGAULT	Rémi
13.	CU CAEN LA MER	BOURDON	Alain
14.	COMMUNES CU MEMBRES DU SDEC ENERGIE	CAPOËN	Philippe
15.	LISIEUX NORMANDIE	CHÉRON	Denis
16.	CU CAEN LA MER	COLLET	Céline
17.	CU CAEN LA MER	COUTANCEAU	Bruno
18.	LISIEUX NORMANDIE	DALLOCCCHIO	Jean-Pierre
19.	PAYS DE FALAISE	DAVID	Johannes
20.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	DENOYELLE	Patrick
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.	CU CAEN LA MER	GANCEL	David
29.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	GERMAIN	Patrice
30.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	GIRARD	Henri
31.	CU CAEN LA MER	GODEFROY	Bruno
32.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	GODIER	Edith
33.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	GOURNEY-LECONTE	Catherine
34.	CU CAEN LA MER	GUERIN	Daniel
35.	COMMUNES CU MEMBRES DU SDEC ENERGIE	GUILLEMIN	Jean-Marie
36.	EPCI	GUILLEMOT	Jean-François
37.	COEUR DE NACRE	GUILLOUARD	Jean-Luc
38.	SEULLES - TERRE ET MER	GUIMBRETIÈRE	Hervé
39.	PAYS DE FALAISE	HEURTIN	Jean-Yves
40.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	HUE	Sonia
41.	SEULLES - TERRE ET MER	HUYGHE	Jessica
42.	CU CAEN LA MER	KANZA MIA DIYEKA	Théophile
43.	EPCI	LAGALLE	Philippe
44.	CU CAEN LA MER	LANGLOIS	Jérôme
45.	CU CAEN LA MER	LE BRUN	Jean-Yves
46.	VAL ES DUNES	LE FOLL	Alain
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



2025-05/CS/PV

Syndicat départemental d'énergies du Calvados

52.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	LEMAIRE	Jean-Paul
53.	CU CAEN LA MER	LEMARIE	Yvon
54.	PAYS DE FALAISE	LEROY	Eric
55.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	LEVEQUE	Anthony
56.	CU CAEN LA MER	LIZORET	Didier
57.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	MALOISEL	Gilles
58.	LISIEUX NORMANDIE	MARIE	Alain
59.	CU CAEN LA MER	MARIE	Lionel
60.	CU CAEN LA MER	MARIE	Mickaël
61.	TERRE D'AUGE	MARIE	Patrick
62.	CU CAEN LA MER	MARIE	Philippe
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.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	MULLER	Jean-Michel
70.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	PARIS	Françoise
71.	COMMUNES CU MEMBRES DU SDEC ENERGIE	PATINET	Sébastien
72.	CU CAEN LA MER	PRIEUX	Alain
73.	VAL ES DUNES	QUILLET	Jean-Pierre
74.	LISIEUX NORMANDIE	RATEL	Philippe
75.	CU CAEN LA MER	RIBALTA	Ghislaine
76.	CU CAEN LA MER	RICCI	Serge
77.	TERRE D'AUGE	RIOU	Corentin
78.	PRE BOCAGE INTERCOM	RUON	Vincent
79.	COEUR DE NACRE	SAGET	Thierry
80.	EPCI	SAINT LO	Patrick
81.	LISIEUX NORMANDIE	SAVIN	Jean-Bruno
82.	BAYEUX INTERCOM	TANQUEREL	Lucie
83.	TERRE D'AUGE	THIERRY	Linda
84.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	TOUILLON	Pascal
85.	COEUR COTE-FLEURIE	VAUTIER	Dominique
86.	CU CAEN LA MER	WILLAUME	Ludwig
87.	CU CAEN LA MER	ZANOVELLO	Jackie

Etaient absents ou excusés :

COLLEGE		REPRESENTANTS	
		NOM	PRENOM
1.	COEUR COTE-FLEURIE	AMER	Nizar
2.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	ASMANT	Alain
3.	CU CAEN LA MER	BAIL	Romain
4.	PRE BOCAGE INTERCOM	BAZIN	Philippe
5.	PAYS DE FALAISE	BENOIT	Dominique
6.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	BÉRARD	Gilles
7.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	BERGAR	Dominique
8.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	BERTAIL	Etienne
9.	NORMANDIE CABOURG PAYS D'AUGE	BERTIN	Guy
10.	VAL ES DUNES	BIZET	Michel
11.	LISIEUX NORMANDIE	BONHOMME	Valentin
12.	CU CAEN LA MER	BORDAIS	Martial
13.	CU CAEN LA MER	BOUILLON	Jean-Pierre
14.	CINGAL - SUISSE NORMANDE	BOUJRAD	Abderrahman
15.	CU CAEN LA MER	BOYER	Patrick
16.	VALLEES DE L'ORNE ET DE L'ODON	BURNEL	Eric
17.	LISIEUX NORMANDIE	CAILLOT	Michel
18.	PAYS DE FALAISE	CHAUVET	Sébastien
19.	LISIEUX NORMANDIE	COLAS	Richard
20.	LISIEUX NORMANDIE	COURCHAI	Pierre
21.	CU CAEN LA MER	DE WINTER	Damien
22.	BAYEUX INTERCOM	DELOMEZ	Xavier
23.	CU CAEN LA MER	DELVAL	Gilles
24.	LISIEUX NORMANDIE	DUJARDIN	Fabrice
25.	CU CAEN LA MER	DURAN	Marc
26.	CU CAEN LA MER	ESCACH	Nicolas

27.	VAL ES DUNES	EUDE	Christophe
28.	EPCI	GOBE	Alain
29.	TERRE D'AUGE	GOHIER	Armand
30.	CU CAEN LA MER	GUÉGUÉNIAT	Franck
31.	SEULLES - TERRE ET MER	GUELLE	Jean-Denis
32.	CU CAEN LA MER	GUENNOG	Jean-Yves
33.	CU CAEN LA MER	JOLY	François
34.	COEUR DE NACRE	JOUY	Franck
35.	COEUR DE NACRE	LARSONNEUR	Bertrand
36.	BAYEUX INTERCOM	LAUNAY-GOURVES	Olivier
37.	PRE BOCAGE INTERCOM	LE BOULANGER	Christophe
38.	PRE BOCAGE INTERCOM	LE MAZIER	Michel
39.	CU CAEN LA MER	LE PIFRE	Sophie
40.	PRE BOCAGE INTERCOM	LECHAT	Anthony
41.	LISIEUX NORMANDIE	LECLERC	Sébastien
42.	CU CAEN LA MER	LEFEVRE-PROKOP	Nadine
43.	LISIEUX NORMANDIE	LEGRAIN	Gilles
44.	CU CAEN LA MER	LOUVET	Vincent
45.	CU CAEN LA MER	MILLET	Marc
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	PITRAYS	Nicolas
50.	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	POISSON	Cédric
51.	CU CAEN LA MER	POULAIN	Jean-Paul
52.	BAYEUX INTERCOM	RAFFRAY	Gilbert
53.	INTERCOM DE LA VIRE AU NOIREAU	RANSON	Anne-Marie
54.	CU CAEN LA MER	RENARD	Nicolas
55.	COEUR CÔTE-FLEURIE	REVERT	David
56.	CU CAEN LA MER	SAINT	Thierry
57.	LISIEUX NORMANDIE	TARGAT	Dany
58.	CU CAEN LA MER	THOMAS	Angèle
59.	CU CAEN LA MER	TRANCHIDO	Alain
60.	CU CAEN LA MER	VARLET	Gérard

Autres excusés ayant donné pouvoirs :

	Représentant donnant pouvoir	COLLEGE	Représentant recevant pouvoir	COLLEGE
1.	Cédric CASSIGNEUL	CU CAEN LA MER	GUILLEMIN Jean-Marie	COMMUNES CU MEMBRES DU SDEC ENERGIE
2.	Emilie CHAUVIN	BAYEUX INTERCOM	TANQUEREL Lucie	BAYEUX INTERCOM
3.	Hubert FURDYNA	ISIGNY-OMAHA INTERCOM	LECONTE Jean-Claude	ISIGNY-OMAHA INTERCOM
4.	Jean LEPAULMIER	BAYEUX INTERCOM	LAGALLE Philippe	EPCI

ACCUEIL DES REPRESENTANTS

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

Avant de débiter la présentation des sujets inscrits à l'ordre du jour, Madame la Présidente propose à l'assemblée de rendre hommage à Messieurs Daniel GUÉRIN, maire de Revers et représentant du collège des EPCI au Comité Syndical et Ambroise DUPONT, Sénateur honoraire, ancien président de l'UAMC, ancien vice-président du conseil général, Maire honoraire de Victot-Pontfol, Chevalier de la Légion d'honneur, ancien représentant au Comité Syndical, respectivement décédés les 4 et 18 septembre 2025.

Minute de silence.

ORDRE DU JOUR

Madame la Présidente indique que l'ordre du jour est conforme à la convocation qui a été adressée à chacun des représentants au Comité Syndical le 3 octobre dernier :

- **Rapport de la Présidente :**
 - ✓ Approbation du procès-verbal de la séance du 10 juin 2025,
 - ✓ Compte-rendu des dernières décisions de la Présidente,
 - ✓ Etat des transferts de compétences,
 - ✓ Agenda du Comité Syndical.
- **Concessions Gaz :** Convention de rattachement des ouvrages situés sur la commune de Valdallière.
- **Finances :**
 - ✓ Financement des participations des membres aux travaux par fonds de concours,
 - ✓ Budget annexe Mobilité Durable : Décision Modificative n° 1 en section de fonctionnement,
 - ✓ Budget annexe Mobilité Durable : Décision Modificative n° 2 en section d'investissement,
 - ✓ Versement d'une avance remboursable du BP vers le budget annexe « Mobilité Durable »,
 - ✓ Mise en œuvre d'un protocole transactionnel entre l'entreprise SLTP et le SDEC ENERGIE,
 - ✓ Calendrier budgétaire 2026.

PRESENTATION DE LA TRIBUNE

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

- Monsieur Philippe LAGALLE, 1^{er} Vice-président en charge de l'administration générale, des finances, de la cartographie et des usages numériques,
- Monsieur Rémi BOUGAULT, 2^{ème} Vice-président en charge des concessions Electricité et Gaz,
- Monsieur Alban RAFFRAY, Directeur Général des Services.

Madame la Présidente salue la présence du comptable public de la Paierie Départementale du Calvados, Monsieur Jean-Philippe CHARDRON.

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 10 JUIN 2025

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE soumet au Comité Syndical le procès-verbal de la réunion du 10 juin 2025, transmis aux représentants en annexe de la note de présentation, jointe à leur convocation.

Le Comité Syndical adopte le procès-verbal de la séance du 10 juin 2025, sans aucune observation.



MODALITES DES VOTES

Madame la Présidente confirme que, conformément à l'ordre du jour de la séance, des décisions d'intérêt commun et une décision d'intérêt spécifique relative à la compétence « Gaz » seront soumises à l'approbation du Comité Syndical.

Madame la Présidente propose d'utiliser le vote à main levée, en rappelant que :

- tous les collèges pourront s'exprimer sur les votes d'intérêt commun ;
- tous les collèges à l'exception du collège des EPCI et du collège des communes de la Communauté Urbaine Caen la mer, membres du syndicat, pourront s'exprimer pour la compétence « Gaz ».

Le Comité Syndical valide le vote à main levée.

COMPTE-RENDU DES DECISIONS DE LA PRESIDENTE

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE rend compte des dernières décisions prises, depuis le Comité Syndical du 10 juin 2025, en vertu de la délégation du Comité Syndical du 30 mars 2023, à savoir :

Objet			
Transition Énergétique	Conseil en Energie Partagé	Niveau 1	Adhésions des communes de Blonville sur Mer, Marolles, Merville Franceville Plage et de Saint-Désir et des Communautés de communes Pré Bocage Intercom et Vallées de l'Orne et de l'Odon.
		Niveau 2	Adhésions des communes de Ablon, Aubigny, Blonville sur Mer, Fontenay le Marmion, La Rivière St Sauveur, Marolles et Saint-Désir et des Communautés de communes Pré Bocage Intercom et Vallées de l'Orne et de l'Odon.
	Compétence Contribution à la Transition Énergétique		Validation du financement du plan d'actions 2025 de Trévières, Valdallière, noues de Sienne
	Programme d'Accompagnement des Collectivités à la Transition Énergétique "PACTE"		2ème demande d'aide financière au titre de la 3ème année d'accompagnement de la Communauté de Communes Vallées de l'Orne et de l'Odon
			1ère demande d'aide financière au titre de la 1ère année d'accompagnement de la Communauté d'Agglomération de Lisieux Normandie
Mobilité durable	Aides Financières	Véhicules électriques	Acquisition d'un véhicule électrique neuf - Communauté de Communes du Pays de Falaise
			Acquisition d'un véhicule électrique utilitaire - Commune de Mondeville
			Acquisition deux véhicules électriques d'occasion- Communauté de Communes du Pays de Honfleur-Beuzeville
		Vélos électriques	Acquisition de 5 vélos électriques - Commune de Blainville/Orne
			Acquisition de 20 vélos électriques - Communauté de Communes Normandie Cabourg Pays-d'Auge (Droit de tirage des communes de Gonneville-en-Auge, Brucourt, Criqueville-en-Auge et Dozulé pour l'acquisition de 5 cycles chacune)
	Convention relative à la mise à disposition d'un point de charge MobiSDEC pour véhicules en autopartage sur la commune de Cabourg - prestataire SAS OLAFF MOBILITY		
Ressources numériques et logistique	Avenants n°1 et n°2 à la convention de co-financement du PCRS (Plan Corps de Rue Simplifié) Raster dans le Calvados		
	Convention-cadre d'accès à la centrale d'achat de Manche Numérique		
Concessions	Restitution de la parcelle située à CAEN impasse BELLIVET cadastrée KK112 sur la commune de CAEN		



Marchés publics	Abonnement Microsoft Office 365
Finances	Virement de crédits n°1-2025 - Budget principal - Du chapitre 4581725 au chapitre 4581724 pour couvrir les besoins de crédits supplémentaires afin de financer les travaux de rénovation énergétique de bâtiments publics notamment par le dispositif « CEP 3 » dans le cadre d'opérations sous mandat.
	Virement de crédits n°2-2025 - Budget principal - Du chapitre 4581925 au chapitre 4581624 pour couvrir les besoins de crédits supplémentaires nécessaires à la prise en charge de travaux d'effacement des réseaux dans le cadre d'opérations sous mandat.
Ressources Humaines	Décisions de défense des intérêts du SDEC ENERGIE dans les instances n° 2501695-1, 2501914-1 et 2501953-2 introduites devant le Tribunal Administratif de Caen et n° 25NT01473 introduite devant la Cour Administrative d'Appel de Nantes

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 10 juin 2025.

ETAT DES TRANSFERTS DE COMPÉTENCES

Depuis le Comité Syndical du 10 juin 2025, le Bureau Syndical, lors de sa séance du 27 juin 2025 a acté le nouveau transfert de la compétence « Eclairage Public » sollicité par la commune d'Asnelles, avec l'option 100 % lumière.

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE a été chargée de le mettre en œuvre.

Au vu de cette décision, l'état actuel des **526 collectivités adhérentes** au SDEC ÉNERGIE, par compétence transférée, est le suivant :

Electricité	Eclairage public	Signalisation lumineuse
478 communes 1 intercommunalité	455 communes 10 intercommunalités	48 communes

Gaz	Infrastructures de charges pour véhicules électriques	Energies Renouvelables
127 communes 1 intercommunalité	226 communes 1 intercommunalité	28 communes 3 intercommunalités

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

Le Comité Syndical prend acte de cette communication.

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 rappelle les prochaines et dernières assemblées plénières du mandat, en attirant l'attention de chacun sur l'importance de leurs ordres du jour, à savoir :

- Jeudi 18 décembre 2025 – 14h - Salle Normandie de la CCI Caen Normandie - St Contest, dédié notamment au Débat d'Orientations Budgétaires 2026 ;
- Jeudi 12 février 2026 – 14h - Salle Normandie de la CCI Caen Normandie - St Contest, dédié essentiellement aux votes des budgets, des subventions et des contributions et aides financières 2026.

Le Comité Syndical prend acte de ces prochaines échéances.

DECOMPTE DES PRESENTS

Madame la Présidente annonce l'état des présents* :

A l'ouverture de la séance :	Votes d'intérêt commun	Votes d'intérêt spécifique Gaz
Représentants	152	144
Représentants en exercice**	151	144
Quorum atteint à partir de	76	73
Présents	87	81
Pouvoirs	4	4
Total des votants	91	85

* Chiffres actualisés en tenant compte des arrivées au moment de l'annonce des présents.

** Suite au décès de Monsieur Daniel GUÉRIN, représentant du collège des EPCI.

Elle présente les pouvoirs réceptionnés, listés précédemment.

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

CONCESSIONS GAZ

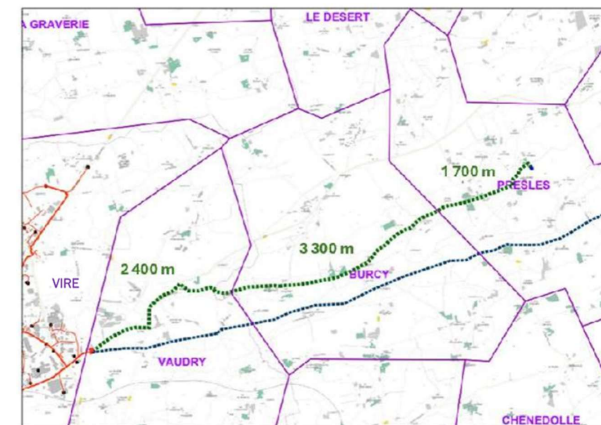
CONVENTION RELATIVE AU RATTACHEMENT D'OUVRAGES SITUÉS SUR LA COMMUNE DE VALDALLIÈRE

Monsieur Rémi BOUGAULT, Vice-président en charge des concessions Electricité et Gaz, rappelle que les ouvrages créés (poste d'injection, conduite) doivent permettre le raccordement d'une unité de méthanisation sur la commune de VALDALLIÈRE au réseau public de distribution de gaz pour permettre l'injection du biométhane produit.

Le projet de convention proposé a pour objet de rattacher les ouvrages réalisés sur la commune de VALDALLIÈRE (sur le territoire des communes déléguées de PRESLES et de BURCY) par GRDF au réseau public de distribution de gaz naturel situé sur la commune de VIRE-NORMANDIE (commune déléguée de VAUDRY).

Les ouvrages concernés portent sur :

- Conduite PE 160 MPC pour une longueur de 5 000 m sur la commune de VALDALLIÈRE (1 700 m sur la commune déléguée de PRESLES et 3 300 m sur la commune déléguée de BURCY).



- Un poste d'injection (comprenant le comptage, l'odorisation et le contrôle de la qualité du gaz) sur le territoire de la commune de VALDALLIÈRE (commune déléguée de PRESLES).

En qualité d'autorité organisatrice de la distribution publique de gaz sur le territoire de la commune de Valdallière, le SDEC ÉNERGIE consent à la construction de ces ouvrages sur le territoire de la commune et en tant qu'Autorité concédante, il consent à l'établissement d'ouvrages relevant de la concession de distribution au-delà du périmètre géographique du contrat syndical.

La convention est conclue pour la durée de l'exploitation des ouvrages, éventuellement renouvelés. Si les ouvrages ne sont pas achevés au plus tard le 31 décembre 2030, la convention sera alors résiliée de plein droit, sans ouvrir droit à indemnité au profit de l'une ou l'autre des parties.

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

→ Délibération d'intérêt spécifique à la compétence « Gaz » :

REPRESENTANTS COMPÉTENCE GAZ	REPRESENTANTS EN EXERCICE COMPÉTENCE GAZ	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
144	144	81	4	85

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

- **APPROUVE** la conclusion de la convention entre le SDEC ENERGIE et GRDF relative au rattachement d'ouvrages de raccordement du réseau favorisant l'injection de gaz renouvelable ;
- **CHARGE** Madame la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autorise à signer ladite convention ainsi que tous les actes et documents s'y rapportant.



FINANCES

FINANCEMENT DES PARTICIPATIONS DES MEMBRES AUX TRAVAUX PAR FONDS DE CONCOURS

Monsieur Philippe LAGALLE, Vice-Président en charge de l'administration générale, des finances, de la cartographie et des usages numériques, rappelle que, par délibérations en date du 18 décembre 2014 et du 17 décembre 2015, le Comité Syndical a validé le principe de financement de la part à charge des collectivités par recours au fonds de concours, pour toutes les collectivités qui le souhaitent.

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

Madame la Présidente propose au Comité Syndical de se prononcer sur les 63 nouveaux projets présentés depuis le Comité Syndical du 10 juin 2025 par 41 communes :

- Montant total des travaux : 4 671 192,91 € HT
- Montant de la participation communale : 2 458 118,11 €
 - Montant des fonds de concours : 2 432 930,25 €
 - Montant du solde de fonctionnement : 25 187,86 €

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

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE donne la parole à l'assemblée. Aucune observation n'ayant été formulée, elle propose au Comité Syndical d'approuver ces 63 nouvelles demandes.

→ Délibération d'intérêt commun :

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
152	151	87	4	91

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

- **APPROUVE** les 63 nouvelles demandes de financement de la part à charge des collectivités par recours au fonds de concours, pour un montant total de 2 432 930.25 € ;
- **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.

BUDGET ANNEXE "MOBILITE DURABLE" 2025 - DECISION MODIFICATIVE N° 1

Sur proposition du Bureau Syndical, Monsieur Philippe LAGALLE présente au Comité Syndical une décision modificative du Budget Annexe « Mobilité Durable » voté le 27 mars 2025, permettant de régulariser les écritures comptables pour équilibrer la section de fonctionnement.

Sens	Chapitre	Libellé	Montant de l'article
Recette	70	Vente de produits et prestations de services	1 100 000 €
Dépense	011	Charges à caractère général	1 050 000 €

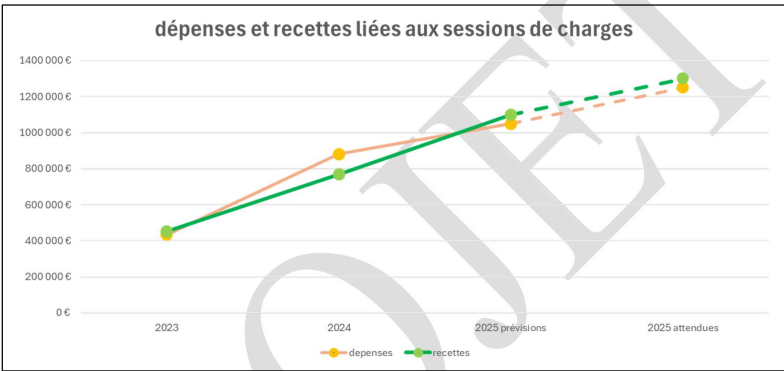


En effet, considérant la forte augmentation du nombre de sessions de charges électriques sur les bornes du SDEC ENERGIE, telle que présentée dans le tableau suivant :

Année	2021	2022	2023	2024	Janvier – Août 2025
Nombre de sessions	46 323	69 980	71 435	103 846	96 721

Considérant que l'incidence de l'augmentation du nombre de sessions a été anticipée dans le budget 2025 (+25% de dépenses par rapport à 2024) mais pas suffisamment au regard du nombre de sessions de recharges constatées entre janvier et août 2025 (+42% / à 2024). La projection de fin d'année conclue a un besoin de crédits pour couvrir l'augmentation des dépenses supplémentaires induites par l'augmentation du nombre de charges (ex : coût de fourniture d'électricité).

Même si cette augmentation des dépenses est compensée par une hausse des recettes, il est nécessaire de prendre en compte les besoins de crédits supplémentaires et d'ajuster l'équilibre de la section de fonctionnement.



Cette décision modificative n° 1 réviserait les crédits budgétaires comme suit :

Section	Sens	Chapitre	Libellé	Montant de l'article avant DM	Montant de la DM	Montant de l'article après DM
Fonctionnement	Recette	70	Vente de produits et prestations de services	1 100 000 €	+200 000 €	1 300 000 €
	Dépense	011	Charges à caractère général	1 050 000 €	+200 000 €	1 250 000 €

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

→ Délibération d'intérêt commun :

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
152	151	87	4	91

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 » 2025, 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° 2

Monsieur le Vice-Président présente au Comité Syndical la proposition du Bureau Syndical d'une seconde décision modificative du Budget Annexe « Mobilité Durable » voté le 27 mars 2025, permettant, cette fois-ci, de régulariser les écritures comptables pour équilibrer la section d'investissement.

Considérant le vote du Schéma directeur des IRVE par le Comité syndical en date du 30 mars 2023, dont le déploiement prévoit d'acquiescer et d'installer jusqu'à 1 000 points de charge (PDC) supplémentaires soit 500 bornes, sur la période 2023-2028.

Un état d'avancement du déploiement des bornes de recharge sur le département à septembre 2025 est présenté ainsi :

Année	2021	2022	2023	2024	Septembre 2025
Cumul du nombre total d'IRVE	231	246	264	356	490
Dont SDIRVE (PDC)	0	0	2 (4)	97 (194)	235 (470)

Le SDEC ENERGIE finance l'intégralité des besoins d'investissements planifiés, sur ses fonds propres complétés de financements d'Etat et de la Région.

Le programme 2025 a subi quelques adaptations qui engendrent de nouveaux besoins d'investissement non programmés lors de l'élaboration de la tranche 2025 du schéma directeur.

Aussi, considérant que le Syndicat dispose au budget d'une somme de 70 000 € pour faire face aux dépenses imprévues, il est proposé au Comité Syndical de basculer les crédits du chapitre 20 (dépenses imprévues) au chapitre 23 (immobilisations en cours) pour permettre de couvrir ces nouveaux besoins d'investissements.

Cette décision modificative n°2 réviserait les crédits budgétaires comme suit :

Section	Sens	Chapitre	Libellé	Montant de l'article avant DM	Montant de la DM	Montant de l'article après DM
Investissement	Dépense	020	Dépenses imprévues	70 000,00 €	-70 000,00 €	0,00 €
	Dépense	23	Immobilisations en cours	3 543 704,65 €	+70 000,00 €	3 613 704,65 €

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE donne la parole à l'assemblée. Aucune observation n'ayant été formulée, elle propose au Comité Syndical d'approuver cette proposition de décision modificative n°2 du budget annexe « Mobilité Durable ».

→ Délibération d'intérêt commun :

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
152	151	87	4	91

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 annexe « Mobilité durable » 2025, 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.

VERSEMENT D'UNE AVANCE REMBOURSABLE DU BUDGET PRINCIPAL VERS LE BUDGET ANNEXE « MOBILITE DURABLE »

Monsieur Philippe LAGALLE rappelle que le SDEC ENERGIE a doté la régie à autonomie financière sans personnalité morale dite « Mobilité durable » d'un budget annexe M4 pour prendre en charge le développement et l'exploitation de la mobilité durable notamment le développement et l'exploitation des infrastructures de recharge électrique.

Le SDEC ENERGIE porte le déploiement des investissements pour l'acquisition et l'installation de bornes de recharge.

Il assure aujourd'hui l'intégralité du financement des équipements qui s'inscrivent dans le cadre du schéma directeur de déploiement des infrastructures de recharges pour véhicules électriques (SDIRVE), en mobilisant ses fonds propres via le versement d'une dotation initiale au budget de la régie, complétés de dotations d'Etat et de la Région.

Le syndicat est confronté à un décalage ponctuel entre le rythme de paiement de ses dépenses d'investissement qui est soutenu et celui de l'encaissement des recettes attendues qui est plus long qu'escompté. Cette situation génère une insuffisance de trésorerie.

Dans ce contexte, et pour faire face à tout risque de rupture de paiement de factures des prestataires, le Bureau Syndical propose d'allouer une avance remboursable du budget principal à la régie « Mobilité durable » pour prendre en charge l'insuffisance de trésorerie pour la période d'octobre à décembre 2025 Dès réception des recettes attendues, la régie « Mobilité durable » remboursera l'avance au budget principal. Ce remboursement devra être effectif au plus tard en septembre 2026.

D'un point de vue comptable, les mouvements de trésorerie (mobilisation, remboursement) sont hors budget, dans des comptes financiers de classe 5 qui sont suivis par la Paierie départementale. Aucune imputation comptable n'est à réaliser par le SDEC ENERGIE.

Le montant de l'avance remboursable est de 500 000 €, remboursable au plus tard en septembre 2026.

Le syndicat a sollicité la Paierie départementale pour valider les modalités pratiques de cette avance remboursable. Le comptable public a donné un avis favorable en date du 15 septembre 2025.

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE donne la parole à l'assemblée. Aucune observation n'ayant été formulée, elle propose au Comité Syndical d'accepter le versement d'une avance remboursable du budget principal vers le budget annexe « Mobilité Durable ».

→ Délibération d'intérêt commun :

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
152	151	87	4	91



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

- **APPROUVE** le versement d'une avance remboursable de 500 000 € du budget principal à la régie « Mobilité durable » ;
- **APPROUVE** le fait que le remboursement de cette avance remboursable doit avoir lieu au plus tard en septembre 2026
- **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 ENERGIE ;
- **CHARGE** Madame la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autorise à signer tous les actes et documents s'y rapportant.

MISE EN ŒUVRE D'UN PROTOCOLE TRANSACTIONNEL ENTRE L'ENTREPRISE SLTP (SOCIETE LAONNAISE DE TRAVAUX PUBLICS) ET LE SDEC ENERGIE

Monsieur le Vice-Président rappelle que le SDEC ENERGIE a attribué le marché public n° 2022001400 « Travaux aériens et souterrains sur les réseaux : électricité, éclairage, génie civil de communications et infrastructures de recharge pour véhicules électriques » à l'entreprise STEPELEC sur décision de la Commission d'Appel d'Offres et par notification en date du 28 juillet 2021, pour une prise d'effet au 1^{er} janvier 2022.

À la suite de difficultés financières, l'entreprise STEPELEC a engagé une procédure de sauvegarde le 27 mars 2024, qui s'est convertie en liquidation judiciaire prononcée le 3 juillet 2024 par le Tribunal de Commerce de Caen.

L'entreprise STEPELEC et l'entreprise SLTP, en qualité de sous-traitant, ont sollicité le SDEC ENERGIE en juin et septembre 2023 pour réaliser des prestations relatives à un effacement des réseaux « Boulevard Herbet Fournet » à Lisieux.

Le SDEC ENERGIE et l'entreprise STEPELEC ont, dans le cadre du marché public n° 2022001400, convenu d'une décision de résiliation, avec prise d'effet au 30 mai 2024.

Le SDEC ENERGIE a d'ores et déjà mandaté et payé 403 394.72 € TTC sur le montant total du projet qui s'élève à 536 112.61 € TTC. Il lui reste à prendre en charge les factures de l'entreprise SLTP pour un montant de 132 717.89 € :

	Montant à payer	Tiers bénéficiaires
Montant AVANT notification de résiliation	16 589.73 € HT	SLTP
	3 317.95 € TVA	Maitre DOUTRESSOULLE
Montant APRES notification de résiliation	112 810.21 € TTC	SLTP
Montant total à payer	132 717.89 € TTC	

Le SDEC ENERGIE s'est rapproché de la Paierie Départementale du Calvados pour établir un décompte de résiliation et le projet de Protocole transactionnel, afin d'autoriser le paiement des factures de l'entreprise SLTP correspondant à des prestations commandées avant mais, réalisées après la prise d'effet de la résiliation du marché de l'entreprise STEPELEC.

Le protocole transactionnel ainsi proposé a été transmis aux représentants du Comité Syndical, en annexe de la note de présentation, jointe à leur convocation.

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE donne la parole à l'assemblée. Aucune observation n'ayant été formulée, elle soumet ce protocole transactionnel à l'approbation du Comité Syndical.

➔ **Délibération d'intérêt commun :**

REPRESENTANTS	REPRESENTANTS EN EXERCICE	PRESENTS	POUVOIRS	VOTANTS
152	151	87	4	91



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

- **VALIDE** le protocole transactionnel convenu entre le SDEC ENERGIE et l'entreprise SLTP – Société Laonnaise de Travaux Publics - permettant de formaliser l'accord entre les deux parties et de prendre en charge les factures correspondant aux prestations réalisées par l'entreprise SLTP ;
- **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 ENERGIE ;
- **CHARGE** Madame la Présidente de la mise en œuvre de cette décision et l'autorise à signer ledit protocole transactionnel, ainsi que tous les actes et documents s'y rapportant.

CALENDRIER BUDGETAIRE 2026

L'annonce des dates des prochaines élections municipales, les 15 et 22 mars 2026, amène le Syndicat à adapter son calendrier budgétaire 2026 qui est présenté aux élus du Comité Syndical, comme suit :

	Commission Administration Finances Informatique et Cartographique	Conseil d'exploitation	Bureau Syndical	Comité Syndical
DOB/ROB 2026	Préparation 17 novembre 2025	Préparation 18 novembre 2025	Préparation 5 décembre 2025	Vote 18 décembre 2025
Comptes Financiers Uniques 2025	Préparation 12 janvier 2026	Préparation 13 janvier 2026	Préparation 30 janvier 2026	Vote 12 février 2026
Budgets primitifs 2026	Préparation 12 janvier 2026	Préparation 13 janvier 2026	Préparation 30 janvier 2026	Vote 12 février 2026

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 14h35 après avoir rappelé les dates et lieux des prochaines assemblées plénières :

- Jeudi 18 décembre 2025 – 14h - Salle Normandie de la CCI Caen Normandie - St Contest, dédié notamment au Débat d'Orientations Budgétaires 2026 ;
- Jeudi 12 février 2026 – 14h - Salle Normandie de la CCI Caen Normandie - St Contest, dédié essentiellement aux votes des budgets, des subventions et des contributions et aides financières 2026.

Le Secrétaire de séance,

La Présidente,

Patrice GERMAIN

Catherine GOURNEY-LECONTE

SDEC
ENERGIE

DOSSIERS DE DEMANDE DE FONDS DE CONCOURS
du Comité Syndical du 18 décembre 2025

N° dossier	Commune	Intitulé du dossier	Nature travaux	Mt global HT	Participation communale	Fonds de concours	Solde
24EPI1119	AMFREVILLE	RENOUVELLEMENT DE 8 PROJECTEUR DE SOL	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	8 625,62 €	6 037,93 €	6 037,93 €	
25EPI0926	ARGENCES	EXTENSION DU RESEAU D'ECLAIRAGE PUBLIC VENELLES PIETONNE	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	9 562,94 €	7 650,35 €	7 172,21 €	478,15 €
23AME0044	BALLEROY	ENTREE BOURG - STADE - CHATEAU D'EAU	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	113 286,31 €	61 398,28 €	61 398,28 €	
23AME0035		RUE DES DOUVES	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	84 376,69 €	45 274,99 €	45 274,99 €	
25SIL0009	BAYEUX	RENOUVELLEMENT MATERIELS SL SUITE SYSTEMATIQUE 2024 CARREFOUR 6	SIGNALISATION LUMINEUSE	987,51 €	790,01 €	740,63 €	49,38 €
25SIL0012		RENOUVELLEMENT MATERIELS SL SUITE SYSTEMATIQUE 2024 CARREFOUR 14	SIGNALISATION LUMINEUSE	743,72 €	594,98 €	557,79 €	37,19 €
25SIL0006		RENOUVELLEMENT MATERIELS SL SUITE SYSTEMATIQUE 2024 CARREFOUR 1	SIGNALISATION LUMINEUSE	3 213,77 €	2 571,02 €	2 410,33 €	160,69 €
25SIL0007		RENOUVELLEMENT MATERIELS SL SUITE SYSTEMATIQUE 2024 CARREFOUR 4	SIGNALISATION LUMINEUSE	6 585,96 €	5 268,77 €	4 939,47 €	329,30 €
25SIL0011		RENOUVELLEMENT MATERIELS SL SUITE SYSTEMATIQUE 2024 CARREFOUR 12	SIGNALISATION LUMINEUSE	1 476,56 €	1 181,25 €	1 107,42 €	73,83 €
25SIL0010		RENOUVELLEMENT MATERIELS SL SUITE SYSTEMATIQUE 2024 CARREFOUR 9	SIGNALISATION LUMINEUSE	14 290,78 €	8 574,47 €	8 574,47 €	
25SIL0008		RENOUVELLEMENT MATERIELS SL SUITE SYSTEMATIQUE 2024 CARREFOUR 5	SIGNALISATION LUMINEUSE	743,72 €	594,98 €	557,79 €	37,19 €
25EPI0625		RENOUVELLEMENT ECLAIRAGE STADE HENRY JEANNE - HOMOLOGUE E4	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	132 372,32 €	105 897,86 €	99 279,24 €	6 618,62 €
25SIL0069		RENOUVELLEMENT DU FEU REPETITEUR D1RT1 HORS SERVICE CARREFOUR 9	SIGNALISATION LUMINEUSE	380,72 €	304,58 €	285,54 €	19,04 €
25EPI0936	BLAINVILLE-SUR-ORNE	REPOSE LUMINAIRES 05.023 ET 05.024, CORRECTION ARMOIRE 32	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	2 336,27 €	1 752,20 €	1 752,20 €	
25EPI0123	BRETTEVILLE-SUR-ODON	EXTENSION DU RESEAU D'ECLAIRAGE PUBLIC PARKING HALLES DES SPORTS	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	8 304,16 €	6 643,33 €	6 228,12 €	415,21 €
25EPI1078		RENOUVELLEMENT ECLAIRAGE PLACE DE LA BARONNIE	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	52 401,27 €	41 921,02 €	39 300,95 €	2 620,07 €
25EPI0199	CAMBREMER	RENOUVELLEMENT DU FOYER 03.003 HORS SERVICE	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	701,18 €	490,83 €	490,83 €	
25EPI0872	COURSEULLES-SUR-MER	MISE EN CONFORMITE DANS LE CADRE D'UN DIAGNOSTIC 2025	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	67 277,69 €	48 982,66 €	48 982,66 €	
24EPI1170	DEMOUVILLE	PROGRAMME R30 2025 (32 FOYERS)	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	27 213,16 €	13 606,58 €	13 606,58 €	
25EPI1027	ÉVRECY	RENOUVELLEMENT DU LAMPADAIRE 14-14 ACCIDENTE	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	1 061,41 €	742,99 €	742,99 €	
25EPI0852		RENOUVELLEMENT MAT ET MASSIF 06-20 ACCIDENTE	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	1 027,91 €	719,54 €	719,54 €	
25EPI0912	FALAISE	PROGRAMME FOND VERT 2026	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	373 665,98 €	149 466,39 €	149 466,39 €	
24EPI0293		RENOUVELLEMENT DE FOYERS DANS LE CADRE DU FONDS VERT 2024	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	166 639,33 €	66 655,73 €	66 655,73 €	
25EPI0597	FEUGUEROLLES-BULLY	MISE EN PLACE D'UN SYSTEME DE VIDEOSURVEILLANCE	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	3 562,82 €	2 493,97 €	2 493,97 €	
25AME0006	FLEURY-SUR-ORNE	RUES SEMARD, GUESDE, BARBUSSE, FERRY, PASTEUR, CACHIN	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	528 931,73 €	338 537,70 €	338 537,70 €	
24EPI0344		REPARATION DEFAUT ENTRE LE 10-12 ET 10-13 POUR REALIMENTATION 10-20 A 26 ET 10-13 A 19	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	1 826,81 €	1 461,45 €	1 370,11 €	91,34 €
24EPI0704		RENOUVELLEMENT MAT 17-32 CONSTATE PENCHE SUITE DEPANNAGE	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	827,52 €	662,02 €	620,64 €	41,38 €
24EPI0710		RENOUVELLEMENT MAT 20-09 CONSTATE CHOQUE	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	689,86 €	551,89 €	517,40 €	34,50 €
24EPI0631		RENOUVELLEMENT MASSIF ET MAT 18-03 ACCIDENTES	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	924,79 €	739,83 €	693,59 €	46,24 €
25EPI0480	FONTAINE-ÉTOUPEFOUR	EXTENSION ECLAIRAGE GROUPE SCOLAIRE (VERSION A)	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	86 570,29 €	65 273,32 €	65 273,32 €	
25EPI0813	GIBERVILLE	DEPLACEMENT DU LAMPADAIRE 12.057 SUITE AMENAGEMENT	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	1 274,91 €	956,18 €	956,18 €	
23EPI0219	HERMANVILLE-SUR-MER	RENOUVELLEMENT DE L'ECLAIRAGE DU STADE DE FOOTBALL	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	62 741,60 €	31 370,80 €	31 370,80 €	
24EPI0942	ISIGNY-SUR-MER	RENOUVELLEMENT DE L'ECLAIRAGE DU PARC DE LA MAIRIE	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	69 890,06 €	52 417,55 €	52 417,55 €	
24AME0020		ROUTE DE LITTRY	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	477 431,32 €	205 862,62 €	205 862,62 €	
23EPI0762	LA VESPIERE-FRIARDEL	EXTENSION ECLAIRAGE 3 ABRI-BUS	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISEMENT	10 523,33 €	5 261,67 €	5 261,67 €	
22MOB0003	LISIEUX	BORNE RAPIDE 100KVA	MOBILITE	39 756,45 €	31 805,16 €	29 817,34 €	1 987,82 €
19MOB0006		BORNE DE RECHARGE-PLACE BOUDIN DESVERGEES	MOBILITE	7 054,56 €	5 643,65 €	5 290,92 €	352,73 €
25EPI0899	MATHIEU	MISE EN PLACE DE 2 MATS SOLAIRES	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	8 138,91 €	6 104,18 €	6 104,18 €	
25EPI0935	MAY-SUR-ORNE	RENOUVELLEMENT DU FOYER 10-23 HORS SERVICE	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	299,65 €	209,75 €	209,75 €	
25EPI0922		RENOUVELLEMENT ET DEPLACEMENT DES PRISES DE COURANT 09-40 ET 09-41 INUTILISABLES	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	473,06 €	331,14 €	331,14 €	
25EPI1070		RENOUVELLEMENT MÂT 13-07 ACCIDENTE	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	693,91 €	485,74 €	485,74 €	
25EPI0871		RENOUVELLEMENT FOYER 03-22 HORS SERVICE	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	644,32 €	451,02 €	451,02 €	
25EPI0855		POSE D'UNE PRISE GUIRLANDE SUR 09-38 A LA DEMANDE DE LA COMMUNE , RUE DE LA TESTE DE BUCH	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	181,97 €	181,97 €	136,48 €	45,49 €
23EPI0973	MONDEVILLE	RENOUVELLEMENT ECLAIRAGE SPORTIF STADE JEAN TOCQUER E5 ET E7	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	58 781,11 €	35 268,67 €	35 268,67 €	
25EPI0463		RENOUVELLEMENT DE 282 LUMINAIRES DANS LE CADRE DU PROGRAMME R30 2025	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	246 428,10 €	147 856,86 €	147 856,86 €	
22AME0048		QUARTIER CORDAY PHASE 1	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	684 068,73 €	401 172,52 €	401 172,52 €	
24AME0070	OUISTREHAM	RUE CARNOT	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	156 155,29 €	106 705,60 €	106 705,60 €	
24AME0069		RUE DE LA GREVE ET RUE DU MARAIS	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	285 660,70 €	155 374,70 €	155 374,70 €	
23AME0023	PERIERS-SUR-LE-DAN	RD222 - RUE DE L'EGLISE	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	166 089,86 €	85 292,85 €	85 292,85 €	
24EPI0271	PORT-EN-BESSIN-HUPPAIN	RENOUVELLEMENT DES FOYER DE PLUS DE 30 ANS R30 TRANCHE 2025	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	47 376,44 €	18 950,58 €	18 950,58 €	
25EPI0884		RENOUVELLEMENT DU LAMPADAIRE 26-023 HORS SERVICE	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	1 400,71 €	980,50 €	980,50 €	

N° dossier	Commune	Intitulé du dossier	Nature travaux	Mt global HT	Participation communale	Fonds de concours	Solde
24EPI0345		RENOUVELLEMENT LAMPADAIRES TRAVAUX SUPPLEMENTAIRE AU R30 VOIE VELOMARITIME	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	42 224,78 €	29 557,35 €	29 557,35 €	
18AME0058	PUTOT-EN-BESSIN	RUE DE L'EGLISE	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	69 833,88 €	52 576,95 €	52 576,95 €	
25EPI0806	SAINT-GATIEN-DES-BOIS	RENOUVELLEMENT DU FOYER 09.013 HORS SERVICE	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	1 018,60 €	713,02 €	713,02 €	
25EPI0886	SAINT-JULIEN-LE-FAUCON	EXTENSION ECLAIRAGE ABRIS BUS	ECLAIRAGE PUBLIC INVESTISSEMENT	1 443,17 €	721,59 €	721,59 €	
25SIL0046	SAINT-MARTIN-DE-FONTENAY	REMPLACEMENT DE L'ENSEMBLE DES MODULES VETUSTES CARREFOUR 128	SIGNALISATION LUMINEUSE	16 875,81 €	6 750,32 €	6 750,32 €	
24AME0139	SAINT-PIERRE-DU-FRESNE	D107 - ROUTE DU MOULIN ET PLACE DU FRESNE (GC/EP)	AMELIORATION DE L'ENVIRONNEMENT	23 471,49 €	8 724,09 €	8 724,09 €	
25MOB0123	VIERVILLE-SUR-MER	DEPLACEMENT IRVE	MOBILITE	3 351,39 €	2 681,11 €	2 513,54 €	167,57 €
TOTAL				4 183 892,91 €	2 381 249,06 €	2 367 643,33 €	13 605,73 €



DEBAT D'ORIENTATION BUDGETAIRE

POUR L'EXERCICE **2026**

Rapport de présentation au COMITE SYNDICAL
Jeudi 18 décembre 2025

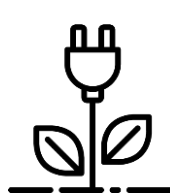
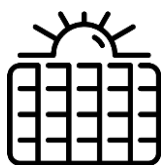


Table des matières

Préambule.....	4
PARTIE I : La situation budgétaire et financière 2023-2025	7
1. Evolution des ratios financiers	7
1.1 La dette	7
1.2 La trésorerie	8
1.3 La capacité d'auto-financement – CAF	9
2. Evolution du budget principal	10
2.1 La section de fonctionnement	10
2.2 La section d'investissement	11
3. Evolution du budget annexe « Energies renouvelables »	14
3.1 La section de fonctionnement	14
3.2 La section d'investissement	14
4. Evolution du budget annexe « Mobilité Durable ».....	15
4.1 La section de fonctionnement	15
4.2 La section d'investissement	17
PARTIE II : Les ressources humaines 2023-2025	18
1. Le profil des agents.....	18
1.1 L'évolution des effectifs	18
1.2 La répartition des agents par catégorie et par sexe	18
1.3 La pyramide des âges	19
2. Le temps de travail.....	19
2.1 Le temps de travail effectif	19
2.2 Le temps partiel	20
2.3 Le Compte Epargne Temps - CET	20
2.4 Le télétravail	21
2.5 L'absentéisme	21
3. Le travail des agents en situation de handicap	21
4. La rémunération des agents.....	21
6. La santé et sécurité au travail	24
7. La formation.....	24
PARTIE III : Les orientations budgétaires 2026.....	25

1. Le cadre général.....	25
2. Les orientations 2026.....	26
Orientation n°1 : Poursuivre l'amélioration du niveau de qualité du réseau de distribution publique d'électricité.....	26
Orientation n°2 : Intensifier la rénovation énergétique des installations d'éclairage public et développer les projets de vidéoprotection	27
Orientation n°3 : Poursuivre le déploiement du schéma directeur de développement des infrastructures de recharge de véhicules électriques	30
Orientation n°4 : Renforcer notre accompagnement en matière de rénovation énergétique	33
Orientation n°5 : Faire du syndicat un acteur majeur de la production d'énergies renouvelables	35
Synthèse des besoins budgétaires et récapitulatif des propositions d'ajustements des AP/CP .	37
Synthèse des besoins budgétaires d'investissement :.....	37
3. Les orientations Ressources Humaines 2026	38

Préambule

Le cadre juridique et réglementaire

La loi du 6 février 1992 dite « Administration Territoriale de la République » instaure l'obligation de la tenue d'un Débat d'Orientations Budgétaires (DOB) aux collectivités territoriales de plus de 3 500 habitants.

Le SDEC ÉNERGIE, ayant le statut de syndicat mixte fermé réunissant les communes du Calvados et les intercommunalités, exerce des missions de service public liées à l'énergie et les réseaux. Appartenant aux collectivités territoriales et régi par la comptabilité publique, le SDEC ÉNERGIE est tenu d'organiser un débat sur les orientations générales du budget et d'élaborer son Rapport d'Orientations Budgétaires (ROB).

Cette obligation répond à deux principaux objectifs :

- Permettre aux élus de débattre des orientations budgétaires qui fixent les priorités à venir et qui seront reprises dans le budget primitif et les budgets annexes ;
- Informer sur la situation financière de la collectivité pour mieux définir sa stratégie pour les années à venir.

Le DOB est régi par les articles L2312-1, L5211-36, L3312-1, L5622-3 et L4312-1 du Code Général des Collectivités Territoriales au travers des dispositions suivantes :

- L'obligation de l'élaboration d'un rapport d'orientations budgétaires ;
- La prise en compte des engagements pluriannuels ;
- La présentation de la structure et la gestion de la dette ;
- La présentation des éléments de ressources humaines ;
- Le rapport donne lieu à un débat qui est acté par une délibération spécifique ;
- La publication du rapport par les moyens adéquats jugés par la collectivité.

Le SDEC ÉNERGIE exerce ses compétences statutaires, réparties dans trois budgets selon la qualification des services publics.

❖ Le budget principal

Il couvre notamment les activités :

- Des **travaux sur les réseaux** : l'effacement des réseaux, le raccordement des réseaux, l'extension des réseaux, l'éclairage public, la signalisation lumineuse ;
- De la **transition énergétique** : l'accompagnement à la mise en œuvre des PCAET - Plan Climat Air Energie Territorial, le conseil en énergie partagé, la rénovation énergétique des bâtiments, les animations de la Maison de l'Energie, la construction de projets d'énergies renouvelables, les groupements d'achats d'énergie ;
- Des **services supports** : la communication, les ressources numériques, la cartographie, les marchés publics, les ressources humaines, la comptabilité ; ...

❖ Le budget annexe « Energies Renouvelables »

Il porte les activités de la régie « EnR » comme les projets de production d'électricité photovoltaïque avec vente totale ou partielle d'énergie.

❖ Le budget annexe « Mobilité Durable »

Il rassemble les activités de la régie « Mobilité Durable » notamment la réalisation et l'exploitation des bornes de recharges pour véhicules électriques (réseaux Mobisdec).

La méthodologie employée

Dans l'esprit de la réglementation, le Rapport d'Orientations Budgétaires est composé de trois parties :

- Le bilan de la situation budgétaire et financière, sur la période triennale 2023-2025 ;
- Les ressources humaines ;
- Les orientations budgétaires 2026.

- Les données 2025 sont provisoires puisque l'arrêté des comptes intervient au 31 décembre 2025. Les chiffres 2025 sont des estimations les plus précises possibles.

Le format du Rapport d'Orientations Budgétaires

Le SDEC ENERGIE produit :

- un rapport détaillé (ROB) qui sert de base au débat d'orientation budgétaire (DOB)
- une synthèse sous forme de diaporama présentés en séance du Bureau et du Comité syndical.

Le SDEC ENERGIE établit un seul document pour les trois budgets pour renforcer la compréhension et la cohérence entre eux.

Les éléments marquants à prendre en compte dans l'élaboration du ROB

❖ Un environnement budgétaire et financier très contraint au niveau national

- Un niveau record de la dette de l'Etat de 3 400 Md€ soit 110% du PIB
- Un montant de déficit abyssal (+ de 5% du PIB)
- Des dispositifs de soutiens financiers dont la pérennité des fonds est incertaine (fonds vert, montant des dotations DSIL, DETR ...)

		2023	2024	2025*
Dette	Montant	3 101.2 Md€	3 300 Md€	3 415 Md€
	Poids du PIB	110.5%	112.9%	114%
Déficit	Montant	154 Md€	169.6 Md€	130.5 Md€
	Poids du PIB	5.5%	6.1%	5.5 %

*Montants prévisionnels

❖ **Des collectivités territoriales mises à contribution**

Le projet de loi de Finances 2026 :

Il fixe un cadre d'effort au redressement des comptes publics par :

- Une maîtrise des dépenses de fonctionnement
- Une réduction des recettes de fonctionnement

Loi de finances initiale (LFI)	LFI 2025	LFI 2026	Evolution
Concours financiers de l'Etat	54.43 Md€	53.45 Md€	-0.98 Md€ Soit -1.8%

- Un cadre plus restreint du FCTVA dont seules les dépenses d'investissement sont éligibles (exclusion des dépenses de fonctionnement)

❖ **Des effets directs pour le SDEC ENERGIE :**

- Un risque de ralentissement de l'activité du syndicat par report des projets d'investissement portés par les collectivités. Citons par exemple les opérations de raccordements au réseau électrique qui suivent la tendance à la baisse de la construction de lotissements notamment en milieu rural.
- Une solidité financière éprouvée en raison :
 - D'une baisse du niveau de recettes historiques comme l'accise sur l'électricité et le FACé

Nature des recettes	Montant perçu 2023	Montant perçu 2024	Montant perçu 2025*	Evolution 2025/2023
Accise sur électricité	11.60 M€	11.40 M€	11.00 M€	-5%
FACé	4.90 M€	2.50 M€	4.06 M€	-17%

*Montant provisoire au 10 décembre 2025

- Des amortissements des investissements sur les réseaux qui alimentent annuellement les opérations d'ordre (environ + 3 M€/an en dépenses de fonctionnement) et qui viennent diminuer le résultat de la section de fonctionnement.

C'est dans ce contexte économique et politique instable et imprévisible que le syndicat continue à mener une gestion prudente et rigoureuse de ses activités. Ses orientations budgétaires s'inscrivent dans une volonté de soutenir l'activité locale et de répondre aux besoins de ses collectivités adhérentes par un niveau d'investissement qui reste ambitieux.

PARTIE I : La situation budgétaire et financière 2023-2025

Cette première partie consiste à faire une analyse de l'évolution sur la période 2022-2024 :

- Des ratios financiers qui permettent d'évaluer la structure financière du SDEC ÉNERGIE, à savoir la dette, la trésorerie et la capacité d'autofinancement ;
- Du budget principal ;
- Du budget annexe « Energies renouvelables » ;
- Du budget annexe « Mobilité durable ».

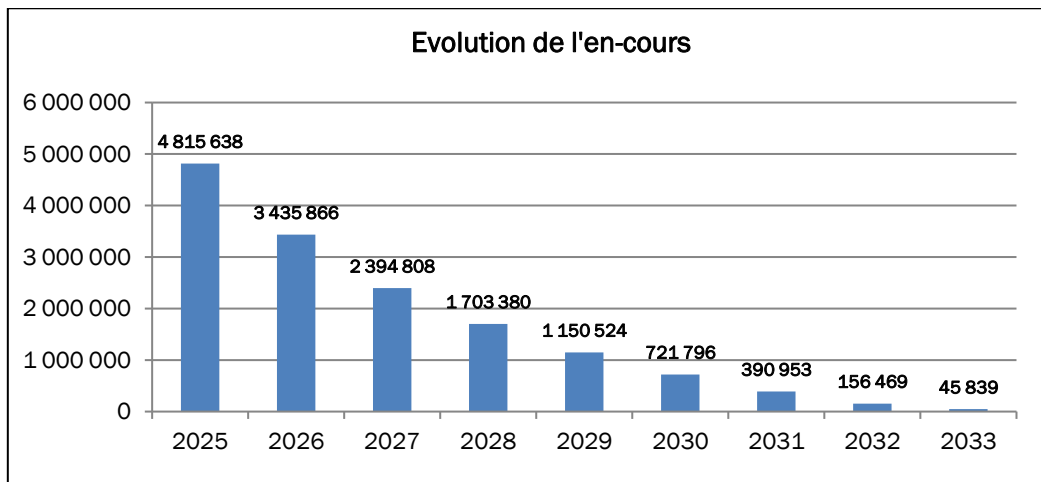
1. Evolution des ratios financiers

1.1 La dette

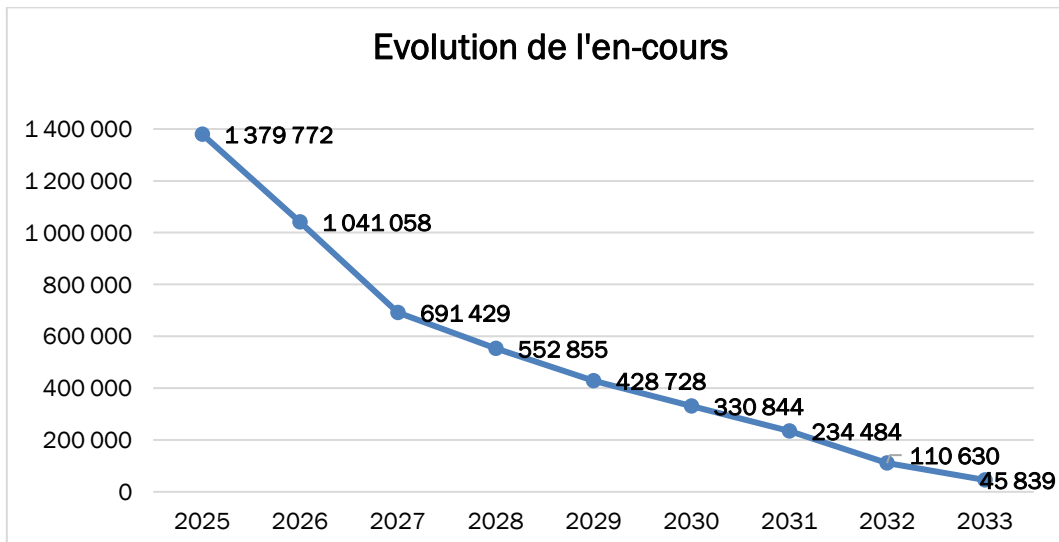
Les principales caractéristiques des emprunts sont les suivantes :

- 58 contrats d'emprunts auprès de deux banques : Crédit agricole et caisse d'épargne
- 4 durées de contrats : 5, 10, 12 et 18 ans
- Uniquement des **taux fixes** d'intérêts : de 0.15% à 4.78%
- **Aucun emprunt toxique** contracté par le syndicat

Le montant de la dette était de 4.8 M€ au 1^{er} janvier 2025. Elle sera intégralement remboursée en 2033.



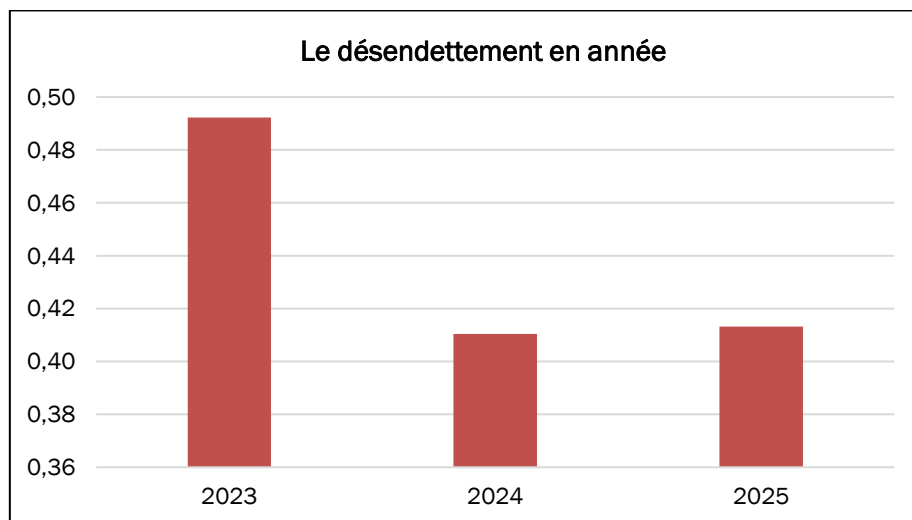
Le montant des annuités suit la même trajectoire.



La capacité de remboursement

La capacité de remboursement mesure le temps nécessaire pour rembourser les dettes financières. C'est le rapport entre les ressources externes de financement (endettement global) et la capacité d'autofinancement brute.

Selon le graphique ci-dessous, le SDEC ENERGIE dispose d'une capacité de remboursement convenable en deçà d'1 an.



Par délibération du Comité syndical, le SDEC ENERGIE n'a plus recours à l'emprunt pour le financement des investissements pour le compte de collectivités adhérentes. Ce désendettement du syndicat constitue un véritable levier de financement dans un contexte de hausse des taux d'intérêt et de baisse de dotations.

1.2 La trésorerie

La trésorerie correspond à la différence entre les recettes réelles encaissées et les dépenses réelles décaissées.

Montant moyen de trésorerie	2023	2024	2025*
Budget principal	19 000 K€	22 500 K€	20 230 K€
Budget annexe ENR	750 K€	570 K€	425 K€
Budget annexe MD	2 400 K€	1 700 K€	505 K€
Total	22 150 K€	24 770 K€	21 160 K€

*Au 10 décembre 2025

Le niveau de la trésorerie s'explique par :

- L'encaissement régulier et significatif des recettes (nouveau mode de perception de l'accise sur électricité caractérisé par le versement d'une avance mensuelle, le remboursement d'emprunt à échéance des collectivités) ;
- Le développement d'une ingénierie financière interne du syndicat permettant d'encaisser dans des délais courts les recettes historiques et de mobiliser de nouvelles sources de financement (dotations ACTEE, fonds vert ...).

Les délais de paiement

Notons que sur la période triennale considérée, le Délai Global de Paiement pour ce qui concerne le budget principal, fixé à 30 jours, est respecté, ce qui permet au syndicat d'honorer ses factures dans des délais conformes à la réglementation et aux prestataires de « préserver » leur propre trésorerie.

Année	2023	2024	2025*
Délai Global de Paiement (budget principal)	29.1 jours	26.1 jours	28.49 jours

*Situation au 10 décembre 2025

1.3 La capacité d'auto-financement – CAF

La Capacité d'Autofinancement a pour fonction de couvrir le fonctionnement du syndicat, le remboursement d'emprunt et les investissements entrepris pour le compte des collectivités adhérentes. Elle permet de mettre en œuvre les orientations du plan stratégique.

La baisse du niveau de la CAF nette s'explique par une contraction des deux principales recettes : le montant de l'accise sur l'électricité et la participation financière des collectivités adhérentes à la réalisation de travaux et/ou services.

BUDGET PRINCIPAL - CA	2023	2024	2025*
CAF brute	15 700 K€	15 650 K€	13 190 K€
Capital remboursé des emprunts	1 900 K€	1 600 K€	1 380 K€
CAF nette	13 800 K€	14 050 K€	11 810 K€

*Montant au 10 décembre 2025

Même s'il baisse, le niveau de la CAF reste élevé.

Cela s'explique par le mode de financement des investissements du syndicat qui provient au principal de recettes de fonctionnement (accise sur l'électricité et redevance d'électricité) d'investissement (raccordement, effacement, rénovation énergétique ...).

La CAF permet d'assurer l'indépendance financière du syndicat en finançant des projets sans avoir recours à l'emprunt.

Le montant de la CAF dégagé par la section de fonctionnement permet :

- De couvrir le remboursement d'emprunt
- De financer les dépenses d'investissement sur les réseaux Electricité et Eclairage public
- De soutenir les projets de transition énergétique (panneaux solaires, réseaux de chaleur) et de mobilité durable (IRVE)
- De réaliser des prises de capital dans des sociétés de projets de production d'énergies renouvelables
- D'engager des projets spécifiques voire innovants au profil de ses adhérents (programme 100% LED, CEP 3)

2. Evolution du budget principal

Dans cette partie qui détaille la structure du budget principal, les données chiffrées :

- Sont exprimées par chapitre ;
- Intègrent les opérations d'ordre ;
- Présentent des montants provisoires pour l'exercice 2025.

2.1 La section de fonctionnement

RECETTES	2023*	2024*	2025
Total des opérations réelles – a	31 020 K€	32 655 K€	30 825 K€
Dont			
Accise sur électricité	11 600 K€	11 400 K€	11 000 K€
Participation des adhérents	13 220 K€	15 000 K€	13 600 K€
Redevances	4 900 K€	4 900 K€	5 000 K€
Autres	1 300 K€	1 355 K€	1 225 K€
Total des opérations d'ordre - b	6 900 K€	7 250 K€	8 500 K€
Total des recettes c=a+b	37 920 K€	39 905 K€	39 325 K€
DEPENSES	2023	2024*	2025
Total des opérations réelles – a	18 068 K€	17 000 K€	17 635 K€
Dont			
Charges à caractère général	10 500 K€	7 650 K€	8 500 K€
Charges du personnel	4 200 K€	4 870 K€	5 200 K€
Autres	3 368 K€	4 480 K€	3 935 K€
Total des opérations d'ordre - b	17 350 K€	20 475 K€	23 000 K€
Total des dépenses c=a+b	35 418 K€	37 465 K€	40 635 K€
RESULTAT	2023	2024	2025
Résultat sans report d'exercice N-1	2 502 K€	2 430 K€	-1 310 K€
Résultat avec report d'exercice N-1	25 110 K€	24 704 K€	16 265 K€

*Les montants des recettes réelles 2023 et 2024 sont retraités par déduction de recettes et dépenses exceptionnelles.

Pour rappel, l'excédent de fonctionnement provient principalement de la perception de recettes (accise sur l'électricité et redevance d'électricité) imputées en fonctionnement mais mobilisées pour le financement des travaux d'investissement (raccordement, effacement, rénovation énergétique ...).

La dégradation du résultat de la section de fonctionnement s'explique par la combinaison :

- a) De la diminution des recettes réelles notamment :
- De l'accise sur l'électricité
 - Des participations des collectivités adhérentes :
 - Réduction du niveau de remboursement d'étalement de charges en raison de la fin de contrats d'emprunts

Remboursement étalement de charges	2023	2024	2025	Evolution 2025/2023
Montant en K€	1 977 K€	1 700 K€	1 475 K€	- 502 K€

- Prix du forfait éclairage moins élevé en raison du remplacement des foyers énergivores par des matériels plus performants
- Baisse du volume d'achat d'énergie EP/SL (moins de consommations d'énergie, prix d'achat plus bas et baisse de la puissance moyenne)

Eclairage public		2023	2024	2025	Evolution 2025/2023
	Consommation total kWh	15 976 220	13 741 589	14 390 554	-1 585 666
	Cout kWh	0.29€	0.34€	0.26€	-0.03
	Montant total en €	4 633 103	4 672 140	3 741 544	-891 559
	Puissance moyenne d'un foyer	107.2	105.9	100.1	-7.1

- b) De la hausse des dépenses principalement :
- Des charges de personnel détaillées en partie 2 du ROB
 - Des dotations aux amortissements enregistrées en opérations d'ordre, soit une augmentation de 32.6%, entre 2023 et 2025 – cf point suivant « Les dotations aux amortissements »

La baisse du résultat consolidé sur la période 2023-2025 (avec report de l'exercice N-1) s'explique par la mobilisation de l'excédent de fonctionnement pour la couverture des besoins de financement des investissements réalisés sur les réseaux d'électricité et de transition énergétique pour le compte des collectivités adhérentes.

Les dotations aux amortissements

Les amortissements (opérations d'ordre) d'inscrivent en dépenses de fonctionnement et par opération croisée, en recettes d'investissement.

Au 31 décembre 2024, les dotations aux amortissements des biens s'élevaient à 20 475 K€ dont :

- 17 475 K€ relèvent d'amortissement non obligatoires
- 3 000 K€ correspondent à des immobilisations à amortir obligatoirement

On constate que ces opérations d'ordre augmentent annuellement d'environ 3M€. Cette augmentation s'explique par le niveau d'investissement élevé du syndicat.

Les dotations aux amortissements permettent de générer une recette d'investissement mais elles **fragilisent le résultat de la section de fonctionnement** puisque les opérations d'ordre deviennent la première dépense de fonctionnement.

Le syndicat mènera au cours de l'année 2026 une étude juridique et comptable pour évaluer les possibilités d'adaptation de cette pratique comptable.

2.2 La section d'investissement

La présentation de la section d'investissement couvre les mouvements réels et d'ordre.

RECETTES	2023	2024	2025
Total des opérations réelles – a	16 360 K€	14 840 K€	25 220 K€
Dont			
Affectation du résultat + FCTVA	1 386 K€	3 950 K€	8 730 K€
Subventions d'investissement	13 800 K€	10 100 K€	15 200 K€
Autres	1 174 K€	790 K€	1 270 K€
Total des opérations d'ordre - b	18 450 K€	21 172 K€	24 000 K€
Total des recettes c=a+b	34 810 K€	36 012 K€	49 200 K€
DEPENSES			
Total des opérations réelles – a	32 320 K€	26 995 K€	35 890 K€
Dont			
Travaux sur réseaux	29 700 K€	23 850 K€	32 470 K€
Transition énergétique	188 K€	657 K€	1 479 K€
Autres	2 432 K€	2 488 K€	1 941 K€
Total des opérations d'ordre - b	8 100 K€	7 950 K€	9 500 K€
Total des dépenses c=a+b	40 420 K€	34 945 K€	45 390 K€
RESULTAT			
Résultat sans report d'exercice N-1	-5 610 K€	1 067 K€	3 810 K€
Résultat avec report d'exercice N-1	1 173 K€	2 241 K€	6 000 K€

La hausse des recettes s'explique par :

- L'affectation du résultat pour couvrir les besoins de financement
- La progression des subventions d'investissement notamment des fonds de concours en raison de la dynamique soutenue de travaux sur les réseaux d'électricité et d'éclairage public (+10% d'investissement entre 2023 et 2025)
- Les opérations d'ordre notamment les dotations aux amortissements des immobilisations

La hausse des dépenses s'explique par :

- Les investissements sur les réseaux d'électricité, d'éclairage public et de transition énergétique
- Les opérations d'ordre notamment les dotations aux amortissements des subventions

Les opérations d'ordre de la section d'investissement comportent les dotations aux amortissements (des immobilisations et des subventions) mais aussi les opérations d'ordre à l'intérieur de la section d'investissement. Il s'agit des avances remboursables dans le cadre des marchés publics et des régularisations obligatoires pour équilibrer les opérations sous mandat.

Evolution des subventions d'équipement perçues

Tiers financeurs	Objet financé par les subventions	2023	2024	2025
FACé	Réseaux Electricité	4 900 K€	2 500 K€	4 060 K€
PCT	Réseaux Electricité	2 000 K€	1 730 K€	1 600 K€
Fonds vert	Eclairage public	300 K€	0 K€	250 K€
Région	Réseau de chaleur	7 K€	70 K€	20 K€
Département - APCR	Effacement réseaux	120 K€	545 K€	250 K€
Fonds de concours	Effacement réseaux	4 000 K€	3 230 K€	6 750 K€
Fonds européens	Réseau de chaleur	0 K€	70 K€	75 K€
ADEME	Réseau de chaleur	0 K€	0 K€	45 K€
Enedis	Réseaux Electricité	580 K€	705 K€	815 K€
Tiers privés	Réseaux Electricité	1 893 K€	1 250 K€	1 335 K€
TOTAL		13 800 K€	10 100 K€	15 200 K€

A noter, la baisse du montant notifié du FACé par année de programmation (hors programme exceptionnel « intempéries »)

Remarque : dans la lecture des informations, ne pas confondre subvention notifiée et subvention perçue.

Les montants notifiés FACé

Notification du FACé par programme et par année	2023	2024	2025	Taux de croissance 2025/2023
Montant des programmes « classiques »	3 952 K€	3 307 K€	3 072 K€	-22%
Montant des programmes exceptionnels	956 K€	2 151 K€	381 K€	-60%
Montant total	4 908 K€	5 458 K€	3 453 K€	-29%

- La hausse des fonds de concours est directement liée au volume d'investissements sur les réseaux engagé en 2024 mais financé en 2025. Pour mémoire, le montant des restes à réaliser des travaux sur réseaux était de 16.2 M€ au 31 décembre 2024.

Les travaux sur les réseaux et sur la transition énergétique du budget principal

Montants	2023	2024	2025
Réseaux Electricité et éclairage public	29 700 K€	23 850 K€	32 470 K€
Transition énergétique	188 K€	657 K€	1 479 K€
Total	29 888 K€	24 507 K€	33 949 K€

Le budget vert

Nature	Montant mandaté	Libellé	Axe 1	Détail des dépenses
21311	0,00	Construction bâtiments administratifs	F	Chaufferie bois
21318	4 982.30	Construction autres bâtiments publics	F	Chaufferie bois
21351	42 232.97	Installations générales bâtiments publics	N	Agencement des locaux
2158	829.92	Installations générales autres bâtiments	N	Autres achats divers
217318	0,00	Autres bâtiments publics	F	Chaufferie bois
217534	0,00	Réseaux d'électrification		Sans objet
21828	0,00	Autres matériels de transport	F	Achat de véhicules
21838	83 255.04	Autres matériels informatiques	N	Achat de matériels informatiques
21848	26 307.84	Autres matériels de bureau et mobilier	N	Achat de matériels bureautiques
2185	0,00	Matériel de téléphonie	N	Achat de téléphones
2188	0,00	Autres matériels	N	Achat de matériels (ex : caméras thermiques)
2315	17 590 742.24	Immobilisations en cours	N	Travaux réseau Electricité (Raccordement, Effacement ...)
2317	12 381 022.77	Immobilisations reçues au titre d'une MAD	N	Travaux réseau Eclairage public
	30 129 373.08			

N : Neutre / F : Favorable

Axe 1 : Lutte contre le changement climatique					
Type de dépense	Total des dépenses mandatées	Favorables	Défavorables	Neutres	Non cotées
Immobilisations incorporelles	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Terrains	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Constructions	47 215.27	4 982.30	0,00	42 232.37	0,00
Réseaux et installations de voirie et réseaux divers	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Immobilisations corporelles en cours	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Immobilisations mises en concession, affermage ou à disposition et immobilisations affectées	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Autres immobilisations corporelles	30 082 157.81	0,00	0,00	30 082 157.81	0,00
TOTAL	30 129 373.08	4 982.30	0,00	30 124 390.78	0,00

La classification des dépenses d'investissements montre que le syndicat porte des investissements dont les effets sur le changement climatique sont pour l'essentiel neutre.

3. Evolution du budget annexe « Energies renouvelables »

Dans cette partie qui détaille la structure du budget principal, les données chiffrées :

- Sont exprimées par chapitre ;
- Intègrent les opérations d'ordre ;
- Présentent des montants provisoires pour l'exercice 2025.

3.1 La section de fonctionnement

RECETTES	2023	2024	2025
Total des opérations réelles – a	122 K€	121 K€	139 K€
Dont			
Vente d'électricité	100.5 K€	101.4 K€	117 K€
Autres	21.5 €	19.6 K€	22 K€
Total des opérations d'ordre - b	27 K€	29 K€	35 K€
Total des recettes c=a+b	149 K€	150 K€	174 K€
DEPENSES	2023	2024	2025
Total des opérations réelles – a	104.5 K€	100 K€	88 K€
Dont			
Charges du personnel	59 K€	59 K€	51 K€
Autres	45.5 K€	41 K€	37 K€
Total des opérations d'ordre - b	44 K€	64 K€	75 K€
Total des dépenses c=a+b	148.5 K€	164 K€	163 K€
RESULTAT	2023	2024	2025
Résultat sans report d'exercice N-1	0.5 K€	-14 K€	11 K€
Résultat avec report d'exercice N-1	54 K€	40 K€	51 K€

La progression des recettes s'explique par :

- L'installation cumulée de centrales de panneaux solaires dont la production d'électricité est vendue à EDF OA

La hausse des dépenses s'explique par les dotations aux amortissements qui correspondent à l'installation de nouvelles centrales de production d'électricité photovoltaïque.

Notons que la baisse des charges réelles provient d'un redéploiement d'agents sur ce service et d'une maîtrise des charges à caractère général.

Le résultat de fonctionnement est excédentaire sur la période triennale par intégration du résultat reporté N-1.

3.2 La section d'investissement

La présentation de la section d'investissement couvre les mouvements réels et d'ordre.

RECETTES	2023	2024	2025
Total des opérations réelles – a	25 K€	5 K€	0 K€
Subventions d'investissement	25 K€	5 K€	0 K€
Total des opérations d'ordre - b	44 K€	64 K€	75 K€
Total des recettes c=a+b	69 K€	69 K€	75 K€
DEPENSES	2023	2024	2025
Total des opérations réelles – a	210 K€	177 K€	185 K€
Installation de centrales PV	210 K€	177 K€	185 K€
Total des opérations d'ordre - b	27 K€	29 K€	35 K€
Total des dépenses c=a+b	237 K€	206 K€	220 K€
RESULTAT	2023	2024	2025
Résultat sans report d'exercice N-1	-168 K€	-137 K€	-145 K€
Résultat avec report d'exercice N-1	500 K€	362 K€	217 K€

Les recettes sont composées essentiellement d'opérations d'ordre (dotations aux amortissements), puisque que cette activité ne bénéficie plus de subventions d'investissement pour l'installation de centrales de panneaux solaires.

Le niveau des dépenses connaît, sur la période 2023-2025 :

- Une relative stabilité des investissements. Notons que les délais d'installation de panneaux solaires, dans le cadre de DTMO, particulièrement longs (procédure administrative plus complexe, réception des justificatifs de remboursement ...)
- Une augmentation des dépenses d'ordre concernant l'amortissement des immobilisations.

Le résultat devient excédentaire en intégrant le report de résultat N-1 bénéficiant de la dotation initiale versée en 2018.

La régie « ENR » porte au principal des investissements de centrales de production d'électricité photovoltaïque sur toiture mais elle pourrait être sollicitée pour le portage de projets de production de chaleur renouvelable (réseaux de chaleur). Au moins un projet est d'ores et déjà à l'étude.

Si le projet devait se concrétiser ; la question du portage juridique et financier de la construction des réseaux de chaleur va se poser ; la régie « EnR » n'étant pas suffisamment dotée pour assumer ce type d'investissement. (Recours à l'emprunt, nouvelle dotation, utilisation d'une avance remboursable, délégation de service public, utilisation de la future SEM, ...)

4. Evolution du budget annexe « Mobilité Durable »

Dans cette partie qui détaille la structure du budget principal, les données chiffrées :

- Sont exprimées par chapitre ;
- Intègrent les opérations d'ordre ;
- Présentent des montants provisoires pour l'exercice 2025.

4.1 La section de fonctionnement

RECETTES	2023	2024	2025
Total des opérations réelles – a	707.5 K€	1 186 K€	1 606 K€
Dont			
Vente de prestation de recharge	453 K€	767 K€	1 250 K€
Subvention équilibre	245 K€	345 K€	95 K€
Autres	9.5 K€	74 K€	261 K€
Total des opérations d'ordre - b	158 K€	200 K€	265 K€
Total des recettes c=a+b	865.5 K€	1 386 K€	1 871 K€
DEPENSES	2023	2024	2025
Total des opérations réelles – a	529.5 K€	992 K€	1 380 K€
Dont			
Charges caractère général	433 K€	881 K€	1 250 K€
Charges du personnel	80 K€	94.5 K€	108 K€
Autres	16.5 K€	16.5 K€	22 K€
Total des opérations d'ordre - b	340 K€	389 K€	490 K€
Total des dépenses c=a+b	869.5 K€	1 381 K€	1 870 K€
RESULTAT	2023	2024	2025
Résultat sans report d'exercice N-1	-4 K€	5 K€	1 K€
Résultat avec report d'exercice N-1	2 K€	7 K€	7 K€

La progression des recettes s'explique par :

- L'installation de nouvelles infrastructures de recharges (IRVE)

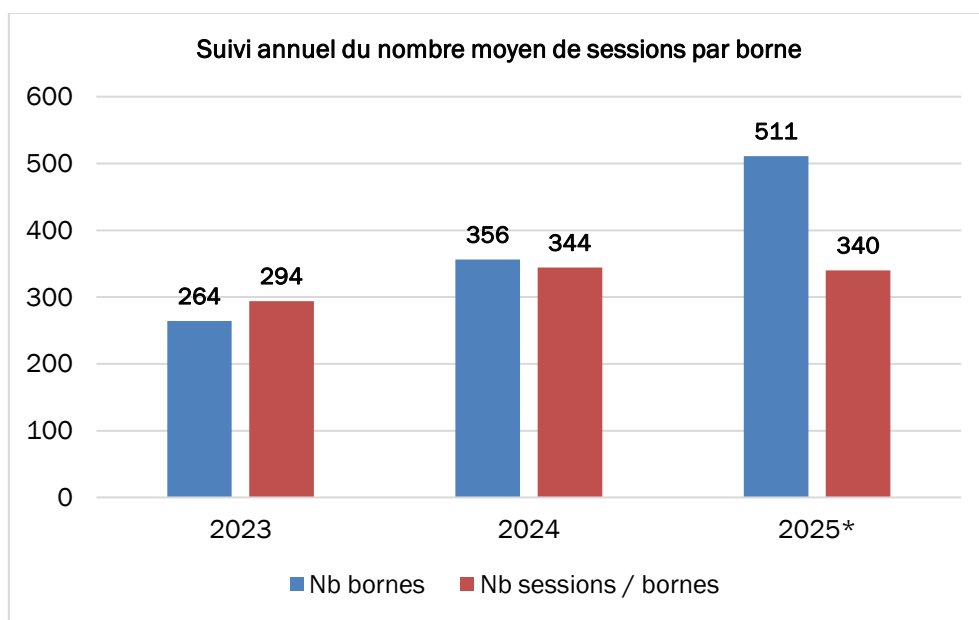
NOMBRE D'IRVE	2023	2024	2025*	2025/2023
	264	356	511	+93.5%

*Au 10 décembre 2025

- L'augmentation du nombre de sessions de recharge

NOMBRE DE SESSIONS	2023	2024	2025*	2025/2023
	71 324	104 237	128 559	+80%

*Au 30 novembre 2025



*Chiffres provisoire 2025

- La perception d'une nouvelle recette issue de la vente de certificat TIRUERT

La hausse des dépenses s'explique principalement par :

- L'achat d'énergie pour les recharges des véhicules
- Les frais de maintenance
- Les dotations aux amortissements

Malgré un contexte général qui reste favorable à la mobilité durable, le montant des recettes liées aux sessions de charges en progression constante ne couvre pas encore la totalité des dépenses. L'équilibre financier de ce service public demande encore une subvention d'équilibre (de moins en moins importante).

4.2 La section d'investissement

RECETTES	2023	2024	2025
Total des opérations réelles – a	319 K€	425 K€	1 201 K€
<i>Subventions d'investissement</i>	319 K€	425 K€	1 201 K€
Total des opérations d'ordre - b	340 K€	389 K€	490 K€
Total des recettes c=a+b	659 K€	814 K€	1 691 K€
DEPENSES			
Total des opérations réelles – a	676 K€	1 217 K€	3 399 K€
Dont			
<i>Installations d'IRVE</i>	586 K€	1 00 K€	3 393 K€
Autres	90 K€	117 K€	6 K€
Total des opérations d'ordre - b	158 K€	200 K€	265 K€
Total des dépenses c=a+b	834 K€	1 417 K€	3 664 K€
RESULTAT			
Résultat sans report d'exercice N-1	-175 K€	-603 K€	-1 973 K€
Résultat avec report d'exercice N-1	2 570 K€	1 967 K€	25 K€

La progression des recettes d'investissement s'explique par :

- La perception de subventions d'équipement venant de l'Etat (notamment les dotations FACé et ADVENIR) et de la Région ;
- La mise en place de dotations aux amortissements déterminées par le niveau d'installation de nouvelles IRVE.

La hausse des dépenses d'investissement s'explique par :

- La réalisation d'investissements importants dans l'installation de nouvelles IRVE

Le résultat d'investissement reste excédentaire grâce à la dotation initiale versée en 2018, qui génère un résultat reporté.

La régie « Mobilité durable » a permis de créer puis de développer le service public de la mobilité durable sur l'ensemble du territoire.

Cet investissement principalement financé par le SDEC ENERGIE, est complété par des subventions d'équipements de l'Etat et de la Région.

Le SDEC ENERGIE a alloué au budget annexe une dotation de 2 500 K€ qui a permis un montant total d'investissement de 5 975 K€, sur la période 2018-2025.

Le SDEC ENERGIE a structuré le déploiement des IRVE par l'élaboration d'un schéma directeur des IRVE prévue sur la période 2023-2027.

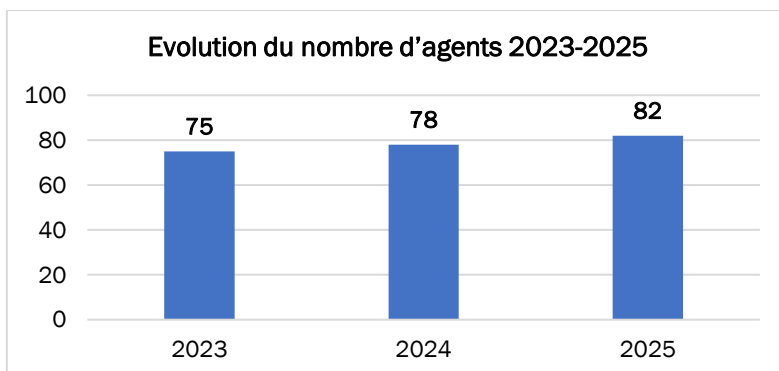
Rappelons qu'à l'origine – en 2018, la régie « mobilité durable » n'incluait pas le déploiement du schéma directeur qui a débuté en 2023. La dotation initiale aujourd'hui quasiment épuisée n'a donc pas été suffisamment calibrée pour assurer le déploiement du schéma directeur dans son intégralité ; la question de l'attribution d'une nouvelle dotation est posée pour pouvoir achever ce schéma.

PARTIE II : Les ressources humaines 2023-2025

1. Le profil des agents

1.1 L'évolution des effectifs

Le total des effectifs comprend les fonctionnaires, les contractuels et les agents mis à disposition par le Centre de gestion du Calvados.



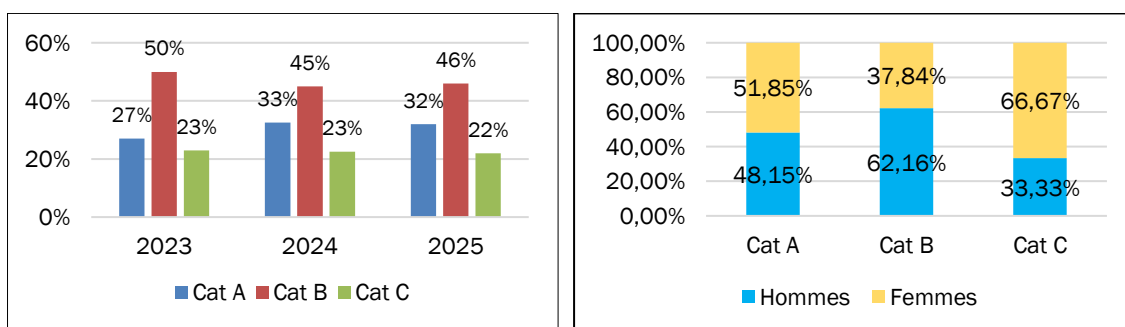
L'augmentation du nombre d'agents, en 2025, s'explique par :

- Le recrutement d'agents sur des postes ouverts en 2025 ;
- La finalisation de recrutements engagés en 2024 mais pourvus en 2025 ;
- Le recours au service du CDG 14 pour la mise à disposition d'agents pour des besoins ponctuels, notamment d'accroissement temporaire d'activité.

La progression des effectifs se justifie par la croissance d'activités déjà exercées par les services (ex : transfert de compétences EP/SL) et par la mise en place de nouvelles activités (expérimentation du CEP3, conseil EnR – les générateurs, économe de flux ...).

Les services bénéficiaires de renfort de personnel sont le service Eclairage public, les 2 services de la Transition énergétique et le service « ressources numériques et logistique. »

1.2 La répartition des agents par catégorie et par sexe

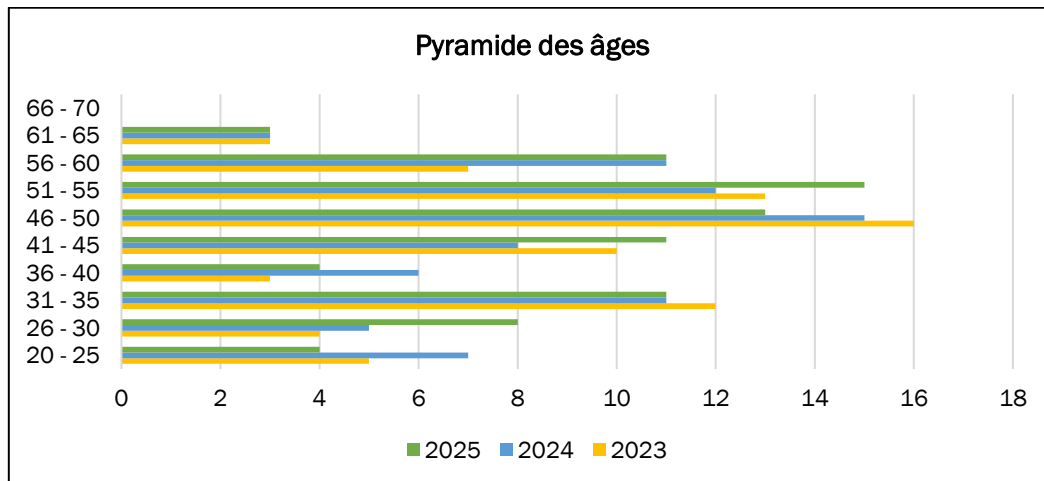


Pour l'année 2025,

- La parité des effectifs est respectée
- Les emplois techniques restent majoritairement occupés par des agents masculins et les emplois administratifs restent un domaine à forte dominante féminine.
- L'accès à l'emploi et les conditions de travail sont identiques quel que soit le genre. Tous les agents bénéficient d'un accompagnement pour la prise de compétences (formation, tutorat, bilan de compétences ...).

- Le rattachement des agents aux trois catégories reste stable : une majorité d'agents de catégorie B, un tiers d'agents de catégorie A et 22% d'agents de catégorie C.
- Les emplois d'encadrement sont occupés par des agents masculins, à hauteur de 58%, soit 11 encadrants sur un total de 19 encadrants (responsables de service, directeurs, directeurs généraux des services et adjoints).
- En 2025, le syndicat emploie 49 fonctionnaires (60% des effectifs) et 33 contractuels (40% des effectifs).

1.3 La pyramide des âges



En 2025, l'âge moyen des agents est de 44 ans. Il reste stable par le recrutement d'agents en début de carrière professionnelle.

Si on considère l'âge de départ en retraite à 64 ans,

- 3 agents seront en retraite au plus tard dans 3 ans
- 11 agents seront en retraite au plus tard dans 8 ans
- 15 agents seront en retraite au plus tard dans 13 ans

La prévision de départ en retraite de ces 29 agents dans les 13 prochaines années représente 35% de l'effectif actuel.

2. Le temps de travail

2.1 Le temps de travail effectif

Tous les agents du SDEC ÉNERGIE assurent un temps de travail effectif de 1 607 heures annuelles. Conformément au décret n° 2001-623 du 12 juillet 2001 relatif à l'aménagement et à la réduction du temps de travail dans la fonction publique territoriale.

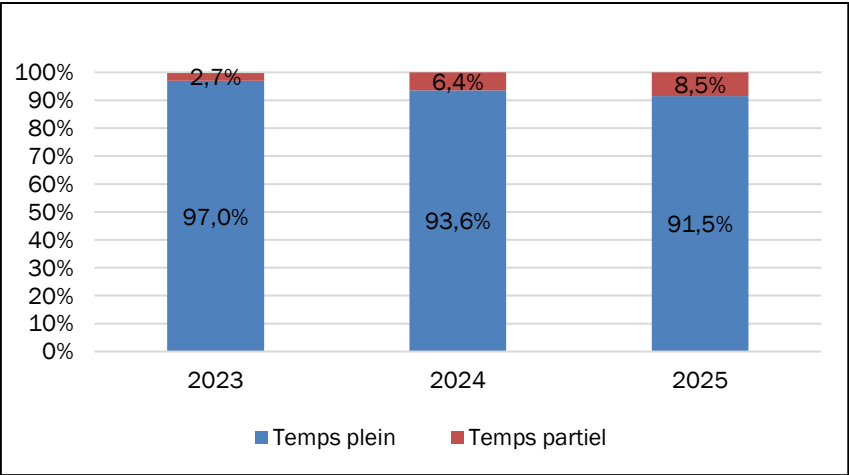
Le temps de travail au SDEC ÉNERGIE est fixé sur la base hebdomadaire de 38 heures, déclenchant ainsi un nombre de jour de RTT actualisé chaque année.

Le temps de travail est défini dans le cadre des plages horaires obligatoires permettant d'assurer la continuité de service. Le SDEC ÉNERGIE sollicite rarement les agents en dehors de ces plages horaires.

A la demande de la Direction générale et à titre exceptionnel, les agents peuvent effectuer des heures supplémentaires pour assurer des missions techniques ou pour participer à des évènements. Ces heures supplémentaires sont prises en charge par le syndicat et font l'objet de compensations horaires et/ou monétaires réglementaires.

2.2 Le temps partiel

Tous les postes sont ouverts à temps complets et 8.5% des agents (7 agents) ont demandé un temps partiel – hors temps partiel thérapeutique - de 80% en 2025.



2.3 Le Compte Epargne Temps - CET

Le Compte Epargne Temps a été institué dans la fonction publique territoriale par le décret n° 2004-878 du 26 août 2004.

Ce dispositif permet de stocker des jours de congé et de RTT (jours de réduction du temps de travail) et, si la collectivité le prévoit, les jours de repos compensateur des heures supplémentaires ou de sujétions particulières.

Le Compte Epargne Temps est plafonné à soixante jours.

Ce dispositif est ouvert à tous les agents territoriaux, titulaires comme contractuels.

Les vingt premiers jours épargnés ne peuvent être utilisés que sous forme de congés. Pour les jours excédant ce seuil, l'agent territorial a trois options :

- Le maintien des jours sur le CET, avec un plafond maximum de soixante jours ;
- La prise en compte en épargne retraite au sein du régime de la retraite additionnelle de la fonction publique (RAFP) ;
- L'indemnisation forfaitaire variable en fonction de la catégorie hiérarchique.

Catégorie d'agents	A	B	C	TOTAL cumulé au 10/12/2025
Nombre total de jours en CET	545	379.5	255.5	1 180
Nombre d'agents par catégorie	27	37	18	82
Nombre moyen de jours CET par agent	20	10	14	14.5

Par arrêté du 29 novembre 2023, la revalorisation des montants des jours indemnisés s'applique à compter du 1^{er} janvier 2024 :

Catégorie	Montant brut	Montant brut revalorisé
Catégorie A	135€	150€
Catégorie B	90€	100€
Catégorie C	75€	83€

2.4 Le télétravail

Mis en place par délibération du Bureau syndical du 29 avril 2022, 56 agents utilisent ce dispositif d'organisation du travail qui concerne tous les services.

	Agents ayant 1 jour de télétravail	Agents ayant 2 jours de télétravail	Agents bénéficiant du télétravail
Nombre	33	23	56
Part	59%	41%	100%

2.5 L'absentéisme

En 2025, le SDEC ENERGIE enregistre 955 jours d'absences dont :

- 150 jours d'absences de courte durée (moins de 15 jours) et
- 805 jours d'absence longue durée concernant 5 agents.

3. Le travail des agents en situation de handicap

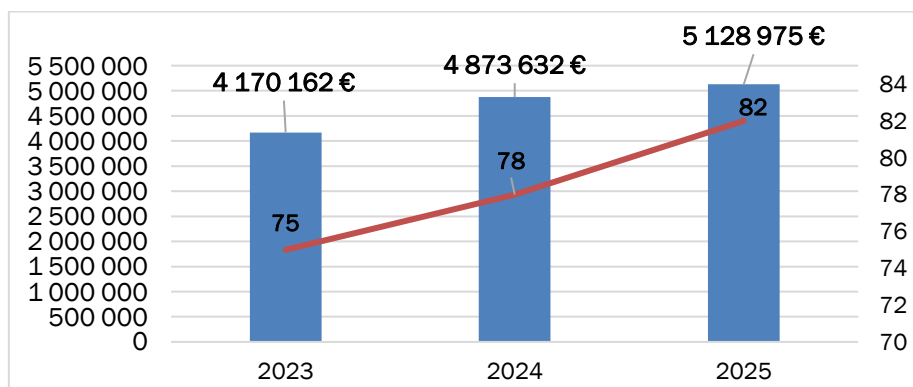
En 2025, le SDEC ENERGIE emploie 4 agents reconnus en situation de handicap.

	2023	2024	2025
Nombre d'agents reconnus/déclarés avec un handicap	1	2	4

En complément de l'emploi d'agents, le syndicat apporte une contribution au fonds pour l'insertion des personnes handicapées dans la fonction publique (FIPHFP), dont le montant atteint 10 547.45€ en 2025.

4. La rémunération des agents

L'évolution des charges de personnel



La hausse des charges de personnel s'explique par la combinaison de plusieurs facteurs :

- a) La hausse des effectifs par l'intégration de nouvelles recrues ;
- b) La revalorisation du régime indemnitaire ;
- c) Les évolutions de carrière (avancements d'échelon et de grades, promotion interne)
- d) La revalorisation de la valeur du point et l'augmentation des cotisations « retraite »

L'évolution des charges du personnel 2024/2023 s'explique par le recrutement de 5 agents intervenus en cours d'année 2023 avec une prise en charge de leurs rémunérations de quelques mois. En 2024, le syndicat prend en charge la rémunération de ces 5 agents sur 12 mois.

Les composantes de la rémunération

La rémunération totale de l'agent de la Fonction publique est structurée en 3 parties :

- La rémunération principale obligatoire,
- La rémunération secondaire,
- Les éléments accessoires facultatifs.

Composantes	Part de la rémunération	Observations
Rémunération principale (traitement de base, SFT, NBI, IR)	70%	Décisions de l'Etat
Rémunération secondaire (Régime indemnitaire - IFSE et CIA)	25%	Décisions de la collectivité
Eléments accessoires (Titres restaurant, Protection Sociale Complémentaire)	5%	Décisions de l'Etat et collectivité

La rémunération principale des agents est constituée de quatre éléments :

- Le traitement de base ;
- L'indemnité de résidence ;
- Le supplément familial de traitement ;
- La nouvelle bonification indiciaire.

La rémunération principale représente 70% de la rémunération totale de l'agent et sert de base pour le calcul des cotisations sociales et de la retraite.

La rémunération secondaire, 25% de la rémunération totale, est composée du régime indemnitaire. Pour rappel, le RIFSEEP - Régime Indemnitaire tenant compte des Fonctions, des Sujétions, de l'Expertise et de l'Engagement Professionnel - a été instauré par le décret n°2014-513 du 20 mai 2014 pour la Fonction Publique d'Etat

Le RIFSEEP est composé de deux parties :

- L'IFSE est une indemnité versée mensuelle
- Le CIA est un complément indemnitaire annuel. Il est facultatif.

Les éléments accessoires (5% de la rémunération totale) concernent la prise en charge de la protection sociale ou des titres restaurants ou les heures supplémentaires.

Dans le cadre de sa politique de rémunération, le SDEC ENERGIE mobilise **différents leviers** :

- Avancement de grades ou d'échelons des agents - 18 agents ont bénéficié de ces dispositifs en 2025
- Revalorisation de l'IFSE et du CIA en 2025, soit 48 100€
- Instauration du forfait « Mobilité durable », attribué à 22 agents en 2025, soit 5 100€
- Prise en charge partielle de la valeur faciale des titres restaurant en 2025, soit 63 000€
- Participation à la Protection sociale complémentaire pour 45 agents, soit 19 000€ en 2025.

Quelques chiffres sur l'accompagnement du syndicat :

Participation du SDEC ÉNERGIE	2023	2024	2025
Amicale du Personnel	49 K€	55 K€	55 K€
CNAS	15 K€	17.5 K€	19 K€
Santé & Prévoyance	17 K€	17 K€	19 K€
Titres restaurant - <i>Part employeur uniquement</i>	52 K€	56.5 K€	63 K€
TOTAL	133 K€	146 K€	156 K€

5. Le dialogue social

La Direction générale organise différentes actions favorisant la communication interne et le dialogue social :

- Des temps forts de convivialité comme les vœux du personnel et la journée du personnel permettent de favoriser l'écoute et le dialogue, d'impliquer les agents dans les décisions du syndicat et de favoriser les relations entre services.
- Un parcours d'intégration des nouvelles recrues est renforcé par l'organisation d'un temps d'échange avec la Présidente et d'un rapport d'étonnement après les premiers mois d'embauche ; (retour d'expérience de l'agent sur son ressenti en termes d'intégration et de conditions de travail)
- Sur la période 2023-2025, le Comité Social Territorial s'est réuni 4 à 5 fois par an pour examiner les dossiers suivants et pour donner son avis sur :
 - L'élaboration des Lignes Directrices de Gestion,
 - La mise à jour du Document Unique d'Evaluation des risques,
 - La mise en œuvre du télétravail,
 - La mise à jour des chapitres du règlement intérieur,
 - La participation de l'employeur à la Protection sociale complémentaire,
 - Le bilan de formation et le plan prévisionnel de formation,
 - La présentation du Rapport Social Unique,
 - La revalorisation du régime indemnitaire – IFSE et CIA.

En complément de la prise en compte de ces dossiers structurants, le Comité Social Territorial aborde des sujets du quotidien, tels que la mise en place du coffre-fort numérique, l'aménagement des espaces de travail, les recrutements et les départs d'agents ...

6. La santé et sécurité au travail

Le SDEC ENERGIE intervient pour sensibiliser à la protection de la santé et à la sécurité au travail, par la mise en place de différentes **mesures obligatoires en termes de santé et sécurité au travail** :

- L'organisation des formations obligatoires : AIPR, habilitations électriques, secourisme, manipulation d'extincteurs ;
- La tenue des registres « accidents de service » et « santé & sécurité » ;
- Le renouvellement du document unique des risques ;
- La vérification annuelle de la pharmacie et du défibrillateur ;
- La réalisation d'exercices « incendie » ;
- L'actualisation des plans d'évacuation.

A titre d'exemple, en 2025, le SDEC ENERGIE a organisé 9 actions de formation « santé et sécurité au travail » soit 23 jours de formation

Toutes ces mesures concourent à réduire voire à supprimer les accidents de service :

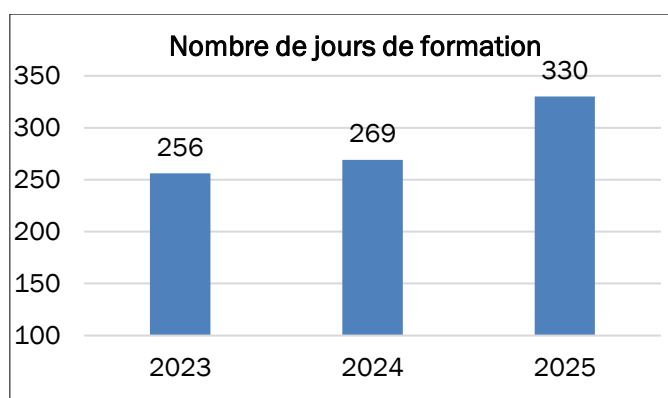
	2023	2024	2025
Nombre d'accidents	0	0	0

7. La formation

Le SDEC ENERGIE soutient la formation des agents qui est un outil d'accompagnement lors de la prise de poste, dans l'exercice de leur fonction et dans la prise en charge de nouvelles missions (montée en compétences).

Cette volonté d'accompagnement des agents s'exprime à travers l'élaboration du plan de formation triennal.

La nette évolution du nombre de jours s'explique par le suivi des formations obligatoires d'intégration pour les nouvelles recrues, pour les agents ayant bénéficié d'une évolution de carrière (examens ou concours). En 2025, 17 agents ont suivi une formation d'intégration.



Au 31 décembre 2025, 79 agents auront bénéficié de formations pour un total de 330 jours.

Participation des agents	2023	2024	2025
Nombre d'agents ayant suivi une formation	40	54	79
Nombre total d'agents	75	78	82
Taux de participation	53%	69%	96%

PARTIE III : Les orientations budgétaires 2026

1. Le cadre général

Les élections municipales de mars 2026 devraient s'accompagner d'un renouvellement (au moins partiel) des élus des communes et des groupements de communes membres du syndicat. Il est donc proposé d'établir les orientations stratégiques sur le seul exercice 2026. Il reviendra à la nouvelle équipe d'élus du syndicat de définir un plan stratégique et budgétaire pour la période du nouveau mandat électoral.

Le plan stratégique validé par le Comité syndical entre dans sa dernière année. Il affirme les priorités d'investissement du syndicat pour le compte de ses collectivités membres :

1. Continuer à réduire progressivement les écarts de qualité d'énergie électrique distribuée en zones rurales par rapport à celle des zones urbaines,
2. Engager le processus de renégociation du contrat-cadre de concession GRDF
3. Réduire l'impact énergétique et environnemental des installations d'éclairage public en accentuant leur renouvellement
4. Accompagner les collectivités dans la maîtrise des factures énergétiques de leurs bâtiments
5. Devenir un acteur public majeur dans la production d'énergies renouvelables locales par la création d'une structure porteuse pour le développement de projets EnR de grande puissance
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.

La mise en œuvre de ces priorités se caractérise notamment par la définition de 5 programmes pluriannuels (AP/CP et AE/CP), validés par le Comité syndical. Elles seront présentées dans chacune des orientations budgétaires correspondantes.

Pour rappel, les programmations pluriannuelles présentées en pages suivantes portent uniquement sur les nouveaux besoins budgétaires et ne prennent pas en compte les montants des restes à réaliser.

2. Les orientations 2026

Orientation n°1 : Poursuivre l'amélioration du niveau de qualité du réseau de distribution publique d'électricité

Parce que le réseau électrique est au cœur du système énergétique de nos territoires ; nous devons déployer des efforts importants pour maintenir la qualité de notre réseau, renforcer sa résilience face aux événements climatiques et garantir les conditions favorables à l'insertion des énergies renouvelables ou au déploiement de la mobilité électrique.

Les perspectives 2026

- Le ralentissement de l'activité économique et des projets de construction se traduit par une baisse de l'activité de raccordement au réseau d'électricité. Les crédits libérés seront réaffectés à un programme spécifique « Intempéries ».
- Le niveau de demande de projets d'effacement des réseaux reste soutenu y compris en période électorale. La planification des travaux à réaliser en 2026 est déjà bien engagée.
- Pour atteindre les engagements du programme pluri annuel d'investissement élaboré dans le cadre du contrat de concession, les programmes de renforcement et de sécurisation sont maintenus.

Les besoins budgétaires 2026

Nature des dépenses	Montants des nouveaux besoins 2026
Programme Renforcement	2 350 K€
Programme « Intempéries »	950 K€
Programme Extension	3 000 K€
Programme Sécurisation	500 K€
Programme Effacement	15 200 K€
Total	22 000 K€

La programmation pluriannuelle validée par le Comité syndical du 27 mars 2025 :

AP/CP n°1

Programme de travaux dans le cadre du PPI	AP	Montants 2023 et 2024	CP 2025	CP 2026
	31 000 000.00	12 622 258.71	9 188 873.15	9 188 868.14

AP/CP n°2

Programme de travaux hors cadre du PPI	AP	Montants 2023 et 2024	CP 2025	CP 2026
	36 000 000.00	18 803 451.51	8 637 546.28	8 559 002.21

L'état de consommation des 2 AP/CP et les besoins de crédits 2026 conduisent à proposer des ajustements

Proposition d'ajustements des AP/CP pour 2026

AP/CP n°1

Programme de travaux dans le cadre du PPI	AP	Montants 2023 - 2025	CP 2026
	26 000 000.00	16 516 342.67	9 483 657.33

AP/CP n°2

Programme de travaux hors cadre du PPI	AP	Montants 2023 - 2025	CP 2026
	41 000 000.00	29 959 939.95	11 040 060.05

Orientation n° 2 : Intensifier la rénovation énergétique des installations d'éclairage public et développer les projets de vidéoprotection

La rénovation de l'éclairage public, deuxième poste de dépenses énergétiques d'une commune après les bâtiments, est un enjeu majeur. Le SDEC ENERGIE souhaite poursuivre ses efforts pour un réseau fiable et plus sobre énergétiquement.

Les perspectives 2026

Cette volonté se traduit par :

- La poursuite du déploiement du programme R30 (renouvellement des foyers de plus de 30 ans).
- La mise en place du programme « 100% LED », dans le cadre d'une AE/CP avec l'ambition de convertir l'intégralité du parc entretenu en LED d'ici à 2028.

Ces programmes sont vertueux car ils concourent à la modernisation du réseau d'éclairage public, qui se traduit par :

- Une baisse des consommations d'énergies et donc de la facture énergétique
- Une baisse des forfaits d'exploitation qui sont calculés à partir de l'âge des foyers

Par ailleurs, le syndicat souhaite renforcer son accompagnement dans le développement et l'exploitation de solution de vidéo protection. Les demandes des élus pour la sécurisation de l'espace public sont de plus en plus importantes et le SDEC ENERGIE qui a développé une expertise sur ce sujet souhaite mobiliser des ressources pour répondre aux attentes des collectivités sur cet enjeu de sécurité. A ce jour, les sollicitations permettent d'envisager un programme qui approche les 1.5M€.

L'année 2026 devrait être également marquée par un projet d'envergure : la mise en valeur de l'éclairage de la cathédrale de BAYEUX.

Les besoins budgétaires 2026

Nature des dépenses	Montants des nouveaux besoins 2026
Programme « extension »	4 130 K€
Programme vidéoprotection	1 500 K€
Programme R30	1 500 K€
Programme Fonds vert	1 160 K€
Projet « Cathédrale Bayeux »	770 K€
Programme « 100% LED »	700 K€
Programme « Signalisation lumineuse »	240 K€
Total	10 000 K€

La programmation pluriannuelle validée par le Comité syndical du 27 mars 2025

NB : seules les 3 premières lignes de cette AP/CP concernent l'orientation budgétaire n°2

Libellé des programmes	AP	Montants 2023 - 2024	CP 2025	CP 2026
Programme R30	7 000 000.00	2 557 500.47	2 000 000.00	2 442 499.53
Programme Fonds vert 2023	2 500 000.00	1 304 743.96	1 100 000.00	95 256.04
Programme Eclairage intérieur	1 500 000.00	493 446.82	450 000.00	556 553.18
SOUS-TOTAL	11 000 000.00	4 355 691.25	3 550 000.00	3 094 308.75
<i>Programme PROGRES et CEP 3</i>	<i>4 000 000.00</i>	<i>1 150 000.00</i>	<i>1 350 000.00</i>	<i>1 500 000.00</i>
<i>Programme Panneaux solaires</i>	<i>2 500 000.00</i>	<i>809 491.19</i>	<i>700 000.00</i>	<i>990 508.81</i>
<i>Programme Réseaux de chaleur</i>	<i>3 700 000.00</i>	<i>1 200 000.00</i>	<i>1 300 000.00</i>	<i>1 200 000.00</i>
SOUS-TOTAL	10 200 000.00	3 159 491.19	3 350 000.00	3 690 508.81
TOTAL	21 200 000.00	7 515 182.44	6 900 000.00	6 784 817.56

L'état de consommation de l'AP/CP et les besoins de crédits 2026 conduisent à proposer des ajustements de crédits pluriannuels.

AE/CP n°1

Libellé du programme	AP	CP 2025	CP 2026	CP 2027	CP 2028
Programme « 100% LED »	4 500 000.00	600 000.00	1 300 000.00	1 300 000.00	1 300 000.00

Proposition d'ajustement de l'AP/CP n°4

Libellé des programmes	AP	Montants 2023 - 2025	CP 2026
Programme R30	7 365 000.00	5 365 332.39	1 999 667.61
Programme Fonds vert 2023	3 320 000.00	1 781 337.76	1 538 662.24
Programme Eclairage intérieur	250 000.00	245 216.11	4 783.89
<i>Programme PROGRES et CEP 3</i>	<i>3 434 000.00</i>	<i>1 634 798.51</i>	<i>1 799 201.49</i>
<i>Programme Panneaux solaires</i>	<i>1 594 000.00</i>	<i>994 257.39</i>	<i>599 742.61</i>
<i>Programme Réseaux de chaleur</i>	<i>2 500 000.00</i>	<i>1 200 000.00</i>	<i>1 300 000.00</i>
TOTAL	18 463 000.00	11 220 942.16	7 242 057.84

Proposition d'ajustement de l'AE/CP n°1

Libellé du programme	AP	CP 2025	CP 2026	CP 2027	CP 2028
Programme « 100% LED »	3 500 000.00	0.00	1 500 000.00	1 000 000.00	1 000 000.00

Les propositions d'évolution des forfaits

Il est proposé une augmentation des forfaits de 2% pour couvrir l'inflation et la prise en charge des dépenses imprévues pour maintenir l'équilibre budgétaire de ces activités.

Forfait EP

Nouveaux forfaits basés sur l'âge des réseaux	Forfait 2025	Forfait 2026
Les 2 premières années	10,90	11,10
2, 3, 4 ans	25,90	26,40
De 5 à 9 ans	30,30	30,90
De 10 à 19 ans	34,50	35,20
De 20 à 24 ans	39,00	39,80
De 25 à 29 ans	43,30	44,20
Supérieur à 30 ans	47,30	48,60
Balysage et mise en valeur par la lumière de faible puissance (<40 watts)< à 25 ans)	19,00	19,40
Balysage et mise en valeur par la lumière de faible puissance (<40 watts)> à 25 ans)	30,60	31,20

Options	Forfait 2025	Forfait 2026
Visite au sol	0,70	0,80
Nettoyage supplémentaire	12,80	13,10
Eclairage festif – motif avec armature posé sur mât	65,00	66,30
Eclairage festif – motif en traversée de rue	160,00	163,20
Eclairage festif – motif ou guirlande	112,40	114,60
Eclairage festif – guirlande d'illumination	97,30	99,20
Changement d'heure – 1ere armoire	59,50	60,70
Changement d'heure par armoire supplémentaire	8,70	8,90
Entretien d'une caméra	53,60	54,70
Entretien d'un radar pédagogique	53,60	54,70
Entretien d'un PMV posé	219,60	224,00

Forfait SL

FORFAIT DE BASE	Forfait 2025	Forfait 2026
Feu principal	112,60	114,90
Répétiteur trafic	55,20	56,30
Signal piéton, complémentaire ou isolé	55,20	56,30
Poteau ou potelet	55,20	56,30
Potence	120,60	123,00
Armoire	218,30	222,70

FORFAIT DE BASE	Forfait 2025	Forfait 2026
Feu principal	112,60	114,90
Répétiteur trafic	55,20	56,30
Signal piéton, complémentaire ou isolé	55,20	56,30
Poteau ou potelet	55,20	56,30
Potence	120,60	123,00
Armoire	218,30	222,70

Orientation n°3 : Poursuivre le déploiement du schéma directeur de développement des infrastructures de recharge de véhicules électriques

Notons que cette orientation n°3 concerne un service public industriel et commercial et dispose d'un budget annexe.

La mobilité électrique est une solution pour réduire les émissions de gaz à effet de serre.
Le schéma directeur de déploiement des infrastructures de recharges pour véhicules électriques (SD IRVE) a été validé par le préfet le 09 juin 2023.

Ainsi, le SDIRVE prévoit jusqu'à 1.000 points de charge supplémentaires d'ici 2027 sur l'ensemble du département du Calvados. En 5 ans, le SDEC ÉNERGIE a donc prévu d'investir 7 à 8 millions d'euros.

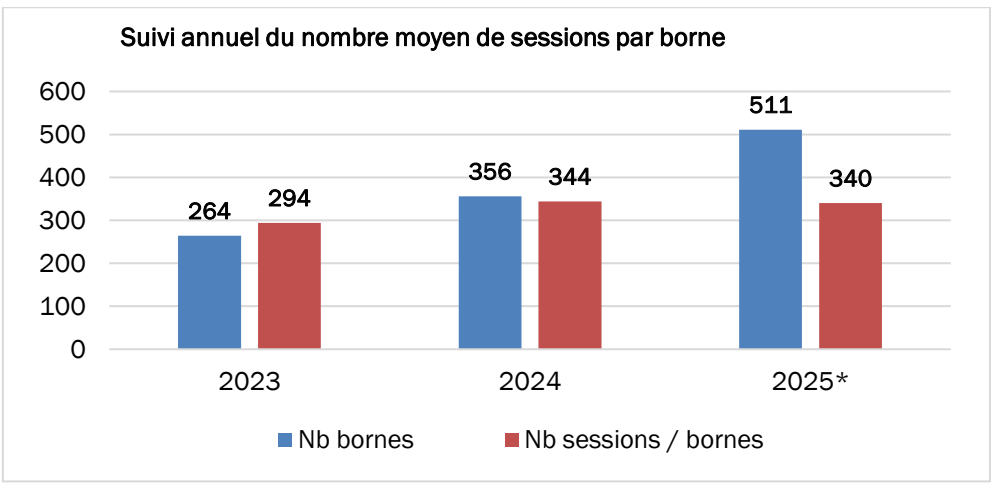
La situation actuelle

- Le SDEC ENERGIE contribue au développement de l'offre de recharge sur tous les territoires.

	2023	2024	2025*	2025/2023
NOMBRE DE BORNES INSTALLEES (EN CUMUL)	264	356	511	+93.5%
NOMBRE DE COLLECTIVITES AYANT TRANSFERE LA COMPETENCE MOBILITE DURABLE (EN CUMUL)	206 communes 1 EPCI	224 communes 1 EPCI	232 communes 1 EPCI	+12.5%

- La croissance du nombre de véhicules électriques en service couplé au nombre d'IRVE génère une augmentation du nombre de sessions de recharge entre 2023 et 2025.

	2023	2024	2025*	2025/2023
NOMBRE DE SESSIONS	71 324	104 237	128 559	+80%
MONTANT DES RECETTES	452 994€	767 606€	1 247 513€+	+175%



*Chiffres 2025 provisoires

Malgré un contexte plutôt favorable au développement de la mobilité durable, l'équilibre financier de la section de fonctionnement de la régie « mobilité durable » reste fragile et nécessite une subvention d'équilibre.

MONTANT DE LA SUBVENTION	2023	2024	Provisoire 2025	2025/2023
	245 000€	345 000€	95 000€	-61%

La dotation initiale de la régie de 2 500 K€ n'avait pas été pensée en 2018 pour financer le SD IRVE qui n'a été mis en place que 5 ans plus tard. Néanmoins, cette dotation a permis de générer un investissement de 5 900 K€ pour l'installation du réseau de bornes de recharges MobiSdec sur la totalité du territoire.

Cette dotation est aujourd'hui quasiment intégralement consommée. Pour mener à bien le schéma directeur, tel qu'il a été validé en concertation avec les territoires, il conviendrait d'apporter une nouvelle dotation à la régie mobilité.

Les perspectives 2026

- Compte tenu de la dynamique actuelle, le syndicat retient une hypothèse d'augmentation de 25% du nombre de sessions en 2026.
- Le syndicat propose de poursuivre le déploiement du schéma directeur des IRVE tout en analysant le rythme et le niveau d'investissements à réaliser pour les prochaines années. Une dotation de 2 500 K€ est proposée pour permettre la réalisation de la tranche 2026 du schéma directeur.

Les besoins budgétaires 2026

Nature des dépenses	Montants des nouveaux besoins 2026
Déploiement du SD IRVE	2 500 K€
Total	2 500 K€

La programmation pluriannuelle validée par le Comité syndical du 27 mars 2025

AP/CP n°3

Programme de fourniture et de pose d'IRVE	AP	Montants 2023 et 2024	CP 2025	CP 2026
	6 000 000.00	1 858 273.22	2 106 150.09	2 035 576.69

L'état de consommation de l'AP/CP sur les exercices 2023 et 2024 et les prévisions des besoins de crédits 2026 nécessaires pour poursuivre le déploiement du SD IRVE conduisent à proposer des ajustements.

Proposition d'ajustement de l'AP/CP n°3

Programme de fourniture et de pose d'IRVE	AP	Montants 2023 - 2025	CP 2026
	7 600 000.00	5 251 150.07	2 348 849.93

Les propositions d'évolution des forfaits

Cette augmentation des forfaits de 2 % permet de couvrir l'inflation et de réduire le déficit de fonctionnement.

Type de bornes	Prix en € / kWh 2025	Prix en € / kWh 2026
Borne lente 7	0,41	0,42
Borne normale 22/25	0,46	0,47
Borne rapide 50	0,51	0,52
Borne rapide 100	0,56	0,57
Borne rapide 150 et plus	0,61	0,62
Majoration / voiture ventouse	0,21	0,22

Orientation n° 4 : Renforcer notre accompagnement en matière de rénovation énergétique

Les collectivités territoriales sont fortement mobilisées pour répondre aux enjeux de la transition énergétique. Mais, entre contraintes financières, complexité administrative et technique, les territoires ont besoin d'un partenaire de confiance pour les accompagner.

Acteur majeur d'une politique ambitieuse de transition énergétique orientée vers la sobriété et l'efficacité énergétique pour répondre aux préoccupations locales, le SDEC ENERGIE propose de développer et renforcer son expertise et ses actions d'accompagnement en faveur de la rénovation énergétique.

En 2025, Le SDEC ENERGIE accompagne :

- 107 communes en CEP 1 soit 763 bâtiments
- 33 communes en CEP 2 soit 34 bâtiments

Les perspectives 2026

Cela se traduit notamment par la mobilisation de différents leviers :

- La mise en œuvre du programme « ACTEE+ Fonds Chêne » porté par la Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies – FNCCR - renforçant l'animation territoriale entre acteurs publics de la rénovation énergétique tertiaire.
- Le déploiement du dispositif de conseil en énergie partagé de niveau 3 (CEP3) – pour l'accompagnement à la réalisation des travaux (mandat).
- La mise en œuvre des 3 programmes spécifiques de rénovation énergétique des bâtiments – PROGRES / SPRINT / SOLENE.

Les besoins budgétaires 2026

Nature des dépenses	Montants des nouveaux besoins 2026
Dispositif CEP3	1 000 K€
Programme PROGRES	440 K€
Programme SPRINT	160 K€
Programme SOLENE	80 K€
Total	1 680 K€

La programmation pluriannuelle validée par le Comité syndical du 27 mars 2025

AP/CP n°4

Nb : seule la 4^{ème} ligne de cette AP/CP concerne l'orientation budgétaire n° 4

Libellé des programmes	AP	Montants 2023 - 2024	CP 2025	CP 2026
Programme R30	7 000 000.00	2 557 500.47	2 000 000.00	2 442 499.53
Programme Fonds vert 2023	2 500 000.00	1 304 743.96	1 100 000.00	95 256.04
Programme Eclairage intérieur	1 500 000.00	493 446.82	450 000.00	556 553.18
Programme PROGRES et CEP 3	4 000 000.00	1 150 000.00	1 350 000.00	1 500 000.00
Programme Panneaux solaires	2 500 000.00	809 491.19	700 000.00	990 508.81
Programme Réseaux de chaleur	3 700 000.00	1 200 000.00	1 300 000.00	1 200 000.00
TOTAL	21 200 000.00	7 515 182.44	6 900 000.00	6 784 817.56

L'état de consommation de l'AP/CP sur les exercices 2023 à 2025 et les prévisions des besoins de crédits 2026 nécessaires pour le financement du programme « PROGRES » et du dispositif « CEP 3 » conduisent à proposer des ajustements de crédits pluriannuels.

Proposition d'ajustement de l'AP/CP n°4

Libellé des programmes	AP	Montants 2023 - 2025	CP 2026
Programme R30	7 365 000.00	5 365 332.39	1 999 667.61
Programme Fonds vert 2023	3 320 000.00	1 781 337.76	1 538 662.24
Programme Eclairage intérieur	250 000.00	245 216.11	4 783.89
Programme PROGRES et CEP 3	3 434 000.00	1 634 798.51	1 799 201.49
Programme Panneaux solaires	1 594 000.00	994 257.39	599 742.61
Programme Réseaux de chaleur	2 500 000.00	1 200 000.00	1 300 000.00
TOTAL	18 463 000.00	11 220 942.16	7 242 057.84

Orientation n°5 : Faire du syndicat un acteur majeur de la production d'énergies renouvelables

La production d'énergies renouvelables répond à des enjeux économiques de réduction de la dépendance énergétique. Quand elle est couplée avec une volonté de consommer local, elle va permettre de réduire l'exposition à la volatilité des prix et favoriser les retombées économiques sur les territoires.

Là encore, face à la multiplicité des acteurs, l'insuffisance d'ingénierie, le manque de moyens financiers ou encore la complexité administrative et réglementaire ; le syndicat se positionne comme un acteur majeur pour accompagner les projets des collectivités et favoriser le développement de la production d'énergies renouvelables sur les territoires.

Les perspectives 2026

Le syndicat mobilise ses compétences pour favoriser la réalisation de projets de production d'énergies renouvelables. Les interventions du syndicat se déclinent en plusieurs actions :

- La participation active (gouvernance et financement) à la création d'une structure dédiée aux projets EnR d'envergure (SEM)
- La prise financière de capital dans des sociétés de production d'EnR – Nacre Energie et SOLISDEC
- Le portage de projets de construction de réseau de chaleur
- La réalisation et l'exploitation d'installations de panneaux photovoltaïques sur toiture des bâtiments publics

Le syndicat propose de compléter son offre de services par un nouvel accompagnement relatif à l'autoconsommation collective d'énergie. Le SDEC ENERGIE s'organise pour prendre en charge les missions de la Personne Morale Organisatrice – PMO - au niveau départemental

Les besoins budgétaires 2026

Nature des dépenses	Montants des nouveaux besoins 2026
Participation à la nouvelle société - SEM	1 500 K€
Installation de centrales de panneaux solaires	550 K€
Aide à la construction de réseau de chaleur	1 200 K€
Total	3 250 K€

La programmation pluriannuelle validée par le Comité syndical du 27 mars 2025

AP/CP n°4

NB : seules les 5eme et 6eme ligne de cette AP/CP concerne l'orientation budgétaire n°5

Libellé des programmes	AP	Montants 2023 et 2024	CP 2025	CP 2026
<i>Programme R30</i>	7 000 000.00	2 557 500.47	2 000 000.00	2 442 499.53
<i>Programme Fonds vert 2023</i>	2 500 000.00	1 304 743.96	1 100 000.00	95 256.04
<i>Programme Eclairage intérieur</i>	1 500 000.00	493 446.82	450 000.00	556 553.18
<i>Programme PROGRES et CEP 3</i>	4 000 000.00	1 150 000.00	1 350 000.00	1 500 000.00
Programme Panneaux solaires	2 500 000.00	809 491.19	700 000.00	990 508.81
Programme Réseaux de chaleur	3 700 000.00	1 200 000.00	1 300 000.00	1 200 000.00
TOTAL	21 200 000.00	7 515 182.44	6 900 000.00	6 784 817.56

L'état de consommation de l'AP/CP sur les exercices 2023 à 2025 et les prévisions des besoins de crédits 2026 conduisent à proposer des ajustements.

Proposition d'ajustement de l'AP/CP n°4

Libellé des programmes	AP	Montants 2023 - 2025	CP 2026
<i>Programme R30</i>	7 365 000.00	5 365 332.39	1 999 667.61
<i>Programme Fonds vert 2023</i>	3 320 000.00	1 781 337.76	1 538 662.24
<i>Programme Eclairage intérieur</i>	250 000.00	245 216.11	4 783.89
<i>Programme PROGRES et CEP 3</i>	3 434 000.00	1 634 798.51	1 799 201.49
Programme Panneaux solaires	1 594 000.00	994 257.39	599 742.61
Programme Réseaux de chaleur	2 500 000.00	1 200 000.00	1 300 000.00
TOTAL	18 463 000.00	11 220 942.16	7 242 057.84

Synthèse des besoins budgétaires et récapitulatif des propositions d'ajustements des AP/CP

Synthèse des besoins budgétaires d'investissement :

Orientations budgétaires	Montants des restes à réaliser 2025	Montants des nouveaux besoins 2026	Montants totaux	Budget
<u>Orientation 1</u> Renforcement / Extension / Effacement	10 000 K€	22 000 K€	32 000 K€	Principal
<u>Orientation 2</u> Eclairage public & Signalisation lumineuse	3 000 K€	10 000 K€	13 000 K€	
TOTAL RESEAUX ELECTRICITE ET ECLAIRAGE PUBLIC	13 000 K€	32 000 K€	45 000 K€	

Orientations budgétaires	Montants des restes à réaliser 2025	Montants des nouveaux besoins 2026	Montants totaux	Budget
<u>Orientation 3</u> Mobilité durable	320 K€	2 500 K€	2 820 K€	Annexe Mobilité durable
TOTAL MOBILITE DURABLE	320 K€	2 500 K€	2 820 K€	

Orientations budgétaires	Montants des restes à réaliser 2025	Montants des nouveaux besoins 2026	Montants totaux	Budget
<u>Orientation 4</u> Rénovation énergétique	1 150 K€	1 680 K€	2 830 K€	Principal
<u>Orientation 5</u> Production d'énergies renouvelables	500 K€	3 250 K€	3 750 K€	Principal Annexe « ENR »
TOTAL TRANSITION ENERGETIQUE	1 650 K€	4 930 K€	6 580 K€	

3. Les orientations Ressources Humaines 2026

Les perspectives Ressources Humaines 2026 s'inscrivent dans la continuité des années passées, à savoir :

- Accompagner le développement des compétences et les expertises professionnelles des agents,
- Poursuivre un dialogue social constructif notamment autour de la qualité de vie au travail,
- Renforcer les effectifs des services si nécessaire pour prendre en charge une croissance d'activité, répondre aux besoins des adhérents ou pour exercer de nouvelles activités.

Pour cela, le SDEC ENERGIE prévoit un montant de charges de personnel de 5 700 K€ pour assurer le recrutement d'agents et pour intégrer la hausse imposée des cotisations sociales.

Dépenses réelles	BP 2024	BP 2025	BP 2026
Charges du personnel	4 900 K€	5 500 K€	5 700 K€
Formation	70 K€	80 K€	80 K€
Nombre d'agents	78	82	83/85*

**L'augmentation des effectifs pourrait se justifier notamment par les besoins de renforts dans les services Transition énergétique, Finances et Eclairage public.*



**REGIE DOTE DE LA SEULE AUTONOMIE FINANCIERE POUR
L'EXPLOITATION DE SITES DE PRODUCTION D'ENERGIES
RENOUVELABLES ET DE RESEAUX DE CHALEUR ET/OU FROID**

- Régie « ENR » -

- STATUTS -

TITRE I : DISPOSITIONS GENERALES

Article 1 : création et dénomination

Dans le cadre de l'exercice des compétences « Réseaux publics de chaleur et/ou froid » et « Energies renouvelables » inscrites dans ses statuts, le SDEC ENERGIE a décidé, par délibération de son Comité Syndical du 12 décembre 2017, de créer, à compter du 1^{er} janvier 2018, une régie dotée de la seule autonomie financière dénommée « Régie ENR ».

Article 2 : objet

Cette régie a pour objet d'assurer la gestion du Service Public Industriel et Commercial des activités liées à l'exploitation des réseaux publics de chaleur et/ou froid et à la production d'énergies renouvelables. Dans le cadre de la gestion de ce service, la régie exerce notamment les missions suivantes :

- Assurer la conception et la réalisation d'infrastructures nécessaires à l'exploitation des réseaux de chaleur et/ou froid et à la production d'énergies renouvelables ;
- Assurer la maintenance et l'exploitation des équipements et installations (énergies renouvelables, réseaux de chaleur et/ou froid) ;
- Produire ces énergies ;
- Vendre ces énergies.
- Réaliser des prestations de services immatériels liées à la production d'énergies renouvelables (Personne Morale Organisatrice, étude d'autoconsommation collective ...).

Article 3 : siège social

La collectivité territoriale de rattachement de la régie ENR est le SDEC ENERGIE. Le siège social de la régie « ENR » est situé à l'adresse ci-dessous :

Esplanade Brillaud de Laujardière
CS 75046
14077 CAEN CEDEX 5

Il peut être modifié par décision du Comité Syndical.

TITRE II : ORGANISATION ADMINISTRATIVE

Article 4 : gouvernance de la régie

La régie « ENR » est administrée, sous l'autorité du Président du SDEC ENERGIE et du Comité Syndical, par un Conseil d'Exploitation, un Président ainsi qu'un Directeur.

Article 5 : rôle du Comité Syndical

Le Comité Syndical réalise les missions décrites ci-après :

- Adopter les statuts de la régie « ENR » ;
- Désigner les membres du Conseil d'Exploitation, sur proposition du Président du SDEC ENERGIE ;
- Déléguer au Président les affaires courantes.
- Voter le rapport d'orientations budgétaires, le budget et le compte administratif ;
- Fixer le montant de la dotation initiale et des subventions ;
- Autoriser le Président du SDEC ENERGIE à intenter ou soutenir les actions judiciaires, et à accepter les transactions éventuelles ;
- Déterminer les mesures à prendre d'après les résultats de l'exploitation ;
- Régler les questions relatives au personnel.

Article 6 : rôle du Président du SDEC ENERGIE

Le Président du SDEC ENERGIE est le représentant légal de la régie « ENR » et il en est l'ordonnateur.

Il prend les mesures nécessaires à l'exécution des décisions du Comité Syndical relatives à la régie. Il présente au Comité Syndical le rapport d'orientations budgétaires, le budget primitif, le compte administratif.

Il nomme le directeur et les agents de la régie « ENR » et peut les révoquer.

Il peut, sous sa responsabilité ou sa surveillance, déléguer sa signature au Directeur de la régie pour toutes les matières intéressant le fonctionnement de la régie.

Article 7 : rôle du Conseil d'Exploitation

Le Conseil d'Exploitation délibère sur les affaires pour lesquelles le Comité Syndical ou le Bureau Syndical ne s'est pas réservé le pouvoir de décision.

Il est obligatoirement consulté par le Président du SDEC ENERGIE, avant délibération du Comité Syndical, sur toutes les questions d'ordre général intéressant le fonctionnement de régie « ENR ».

Il peut procéder à toutes mesures d'investigation ou de contrôles. Il présente toutes propositions utiles.

Article 8 : rôle du Directeur

Le Directeur est un agent public qui assure le fonctionnement des services de régie « ENR ». A cet effet, il prend en charge différentes missions :

- Préparer le budget ;
- Procéder aux ventes et achats courants dans le cadre du budget primitif ;
- Recevoir la délégation de signature du Président du SDEC ENERGIE pour toutes les affaires intéressant la régie ;
- Organiser les modalités de son remplacement, en cas d'absence ou d'imprévu, par un des agents de la régie ;
- Informer le Conseil d'Exploitation de la marche de la régie.

Les fonctions de Directeur sont incompatibles avec un mandat de sénateur, député, conseiller régional, conseiller départemental, conseiller municipal et conseiller d'EPCI.

Les fonctions de Directeur sont incompatibles avec celles de membres du Conseil d'Exploitation de la régie « ENR ».

Le Directeur ne peut prendre ou conserver aucun intérêt dans des entreprises en rapport avec la régie « ENR », ni occuper une fonction dans ces entreprises, ni assurer des prestations pour leur compte.

Article 9 : composition du Conseil d'Exploitation

Le Conseil d'Exploitation est composé de 6 membres, désignés par le Comité Syndical, sur proposition du Président du SDEC ENERGIE, à savoir :

- Le/la Président(e) du SDEC ENERGIE ;
- Le Vice-Président en charge de l'administration générale, des finances, de la cartographie et des usages numériques ;
- Les Vice-Présidents en charge de la transition énergétique et des mobilités bas carbone ;
- Un membre de la Commission « Transition Energétique » ;
- Un membre de la Commission « Mobilités bas carbone ».

La durée du mandat des membres du Conseil d'Exploitation doit coïncider avec celle du mandat de membres du Comité Syndical comme il est prévu dans les statuts du SDEC ENERGIE.

En cas de démission ou de décès d'un membre du Conseil d'Exploitation, le comité Syndical pourvoit à son remplacement en désignant un autre représentant pour la durée résiduelle du mandat.

Il est mis fin aux fonctions de membre du Conseil d'Exploitation par le Comité Syndical sur proposition du Président du SDEC ENERGIE.

Les membres du Conseil d'Exploitation ne peuvent prendre ou conserver aucun intérêt dans des entreprises en rapport avec la régie « ENR », ni occuper une fonction dans ces entreprises, ni assurer des prestations pour leur compte.

Article 10 : élection et missions du Président du Conseil d'Exploitation

Le Président est élu lors de la séance d'installation du Conseil d'Exploitation suivant la désignation des membres du Conseil d'Exploitation par le Comité Syndical.

L'élection du Président se déroule à bulletin secret à la majorité absolue. Si, après deux tours de scrutin, aucun candidat n'a obtenu la majorité absolue, il est procédé à un troisième tour et l'élection a lieu à la majorité relative. En cas d'égalité des suffrages, le candidat le plus âgé est déclaré élu.

Le Président arrête l'ordre du jour des réunions du Conseil d'Exploitation et convoque les membres. Il prend les mesures nécessaires à l'exécution des décisions du Comité Syndical.

Article 11 : conditions d'exercice des membres du Conseil d'Exploitation

Les fonctions de membres du Conseil d'Exploitation sont exercées à titre gratuit. Cependant, les frais de déplacement ou de mission engagés par les membres peuvent être remboursés sur justificatifs selon la réglementation en vigueur.

Article 12 : fonctionnement du Conseil d'Exploitation

Le Conseil d'Exploitation se réunit au moins deux fois par an sur convocation du Président. Il est en outre réuni chaque fois que le Président le juge utile ou sur la demande du Préfet ou de la majorité de ses membres.

L'ordre du jour est envoyé au moins 5 jours avant chaque séance. A chaque réunion, le Conseil d'Exploitation désigne en son sein un secrétaire de séance.

Un membre du Conseil d'Exploitation empêché d'assister à une séance peut donner pouvoir à un autre membre pour le représenter à cette séance. Le membre désigné ne peut pas recevoir plusieurs pouvoirs.

Le Conseil d'Exploitation ne peut valablement délibérer que si la moitié de ses membres est présente.

Les délibérations sont adoptées à la majorité de ses membres présents ou représentés. En cas d'égalité des voix, celle du Président est prépondérante.

TITRE III : REGIME COMPTABLE ET FINANCIER

Article 13 : dispositions générales

Les règles de la comptabilité publique selon la nomenclature M4 sont applicables à la régie « ENR » chargée de l'exploitation du SPIC.

Article 14 : comptable de la régie « ENR »

Le comptable de la régie « ENR » est le comptable du SDEC ENERGIE. Il veille notamment à la conformité du budget primitif, du compte administratif et établit le compte de gestion.

Article 15 : budget

Le budget est présenté en deux sections : les opérations de fonctionnement et les opérations d'investissement.

Les recettes et les dépenses de fonctionnement et d'investissement font l'objet d'un budget annexe au budget principal du SDEC ENERGIE.

Il est préparé par le Directeur de la régie, présenté par le Président du SDEC ENERGIE et voté par le Comité Syndical.

Article 16 : dotation initiale

A la création de la régie « ENR », il est déterminé le montant et la composition de la dotation permettant le lancement des activités de la régie.

Cette dotation fait l'objet d'une délibération du Comité Syndical.

Article 17 : subvention d'équilibre

Dans le respect des obligations comptables, la régie « ENR » peut bénéficier de subventions d'équilibre octroyées par le SDEC ENERGIE.

Article 18 : affectation du résultat comptable

Sur proposition du Président du SDEC ENERGIE, le Comité Syndical délibère sur l'affectation du résultat comptable de la section de fonctionnement, dans le respect des obligations comptables.

TITRE IV : DISPOSITIONS DIVERSES

Article 19 : fin de régie

La régie « ENR » cesse son exploitation en exécution d'une délibération du Comité Syndical qui détermine la date à laquelle ses activités et opérations prennent fin.

Les comptes sont arrêtés à cette date.

Le Président du SDEC ENERGIE est chargé de procéder à la liquidation de la régie.

Il peut désigner un liquidateur dont il détermine les pouvoirs. Le liquidateur a la qualité d'ordonnateur accrédité auprès du comptable. Il prépare le compte administratif de l'exercice.

Au terme des opérations de liquidation, l'actif et le passif de la régie « ENR » sont repris dans les comptes du SDEC ENERGIE.

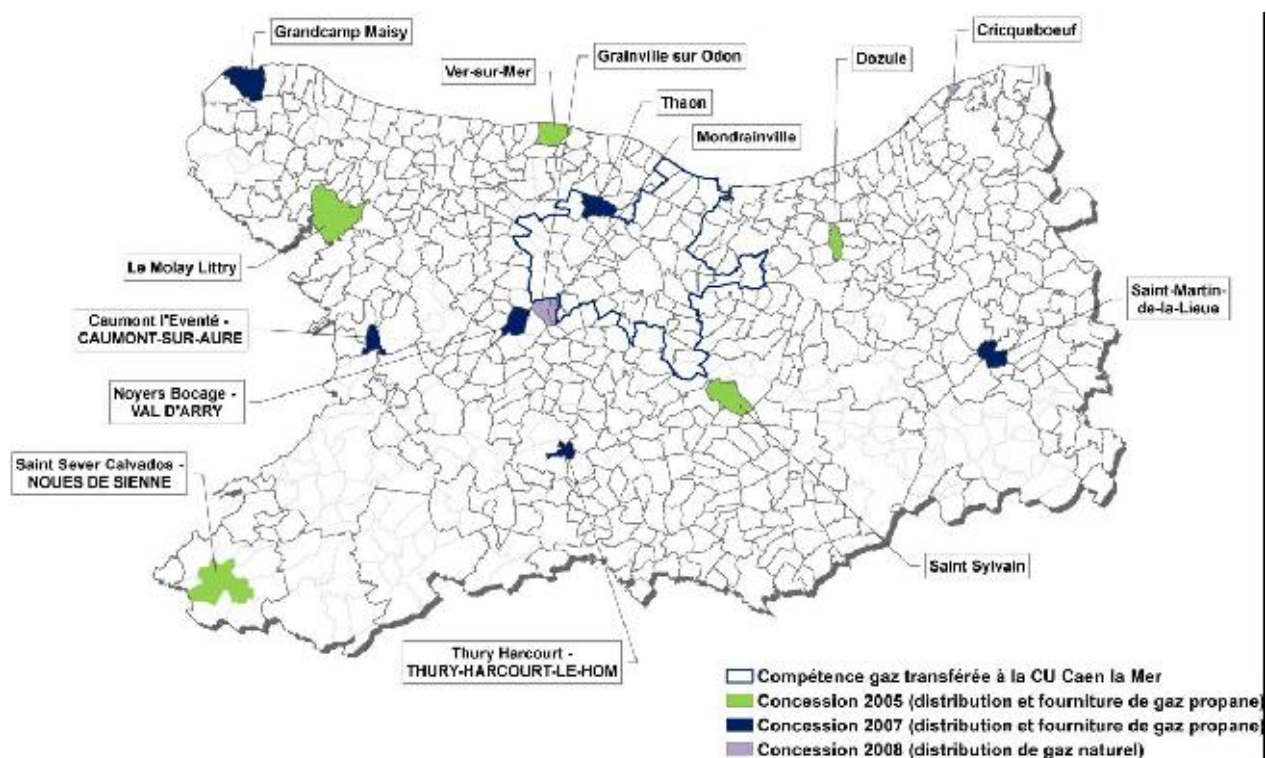
Fait à Caen, le 18 décembre 2025



Synthèse Mission de contrôle 2024 Données ANTARGAZ ÉNERGIES Données 2023

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 2023	Unité	Concession 2005	Concession 2007	Concession 2008	Total
Nombre d'usagers	nb	437	504	159	1 100
Volumes consommés	GWh	7,1	6,6	5,8	19,5
Longueurs de réseau*	km	17,5	16,9	8,5	43
Nombre d'incidents**	nb	2	2	2	6
Nombre d'usagers coupés	nb	8	0	0	8
Valeurs nettes du patrimoine	k€	1 128	1 197	528	2 853
Dépenses annuelles investies	k€	0	2,8	0	2,8
Résultats d'exploitation	k€	3	-105	-23	

** hors branchements

* sur ouvrages exploités par le concessionnaire

Extraits des conclusions du rapport de contrôle

Bilan	Commentaires
	Baisse du nombre de réclamations
	Evolution favorable des reliquats et de leur rythme de résorption
	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, taux de réseau en classe A pour Grainville-sur-Odon, la question de l'ouverture à la concurrence de l'activité de fourniture de gaz naturel...).
	Le développement des concessions reste limité. En ce qui concerne les Concessions 2005 et 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 : <ul style="list-style-type: none"> - 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 2024

Rapport ANTARGAZ ÉNERGIES

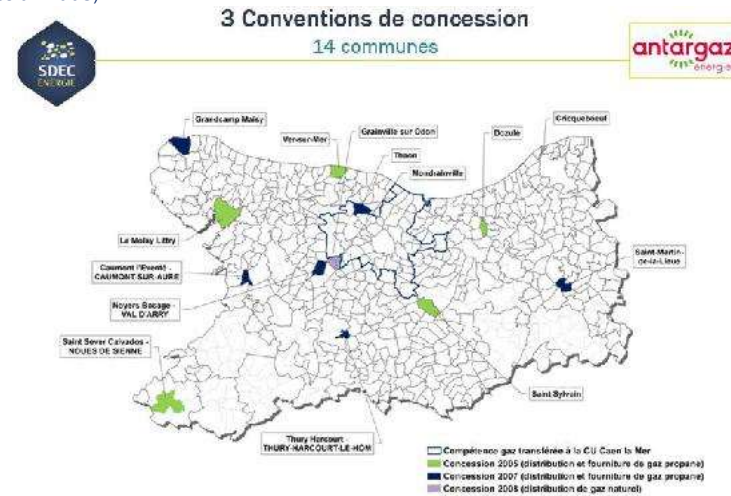
Données 2023

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	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 Sienn (Saint-Sever Calvados) ¹ , Saint Sylvestre, Ver sur Mer.
Concession 2007	Caumont sur Aure (Caumont-l'Éventé), Grandcamp-Maisy, Val D'Arry (Noyers-Bocage), Saint Martin de la Lieue, Thyon, 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 Concessionnaire². Le présent rapport synthétise les points étudiés lors de la mission de contrôle 2024 à partir des données communiquées par le Concessionnaire ANTARGAZ ENERGIES au titre de l'année 2023.

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 2024 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.



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 1^{er} septembre 2021. Madame Anne de Bagneux est nommée Présidente d'ANTARGAZ ENERGIES le 14 juin 2023. Le 19 avril 2024, Madame Julie Fazio est nommée Présidente d'ANTARGAZ ENERGIES.

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 3^{ème} acteur français du biométhane.

Au 31 décembre 2023 :

- ⇒ ANTARGAZ ENERGIES alimente 170 communes dont l'exploitation des réseaux lui a été concédée au travers de 91 contrats de Concession avec 36 syndicats d'énergie et 12 communes en direct.
- ⇒ ANTARGAZ ENERGIES exploite près de 319 km de réseaux. La société comptabilise 8 038 points de consommation³ sur ces réseaux. Elle a distribué 83,72 GWh⁴ de gaz et a acheminé 14,97 GWh de gaz naturel sur ces réseaux.

Au 31/12/2023	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	170	5	6	3	14	8 %
Nombre de contrats de Concession	91	1	1	1	3	3 %
Nombre de points de comptage et d'estimation	8 038	669	756	303	1 728	21 %
Quantité de gaz propane distribué en GWh	84	7	7		14	17 %
Quantité de gaz naturel acheminé en GWh	15			6	6	40 %
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. Le conseil tarifaire 17

6. La relève des compteurs 18

7. Les prestations annexes 19

8. La gestion des impayés 20

9. Le Chèque Énergie 20

10. La satisfaction des usagers 21

BILAN DE LA PARTIE USAGERS..... 22

II. LES TRAVAUX RÉALISÉS DANS L'ANNÉE..... 23

1. Les échanges d'informations dans le cadre des opérations de travaux 23

2. Les extensions de réseau 24

3. Les raccordements 26

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..... 32

3. Le linéaire de canalisations de distribution 33

4. Le linéaire de canalisations de branchements..... 35

5. Le stockage 37

6. Les compteurs 38

7. Les vannes 39

8. La cartographie des ouvrages 40

BILAN DE LA PARTIE OUVRAGES 42

IV. LA QUALITÉ DE FOURNITURE ET LA SÉCURITÉ 43

1. Le nombre d'incidents sur ouvrages exploités par le Concessionnaire..... 43

2. Les détails des incidents sur ouvrages exploités 45

3. La durée d'intervention des entreprises d'intervention d'urgence 46

4. La surveillance des réseaux 47

BILAN DE LA PARTIE QUALITÉ DE FOURNITURE ET SÉCURITÉ 48

V. LA COMPTABILITÉ ET LES FINANCES 49

1. Données comptables et financières communiquées..... 49

2. La valeur brute des ouvrages 50

3. Les valeurs nettes et les amortissements 52

4. Les dépenses d'investissements 54

5. Le renouvellement des ouvrages 55

6. Le compte « droits du Concédant » 55

7. La rentabilité des Concessions..... 56

8. Les comptes d'exploitation synthétiques..... 58

BILAN DE LA PARTIE COMPTABLE 60

Annexe n° 1 : Données à maille communale..... 61

1. Concession 2005 61

2. Concession 2007 62

3. Concession 2008 63

Annexe n° 2 : Les comptes d'exploitation détaillés..... 64

1. Concession 2005 64

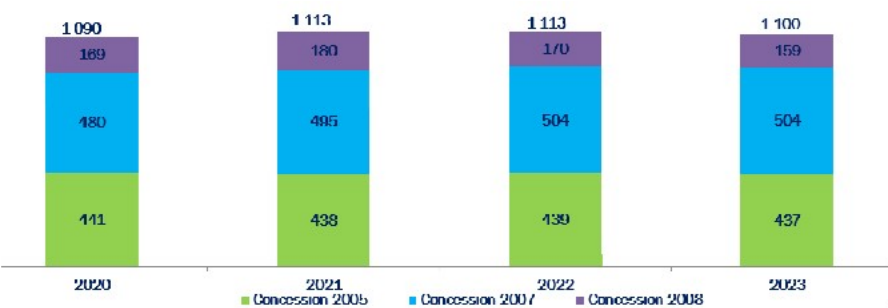
2. Concession 2007 64

3. Concession 2008 65

I. LES USAGERS

1. Les consommateurs⁶

Le nombre de consommateurs par Concession de 2020 à 2023 :



En 2023, on dénombre **1 100** usagers sur l'ensemble des Concession, en diminution par rapport à 2022 (-13 usagers) :

- La Concession 2005 comptabilise 437 consommateurs, en perte de 2 consommateurs par rapport à l'exercice précédent,
- La Concession 2007 comptabilise 504 consommateurs, le nombre d'usagers est stable par rapport à l'exercice précédent,
- La Concession 2008 comptabilise 159 consommateurs, en perte de 11 consommateurs de gaz naturel par rapport à l'exercice précédent. Ce constat pourrait être rapproché de la baisse du nombre d'usagers qui se chauffent au gaz dont a fait état GRDF en 2022 : « c'est la première année depuis longtemps où l'on va constater un recul de notre nombre de clients chauffage ». Cette baisse fait suite à une baisse de 10 usagers lors de l'exercice précédent et dessine une tendance au ralentissement de cette activité. **L'évolution du nombre de consommateurs sur la Concession 2008 sera donc à surveiller lors du prochain exercice.**



Les 1 100 consommateurs de gaz des trois concessions utilisent soit du gaz propane soit du gaz naturel. On comptabilise en 2023, 941 usagers consommant du gaz propane (concessions 2005 et 2007), et 159 usagers consommant du gaz naturel (concession 2008).

Pour les concessions 2005 et 2007, les usagers dits sociaux⁷ représentent 47% des consommateurs (438 usagers), les particuliers représentent 44% des consommateurs (414 usagers) et les usagers professionnels et les collectivités représentent 9% des consommateurs.



Au terme de la mission de contrôle, il apparaît 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 concernent les consommateurs de gaz naturel, ces usagers ressortent exclusivement des usagers dits « T2 » (Option T2 : Chauffage individuel + petit professionnel).

⁶ En annexe n° 1, le lecteur trouvera le nombre d'usagers par commune et par Concession.

⁷ 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

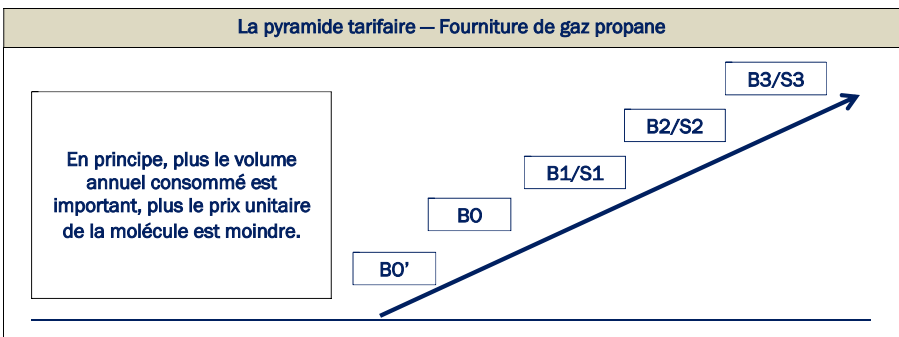
⇒ Le nombre de consommateurs déclarés par le Concessionnaire au titre du compte rendu d'activité est une « photo » du nombre d'usagers consommant au 31 décembre de l'année N.

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
BO'	0 à 6 000				
BO	> 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



Concession 2008

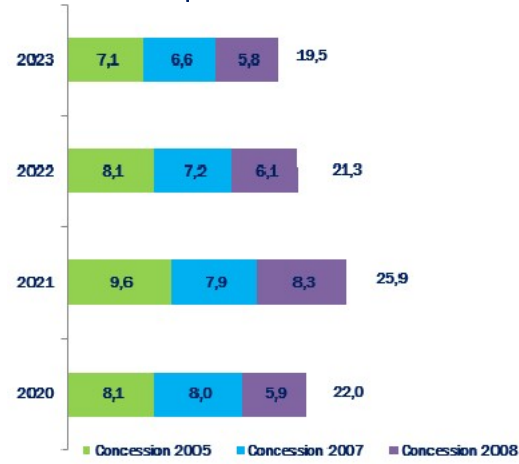
La segmentation des consommateurs de gaz naturel

Il est à noter qu'au 1^{er} 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 4 000 kWh
T2	4 000 à 300 000 kWh
T3	300 000 à 5M kWh
T4	> 5M kWh

2. Les consommations en GWh⁸

Les consommations par Concession de 2020 à 2023 en GWh :



Sur l'ensemble des trois Concessions, le volume des consommations décroît d'un peu plus de 8 % par rapport à l'exercice précédent pour s'établir à 19,5 GWh en 2023.

Cette baisse est plus ou moins importante en fonction des Concessions :

- Pour ce qui concerne la Concession 2005, le volume consommé diminue de 12 % pour atteindre 7,1 GWh,
- Pour ce qui concerne la Concession 2007, le volume consommé baisse de 8 % pour atteindre 6,6 GWh.

Ainsi le volume consommé de gaz propane pour les deux Concessions 2005 et 2007 diminue de 10 %.

Pour ce qui concerne la Concession 2008, le volume distribué décroît de 5 %, pour s'établir à 5,8 GWh.

Plusieurs phénomènes peuvent expliquer ces baisses plus ou moins marquées :

- L'effet climat : l'année 2023 s'avère être la deuxième année la plus chaude enregistrée par Météo France depuis le début du 20^{ème} siècle (après 2022) : avec une température moyenne de 14,4 °C, l'anomalie thermique sur l'ensemble de l'année atteint +1,4 °C (par rapport aux normales 1991-2020).
- 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.
- Et pour ce qui concerne la Concession 2008, le changement de fournisseur unique au 1^{er} octobre 2023.

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 des missions de contrôle 2023 et 2024 (données 2022 et 2023), **ce mécanisme est mieux appréhendé par l'Autorité concédante**. La définition des volumes facturés est désormais partagée ainsi que, **partiellement**, celle des volumes provisionnés. Au terme de la mission de contrôle 2024, quelques questions restent sans réponse, notamment celles relatives aux modalités de calcul des estimations de consommations. **La clarification de ce mécanisme doit se poursuivre sur le prochain exercice.**

Les modalités de facturation des usagers sont reprises ci-contre. En 2022, 83 % des usagers étaient mensualisés.

⁸ 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 :

$$V(D\ n) = V(\text{Fac } n) + V(\text{Prov } n) - V(\text{Prov } n-1)$$

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 relevées et non facturées et 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'utilisateur :

- **La facturation annuelle**, dans ce cas l'utilisateur 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'utilisateur est débiteur, un onzième prélèvement est émis correspondant au solde des sommes dues. Si le solde de l'utilisateur est créditeur soit il est remboursé du trop-perçu, soit ce solde est reporté.

II) ainsi qu'un échancier : Le premier échancier couvre une période de 6 mensualités au minimum, et de 10 mensualités au maximum. Cet échancier 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'utilisateur doit obligatoirement opter pour le prélèvement automatique.

- **La facturation bimensuelle** : l'utilisateur 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'utilisateur 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'utilisateur 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'utilisateurs concernés et de leurs besoins annuels⁹. 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 1^{er} avril et le 1^{er} 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.

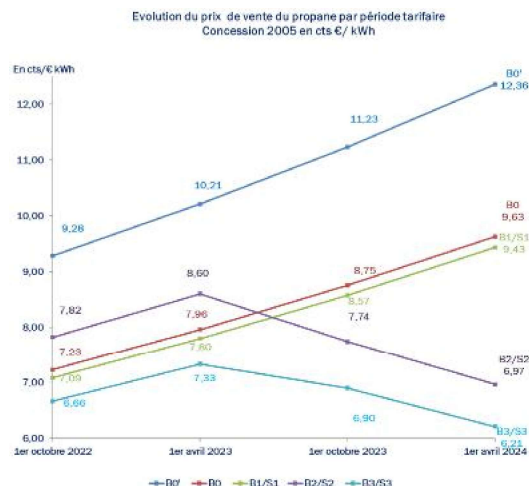
Les prix des abonnements varient en fonction des tranches tarifaires. 3 prix distincts sont fixés, ils sont actualisés le 1^{er} avril de chaque année en fonction d'un coefficient de révision.



1. Le tarif du service public de fourniture de gaz propane dépend de deux paramètres : la catégorie de l'utilisateur (particuliers/ Professionnels/ usagers sociaux) et son besoin annuel (5 tranches).
2. Ce tarif est composé d'un terme proportionnel à la consommation de l'utilisateur et, d'un terme d'abonnement.
3. Le tarif des différentes catégories d'utilisateurs 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 1^{er} avril et le 1^{er} 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.

⁹ Voir p° 7 du présent rapport.

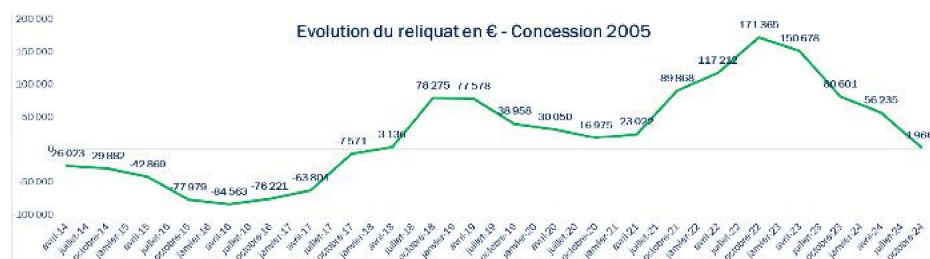
Concession 2005: Evolution du prix de vente du kWh de propane



Pour ce qui concerne la Concession 2005, au 1^{er} avril 2023 et au 1^{er} octobre 2023, les prix de vente du kWh de propane des tranches B0' et B0 ont évolué à la hausse de 10% par rapport aux tarifs antérieurs. Pour ce qui concerne les tranches B2 et B3, les prix de vente du kWh de propane ont évolué à la hausse puis à la baisse.

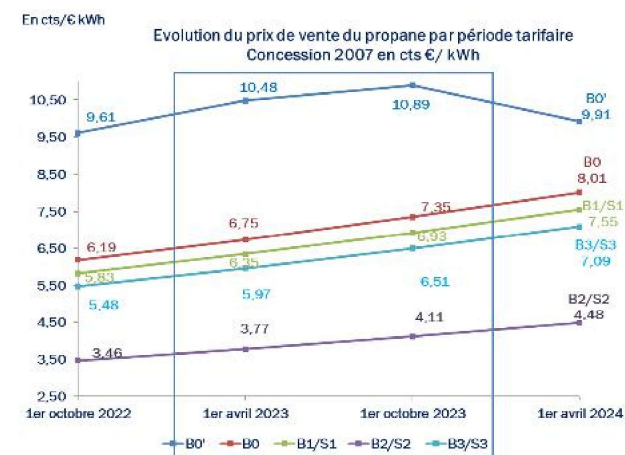
Ces évolutions sont la résultante au principal, de la mise en œuvre de la clause de lissage des prix de vente entre deux périodes tarifaires qui a limité ces augmentations à 10% alors que les prix calculés progressaient plus fortement. Les évolutions des prix en fonction des tranches tarifaires se sont établies entre -15 et 8 % en avril 2023 et entre -23 et 1 % en octobre 2023.

Le reliquat a donc pu être apuré en grande partie en 2023, pour plus de 50 %. Pour rappel, il s'établissait à 171 365 € en octobre 2022. Il s'est établi au 1^{er} avril 2023 à 150 678 € et au 1^{er} octobre 2023 à 80 601€.



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 1^{er} avril 2023 et au 1^{er} octobre 2023, 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 5 et 83 % en avril 2023 et entre -11 et 70 % en octobre 2023.

Le reliquat a donc pu être grandement apuré entre ces deux périodes. En avril 2023, il s'établissait à 238 849 €. Au 1^{er} octobre 2023, il a diminué pour atteindre 217 072 €. Pour mémoire, il était de 238 113 € en octobre 2022.



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.

⚠ Pour rappel : par un courrier en date du 21 décembre 2022 ANTARGAZ ÉNERGIES avait 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 avait été rejetée par le SDEC ENERGIE, les modifications contractuelles sollicitées étant injustifiées et disproportionnées au vu des événements invoqués par le Concessionnaire et dont le caractère imprévisible n'était pas établi.

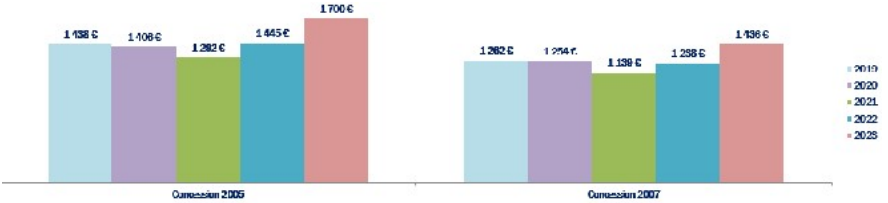
Concessions 2005 et 2007 : Évolution du prix des abonnements et des prestations annexes

Abonnements annuels par tranche tarifaire en €	Concession 2005	Concession 2007
	Avril-2023	
B0', B0 et S1, S2, S3	170,8 €	167,6 €
B1 et B2	205 €	201,2 €
B3	268,4 €	263,4 €
Évolution (%)	3,8 %	3,8 %

Évolution des prix des prestations en € Concession 2005 et Concession 2007	Avril 2023	Évolution
Mise en service sans déplacement	16,6	3,5%
Mise en service avec déplacement	48,6	
Coupure sans dépose pour travaux	95,6	
Coupure avec dépose pour travaux	108,2	
Rétablissement suite à coupure pour travaux sans repose	95,6	
Rétablissement suite à coupure pour travaux avec repose	108,2	
Coupure pour impayés	95,6	
Rétablissement à la suite de coupure pour impayés	48,6	
Relevé spécial	95,6	
Vérification des données de comptage sans déplacement	16,6	
Contrôle visuel du comptage	95,6	
Contrôle en laboratoire d'un équipement de comptage	314,8	
Étude technique sans déplacement	95,6	
Étude technique avec déplacement	191,2	
Raccordement seul en premier établissement	650,5	
Raccordement avec contrat d'abonnement en 1 ^{er} établissement	329,8	
Raccordement après travaux de 1 ^{er} établissement	1 097,0	
Raccordement dans le cas d'opération d'ensemble d'au moins 5 branchements avec contrat d'abonnement	474,0	
Forfait d'encastrement	193,2	
Déplacement sans intervention	95,6	
Frais de dédit pour annulation tardive avant intervention programmée	31,9	
Frais liés au déplacement d'un agent assermenté	510,0	
Diagnostic sécurité des installations intérieures	108,2	
Défaut de règlement	21,7	
Changement de compteur gaz	Devis	
Changement de coffret ou de porte de coffret	Devis	
Modification ou déplacement de branchement	Devis	

Les tarifs des abonnements et des prestations annexes progressent à la hausse respectivement de 3,8 % et de 3,5 %.

Évolution du coût annuel en € pour un usager particulier consommant 15 000 kWh/an de propane de 2019 à 2023



La modélisation d’une facture annuelle réglée par un particulier consommant 15 000 kWh/an de gaz propane toutes taxes comprises (soit un usager de la tranche B0) fait apparaître hausse du montant dû par l’usager en 2023. Cette augmentation est de près de 18 % pour un usager particulier de la Concession 2005 et de 16 % 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 2023,
 - Augmentation du prix l’abonnement en avril 2023 de 3,8 %.
- 2) Pour les usagers de la Concession 2007 :
 - Augmentation du prix du kWh de propane de 9 % en avril et en octobre 2023,
 - Augmentation du prix l’abonnement en avril 2023 de 3,8 %.

Le régime des taxes applicables à la facturation des usagers - données 2023		
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 ¹⁰ (TICPE 0.48 cts/kWh)	TVA	20%

¹⁰ Pour plus d’informations 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 1^{er} 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 réglementés de vente (TRV), fixés par les pouvoirs publics. **Les offres aux TRV se sont éteintes le 1^{er} juillet 2023.**


Dans le cadre de la **Concession 2008**, ANTARGAZ ENERGIES est chargé de la **distribution de gaz naturel**¹¹.

En 2023, 6 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	
	2022	2023
Particulier	ANTARGAZ ENERGIES	MET ENERGIE FRANCE
Professionnel	1 - ANTARGAZ ENERGIES 2 - Enovos 3 - Valmy 4 - ENI	1 - DMS (< 5 000 MWh sur l'ensemble de la Concession) 2 - ES Energies Strasbourg (toutes tranches sur l'ensemble de la Concession) 3. MET Energie France (entre 300 et 5 000 MWh sur l'ensemble de la Concession) 4 - ENOVOS (entre 300 et plus de 5 000 MWh sur l'ensemble de la Concession) 5 - WINGAS (> 5 000 MWh à Cricqueboeuf) 6 - SOLVAY ENERGY SERVICES (> 5 000 MWh sur l'ensemble de la Concession)

Jusqu'au 1^{er} octobre 2023, ANTARGAZ ENERGIES GN était le **seul fournisseur de gaz naturel desservant les usagers particuliers de la Concession 2008**. A compter de cette date, ANTARGAZ ENERGIES GN ayant cédé son activité à la **société MET ENERGIE France**, cette société est devenue à son tour **l'unique fournisseur des usagers particuliers**.

Le Concédant **attend qu'ANTARGAZ ENERGIES mette tout en œuvre afin d'accompagner rapidement l'introduction d'autres fournisseurs sur ce segment de consommations**. Lors de la mission de contrôle 2024, 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 proposer une offre de service sur le périmètre de la Concession 2008, s'ils le souhaitent**.



Sur le périmètre de la Concession 2008, pour les particuliers, lors du changement de fournisseur au 1^{er} octobre 2023, aucun autre fournisseur que MET ENERGIE France n'avait déclaré proposer des offres. Les usagers ne pouvaient donc pas résilier leur contrat lors du changement de fournisseur, 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.

Bouclier tarifaire pour le gaz naturel



Dans le contexte de la crise du prix des énergies, le Gouvernement avait mis en place dès fin 2021 des aides pour protéger les ménages : **des boucliers tarifaires individuels pour les ménages** qui disposent d'un contrat direct de fourniture de et **des boucliers collectifs** pour limiter l'augmentation des charges de chauffage collectif au gaz naturel (parc social et privé).

Pour le gaz naturel en 2023, ils ont ainsi permis de limiter la hausse des tarifs réglementés de vente de 15 % en moyenne au 1^{er} janvier 2023.

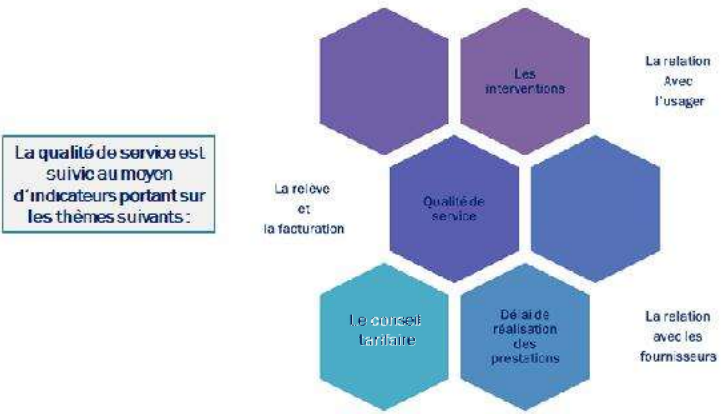
À la suite de la baisse des prix sur les marchés de gros, le **bouclier individuel gaz n'a pas été reconduit au 1^{er} juillet 2023**.

S'agissant du **bouclier collectif gaz**, l'aide mise en place jusqu'à présent est **devenue partiellement inactive depuis le 1^{er} juillet 2023**, seule subsiste l'aide attribuée pour les contrats signés au second semestre 2022 à un prix très élevé pour les contrats signés avant le 30 juin 2023.

Dans ce cas, l'État prend en charge 75 % de la différence entre le prix payé par le client et l'équivalent de la part approvisionnement des tarifs réglementés de vente du gaz naturel applicable au 1^{er} janvier 2023, majorée de 30 %, soit 72,8 €/MWh.

¹¹ C'est un Gestionnaire de Réseau Distribution de gaz naturel ou « GRD ».

La qualité du service rendu aux usagers



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. »

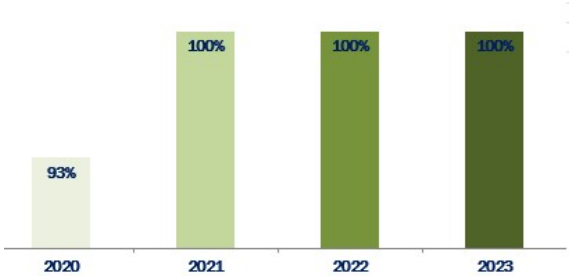
L'Autorité concédante souligne que le conseil tarifaire est une obligation et qu'il revient à ANTARGAZ ÉNERGIES de se doter des moyens nécessaires à la mise en œuvre de cette obligation.



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 2020 à 2023 :



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 Ver-sur-Mer afin de vérifier si tous les compteurs ont été relevés en 2023.

S

Sur cette commune deux relèves ont été organisées, le 14 mars 2023 et le 13 septembre 2023. A chaque relève, 19 compteurs ont été relevés alors que 20 usagers actifs sont raccordés au réseau. A la suite de la non-relève d'un des compteurs, l'usager a communiqué son index en auto-relève : le Concessionnaire considère que dans ce cas la relève a été réalisée à 100 % sur le territoire de la commune.



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 2023, comme lors de l'exercice précédent, le Concessionnaire n'a pas indiqué le nombre d'usagers qui ont utilisé 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'utilisateur.
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'utilisateur. **En 2023, comme les années précédentes, le Concessionnaire a déclaré qu'il avait respecté les délais standards ou convenus avec les utilisateurs.** 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. La traçabilité des demandes des utilisateurs en la matière n'est pas établie.**

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. Le contrôle par échantillonnage est à prévoir pour une prochaine mission de contrôle.

En 2023, le Concessionnaire a facturé 162 prestations pour un montant de 9 496 €. Le fichier relatif aux prestations fait état de 35 gestes commerciaux accordés par le Concessionnaire. Le Concessionnaire a précisé lors des précédentes missions de contrôle que cette opération ne serait probablement pas pérennisée.

Lors de la mission de contrôle, le Concessionnaire a indiqué avoir cessé cette opération au 1^{er} janvier 2024. Le Concédant sera attentif à cet indicateur lors de la prochaine mission de contrôle.

8. La gestion des impayés

Nombre d'utilisateurs coupés pour l'ensemble des Concessions de 2020 à 2023 :



En 2023, on dénombre 13 utilisateurs coupés, le nombre d'utilisateurs coupés progresse par rapport à l'exercice précédent.

Le montant moyen des impayés au moment de la coupure baisse quant à lui et atteint 798€.



Pour rappel, depuis le 1^{er} novembre 2020, le Concessionnaire applique désormais la trêve hivernale à tous les utilisateurs particuliers sur le périmètre des Concessions.

9. Le Chèque Énergie

Le Concessionnaire n'a pas été en mesure de mentionner le nombre de chèques énergie pris en compte sur l'exercice comme lors 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 à minima de l'indicateur relatif au nombre de chèques énergie pris en compte sur l'exercice.

Lors des précédentes missions de contrôle, le Concessionnaire a apporté les précisions suivantes :

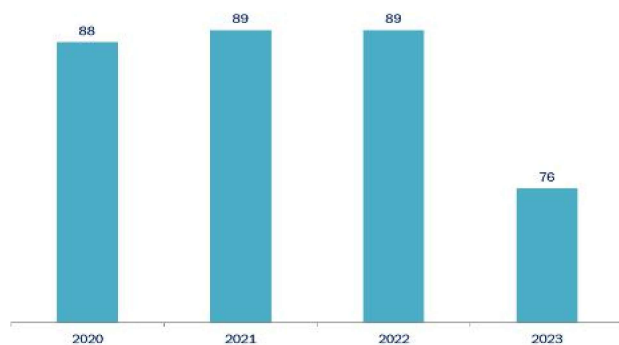
- Un usager raccordé en gaz naturel sur le périmètre de la Concession 2008 **ne peut pas payer** en ligne sur le site de distributeur le coût d'une prestation annexe de type « raccordement », avec le chèque énergie.
- Le prestataire du Concessionnaire, en charge de couper les utilisateurs en situation d'impayés que ces utilisateurs 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 présente mission de contrôle.

Cet état de fait met en évidence le potentiel non-respect des dispositions de protection du chèque énergie pour les utilisateurs alimentés en gaz naturel (protection de la coupure tous les utilisateurs alimentés en gaz naturel en période de trêve hivernale sur présentation du chèque énergie ou de l'attestation). Le Concédant a constaté trois coupures pendant la trêve hivernale. Interrogé, le Concessionnaire a expliqué qu'il s'agissait de coupures pour non-retour de contrat signé.

10. La satisfaction des usagers

Evolution du nombre de réclamations — Ensemble des Concessions de 2020 à 2023



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 2023, 76 réclamations sont recensées (-13 par rapport à 2022).

6,9% des usagers des Concessions ont présenté une réclamation en 2023. Ce pourcentage est en baisse par rapport à 2022.



Le délai moyen de traitement des réclamations déclaré par le Concessionnaire s'est allongé entre 2020 et 2023 passant de 12 heures ouvrées en 2020 à 22 heures ouvrées en 2023.

Aucun dossier n'a fait l'objet d'une indemnisation au titre des assurances à la suite d'un dommage en 2023.

BILAN DE LA PARTIE USAGERS

POINTS FORTS :



- Baisse du nombre de réclamations
- Évolution des reliquats à la baisse et accélération de leur rythme de résorption,
- Résultats satisfaisants du contrôle par échantillonnage de la relève des compteurs.

POINTS EN ATTENTE OU À SURVEILLER :



- Ouverture à la concurrence de l'activité de fourniture de gaz naturel pour les particuliers
- Évolution du nombre d'usagers de la Concession 2008,
- Poursuite de la clarification des modalités de constitution du volume consommé,
- Fin de la pratique des gestes commerciaux qui viennent en réduction du prix de prestations en 2024,
- Allongement du délai moyen de traitement des réclamations.

POINTS NON CONFORMES OU EN ATTENTE RÉCURRENTS :



- 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,
- 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 des informations relatives aux travaux du Concessionnaire. **L'Autorité concédante n'a pas observé d'amélioration sur ce point en 2023.**

Il est à noter qu'en l'absence de demande d'usagers en 2023, le Concessionnaire n'a pas réalisé d'étude de faisabilité technico-économique des extensions situées à plus de 25 mètres du réseau existant.

Le Concessionnaire a précisé avoir contacté plusieurs communes en 2023.

 **Le Concédant n'a été informé d'aucun des 10 rendez-vous en mairie recensés. 7 communes n'ont pas été contactées en 2023 (contre 10 en 2022).**

Les communes qui n'ont pas été contactées sont les suivantes : Saint-Sylvain et Noues de Sienne (Saint-Sever Calvados) pour la Concession 2005, Saint-Martin de la Lieue et Val d'Arry (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.

Elles permettent, 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 toutes les communes, 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 :

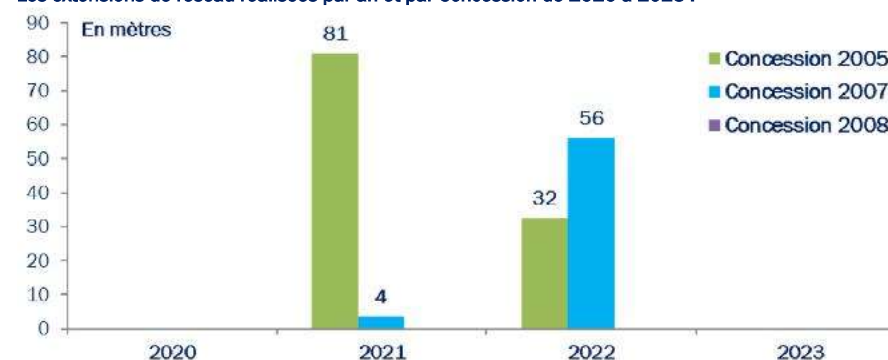
- travaux de **premier établissement**,
- travaux d'entretien et de grosses réparations,
- **travaux relatifs aux branchements et compteurs**,
- travaux de renouvellement,
- travaux neufs de **densification, d'extension** et de renforcement.

Le Concessionnaire a mené à bien ses obligations de création des réseaux de 1^{er} 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 an et par Concession de 2020 à 2023 :



Sur l'ensemble des Concessions, aucune extension de réseau n'a été réalisée en 2023.



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 rentabilité de l'opération pour le Concessionnaire.

Si la rentabilité économique de l'opération n'est pas atteinte, le Concessionnaire peut **demandeur aux usagers une participation complémentaire au forfait de raccordement sur la base des dépenses réelles de construction du raccordement augmentées des frais généraux**.

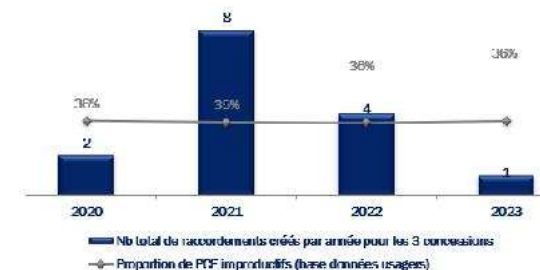
Tarification de la prestation annexe « raccordement après travaux de 1^{er} établissement »

Gaz propane — Forfait de raccordements 1 ^{er} avril 2023 en HT € (TVA 20 %) (hors opérations d'ensemble)	1 097,03 €
Gaz naturel — Forfait de raccordements jusqu'au 30 juin 2023 en HT € (TVA 20 %) (hors opérations d'ensemble)	1 065,26 € ¹²
Gaz naturel — Forfait de raccordements à partir du 1 ^{er} juillet 2022 en HT € (TVA 20 %) (hors opérations d'ensemble)	1 107,33 € ¹⁵

¹² Modalités d'évolutions tarifaires approuvées par la Commission de la Régulation de l'Energie (CRE).

3. Les raccordements

Le nombre de raccordements¹³ réalisés sur l'ensemble des Concessions (vision « flux annuel ») de 2020 à 2023 :



En 2023, un seul raccordement a été mis en service sur l'ensemble des Concessions, sur la Concession 2007 (commune de Le Hom - [Thury Harcourt](#)).

Les raccordements mis en service dans le cadre de travaux de densification s'accompagnent parfois de travaux d'extension, ce qui n'a pas été le cas en 2023. 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 (respectivement 31 et 23).

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 2023).
- Le linéaire moyen de réseau par usager consommant s'établit à 39 m, il **stagne depuis 2019**. 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 stagne globalement depuis 2019.** Ce taux est important, car les investissements de 1^{er} établissement n'ont pas donné lieu à une augmentation du nombre de consommateurs suffisant pour porter l'investissement réalisé.
- De plus, en 2023, **le nombre d'usagers consommant au 31/12 de l'année diminue** par rapport à celui de l'année précédente.



¹³ Le nombre de raccordements représente le nombre de coffrets GAZ (le coffret de gaz est un boîtier qui contient à la fois le compteur et un système d'interruption de l'alimentation. Son rôle est d'assurer l'accessibilité de ces éléments en cas d'intervention, tout en les préservant d'éventuelles dégradations) posés dans l'année.

Le Concedant sera attentif aux effets des actions annoncées par le Concessionnaire, à savoir l'analyse prévue pour 2025 des points de livraison raccordés au réseau et n'ayant jamais consommé. L'enjeu pour le Concessionnaire est d'inciter les prospects à devenir usagers du réseau de distribution de gaz.

Par ailleurs, la **Règlementation Environnementale dite « RE2020 »**, mise en œuvre depuis le 1^{er} 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 CO₂ (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 les Concessions 2005 et 2008, ce développement est nul. Les investissements improductifs viennent dégrader le résultat financier des Concessions.**

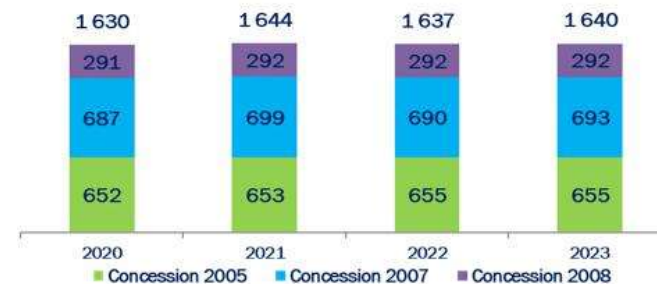
La RE2020 limite le développement des réseaux gaz. Le Concessionnaire doit donc développer rapidement un gaz moins carboné et saisir toutes les opportunités de développement des Concessions, notamment en rencontrant ou contactant au moins une fois par an l'ensemble des communes, en y associant le Concedant.



Indicateurs de développement liés aux raccordements par Concession en 2023

Données 2023	Concession 2005	Concession 2007	Concession 2008
Longueur cumulée moyenne de réseau par branchement	27m	24m	29m
Évolution	Stable depuis 2017	Stable depuis 2019	Stable depuis 2020
Longueur cumulée moyenne de réseau par PCE	26m	22m	28m
Évolution	Stable depuis 2017	Stable depuis 2021	Stable depuis 2020
Linéaire moyen de réseau par usager consommant	40m	33m	54m
Évolution	Stable depuis 2021	Stable depuis 2022	Augmente en 2023
Taux de PCE Inactifs	35%	33%	48%
Évolution	Augmente en 2023	Stable depuis 2022	Augmente en 2023

Le nombre de raccordements sur les Concessions (vision « stock ») par Concession de 2020 à 2023



En 2023, on comptabilise :

- 655 raccordements pour ce qui concerne la Concession 2005,
- 693 raccordements pour ce qui concerne la Concession 2007,
- 292 raccordements pour ce qui concerne la Concession 2008,

Soit un total de **1 640** raccordements sur l'ensemble des Concessions.

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 les Concessions 2005 et 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 10 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 compteurs¹⁴
- 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 cinq 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 2023, **3 versions d'inventaires comptables** ont été communiquées pour certaines communes (jusqu'à 4 versions pour les données 2022).

Par ailleurs concernant les compteurs il est à noter, pour mémoire, qu'en 2022, en réponse à une question du concédant, le Concessionnaire avait indiqué que l'inventaire des compteurs comportait une erreur pour les données 2018 à 2021 de la commune de Cricquebœuf (Concession 2008).

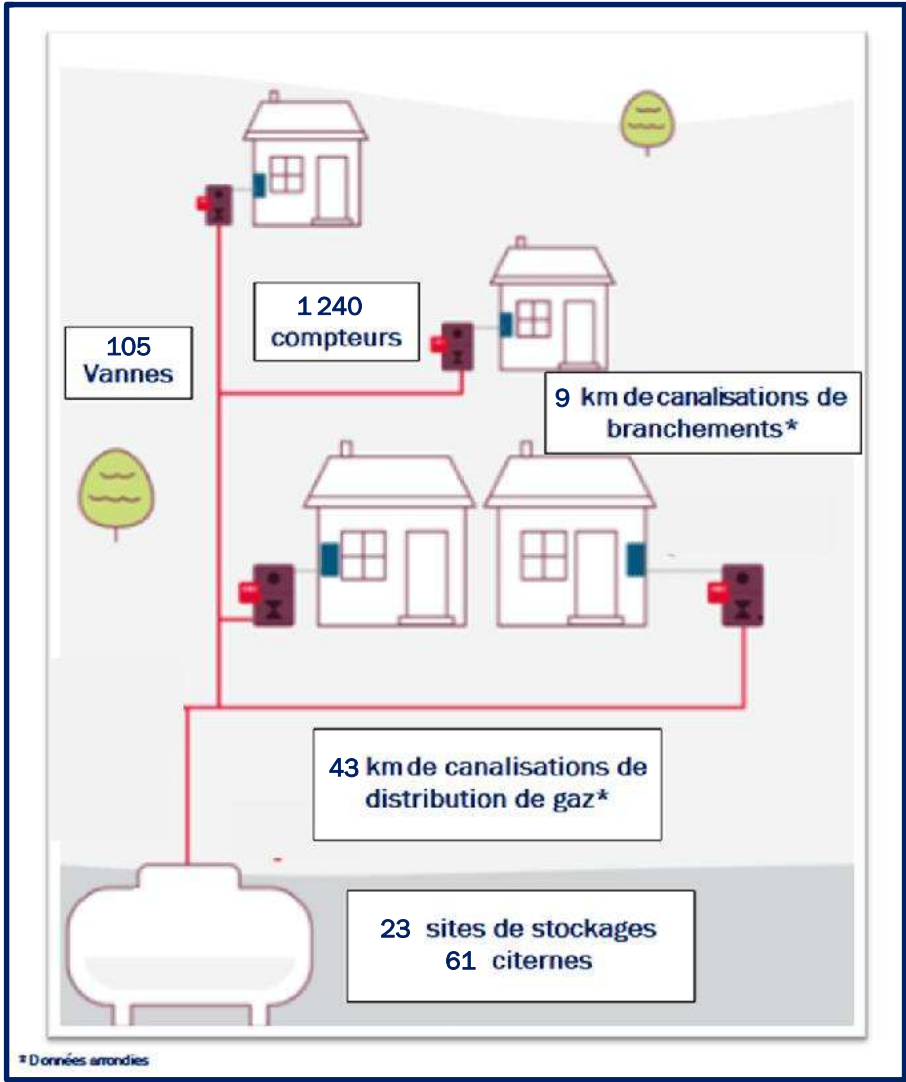


¹⁴ Cette catégorie d'ouvrages n'est pas immobilisée à l'inventaire comptable, mais passée en charge d'exploitation au compte d'exploitation.

Le Concédant relève un écart sur les données 2023 entre les données cartographiques et l'inventaire technique des vannes. Le Concessionnaire a indiqué qu'il corrigerait ces éléments pour la prochaine mission de contrôle.

2. Présentation synthétique des quantités d'ouvrages composant les réseaux

Les ouvrages des réseaux de l'ensemble des Concessions en quantité à fin 2023



*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 2020 à 2023 :



En 2023, le linéaire de canalisations de distribution de l'ensemble des Concessions représente **42 914 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 **17 479 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 Concession 2008.

Le linéaire de l'ensemble des trois Concessions diminue de **46 mètres** en 2023. Cette évolution négative est liée à des corrections d'inventaire (-1 m sur la commune du Molay-Littry et -45 m sur le territoire de la commune de Saint-Sylvain) sur le périmètre de la Concession 2005.

Le linéaire de canalisations de distribution posé sur la Concession 2007 n'a pas évolué en 2023. Celui de la Concession 2008, n'a pas évolué depuis 2019.



Linéaire de canalisations de distribution par commune

Concession 2005 en m	2020	2021	2022	2023
Dozulé	3 807	3 892 ¹⁵	3 896	3 896
Le Molay Littry	5 521	5 522	5 554	5 553
Noues de Sienne (Saint Sever Calvados)	4 348	4 344	4 344	4 344
Saint Sylvain	2 144	2 144	2 144	2 099
Ver sur Mer	1 590	1 588	1 588	1 588
Linéaire total hors branchement	17 411	17 489 ¹⁵	17 525	17 479

Concession 2007 en m	2020	2021	2022	2023
Caumont sur Aure (Caumont l'Éventé)	4 247	4 313	4 242	4 242
Grandcamp-Maisy	2 739	2 743	2 743	2 743
Val d'Arry (Noyers-Bocage)	1 345	1 338 ¹⁵	1 338	1 338
Saint Martin de la Lieue	702	722	722	722
Thaon	2 131	2 147	2 147	2 147
Le Hom (Thury-Harcourt)	5 583	5 628 ¹⁵	5 660	5 660
Linéaire total hors branchement	16 747	16 891 ¹⁵	16 852	16 852

Concession 2008 en m	2020	2021	2022	2023
Cricquebœuf	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

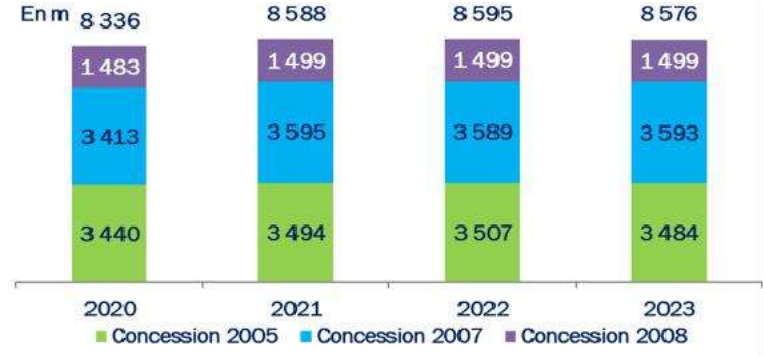
¹⁵ Données corrigées lors de la mission de contrôle 2023, avec la communication des données de l'année 2022.

Rapport de contrôle 2024 – Données 2023 - ANTARGAZ ÉNERGIES 33 / 65

Rapport de contrôle 2024 – Données 2023 - ANTARGAZ ÉNERGIES 34 / 65

4. Le linéaire de canalisations de branchements

Le linéaire de canalisations de branchements en mètres par Concession de 2020 à 2023 :



En 2023, le linéaire de canalisations de branchements de l'ensemble des Concessions s'établit à **8 576 mètres** (8,6 km). Sur l'ensemble des Concessions, on relève une **diminution globale** du linéaire de branchements de **19 mètres** entre 2022 et 2023.

Cette évolution est liée à des travaux et corrections d'inventaire.

Pour ce qui concerne la Concession 2005, le linéaire de branchements est en baisse de **23 mètres**, soit 0,7 % du linéaire de branchements. Cette situation résulte de corrections d'inventaire sur le territoire de la commune de Saint Sylvain.

Pour ce qui concerne la Concession 2007, le linéaire de branchements augmente de **4 mètres**, soit 0,1 % du linéaire de branchements. Cette évolution est portée par une hausse du linéaire de branchements sur le territoire de la commune de Le Hom (Thury-Harcourt).

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	2020	2021	2022	2023
Dozulé	895	895	895	895
Le Molay Littry	1 058	1 058	1 071	1 072
Noues de Sienne (Saint Sever Calvados)	942	991	991	991
Saint Sylvain	322	322	322	298
Ver sur Mer	224	228	228	228
Linéaire total de branchement	3 440	3 494	3 507	3 484

Concession 2007 en m	2020	2021	2022	2023
Caumont sur Aure (Caumont l'Éventé)	886	978	962	962
Grandcamp-Maisy	508	532	532	532
Val d'Arry (Noyers-Bocage)	277	289	285	285
Saint Martin de la Lieue	115	120	120	120
Thaon	511	516	516	516
Le Hom (Thury-Harcourt)	1 116	1 164 ¹⁵	1 174	1 177
Linéaire total de branchement	3 413	3 595 ¹⁵	3 589	3 593

Concession 2008 en m	2020	2021	2022	2023
Cricquebœuf	132	132	132	132
Grainville sur Odon	961	977	977	977
Mondrainville	390	390	390	390
Linéaire total de branchement	1 483	1 499	1 499	1 499

Linéaire total de canalisations par commune (canalisations de distribution et canalisations de branchements)

Concession 2005 en m	2020	2021	2022	2023
Dozulé	4 703	4 787 ¹⁵	4 791	4 791
Le Molay Littry	6 579	6 580	6 625	6 625
Noues de Sienne (Saint Sever Calvados)	5 290	5 335	5 335	5 335
Saint Sylvain	2 466	2 466	2 466	2 397
Ver sur Mer	1 814	1 815	1 815	1 815
Linéaire total	20 851	20 983 ¹⁵	21 032	20 963

Concession 2007 en m	2020	2021	2022	2023
Caumont sur Aure (Caumont l'Éventé)	5 133	5 291	5 205	5 205
Grandcamp-Maisy	3 247	3 275	3 275	3 275
Val d'Arry (Noyers Bocage)	1 622	1 623	1 623	1 623
Saint Martin de la Lieue	817	842	842	842
Thaon	2 643	2 664	2 664	2 664
Le Hom (Thury Harcourt)	6 698	6 792 ¹⁵	6 834	6 837
Linéaire total	20 160	20 487 ¹⁵	20 442	20 44

Concession 2008 en m	2020	2021	2022	2023
Cricquebœuf	2 343	2 343	2 343	2 343
Grainville sur Odon	5 168	5 185	5 185	5 185
Mondrainville	2 553	2 553	2 553	2 553
Linéaire total	10 065	10 081	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 sur le territoire de certaines communes, nécessitant l'implantation de plusieurs sites de stockages.

C'est le cas notamment sur le territoire des communes de Noues de Sienne (Saint-Sever Calvados), du Molay-Littry, de Dozulé, Val d'Arry (Noyers-Bocage), Le Hom (Thury-Harcourt) et Thaon.

Nombre de sites de stockage et de citernes par Concession en 2023 :

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)	30	105,65	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)					

En 2023 , le nombre de citernes de stockage reporté dans les inventaires a augmenté d'une unité. Ce réservoir a été installé en 2021. Cependant, l'inventaire concerné n'a été mis à jour qu'en 2023 par le Concessionnaire. Ce réservoir enterré a été installé sur le territoire de la commune de Dozulé (Concession 2005). Il est d'une capacité 3,2 tonnes.

La contenance globale des citernes atteint 221,75 tonnes soit, en moyenne près de 9,6 tonnes par site de stockage. 52 % de cette capacité de stockage sont localisés sur la Concession de 2007.

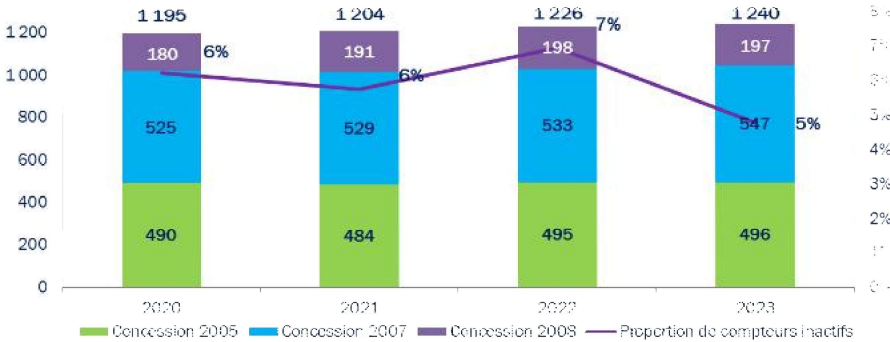
Le dimensionnement moyen des stockages équivaut à une consommation d'un peu plus de 3 GWh, c'est-à-dire de 15 % à 20 % des consommations annuelles constatées sur ces deux Concessions sur les trois derniers exercices. Globalement, les sites de stockage apparaissent en moyenne surdimensionnés par rapport aux besoins des usagers.

Plus des trois quarts des citernes de stockage (80 %) sont enterrées, soit 49 des 61 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.

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 2020 à 2023 :



On dénombre 1 240 compteurs dont 496 pour la Concession 2005, 547 pour la Concession 2007 et 197 pour la Concession 2008 (on ne dénombre pas ici les compteurs des usagers isolés).



Pour mémoire, le Concessionnaire a indiqué, lors de la précédente mission de contrôle, une erreur sur le nombre de compteurs industriels de la commune de Cricqueboeuf (Concession 2008) communiqué de 2018 à 2021. Les données ci-dessus tiennent compte de la correction.

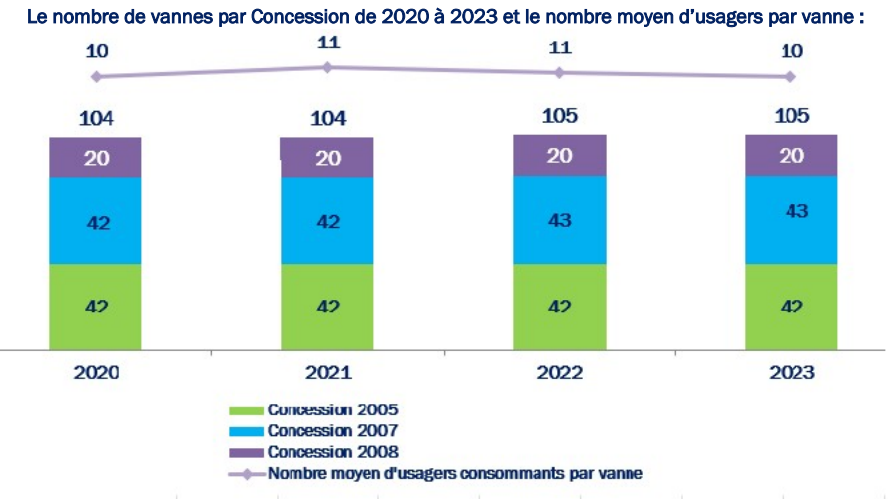
Le taux de compteurs inactifs (fermés au 31 décembre) est de 5 % pour l'ensemble des Concessions.

Le taux de compteurs improductifs (n'enregistrant pas de consommation dans l'année) est de 12 % pour la Concession 2005, 8 % pour les Concessions 2007 et 19 % pour la Concession 2008.

On observe des écarts entre le nombre de compteurs actifs et le nombre d'usagers consommateurs (1 151 compteurs pour les trois Concessions versus 1 100 usagers consommateurs).

Le Concessionnaire explique que le nombre de compteurs actifs soit plus important que le nombre de consommateurs 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



Les vannes permettent d'isoler une partie de réseau défaillant tout en préservant l'alimentation des usagers situés en amont.

En 2023, aucune vanne n'a été posée sur l'ensemble des Concessions.

Sur l'ensemble des Concessions, les vannes posées permettent, en moyenne, de limiter à environ 10, le nombre d'usagers coupés en cas d'incident.

Pour ce qui concerne la Concession 2005 : En moyenne une vanne est posée tous les 416 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 8 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 2023, certains écarts de longueurs détectés en 2022 ont disparu ou se sont réduits, notamment ceux existant sur les communes de Dozulé, Caumont sur Aure (Caumont l'Éventé) et Grainville sur Odon. D'autres écarts peu importants ont très légèrement augmenté : Grandcamp-Maisy. Sur l'ensemble des Concessions, l'écart s'élève à 20 mètres (en valeurs absolues), soit une proportion infime du linéaire technique total. Ce différentiel a diminué de 113 mètres en 2023. Cet écart est minime.

La réglementation 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. Plus précisément, cette réglementation s'est imposée à compter du 1^{er} janvier 2020, à l'ensemble des réseaux sensibles situés dans les unités urbaines au sens de l'INSEE¹⁶. Au 1^{er} 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 réglementation. 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 1^{er} janvier 2020 les réseaux situés en unités urbaines et au 1^{er} 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, Cricquebœuf, Mondrainville et Grainville-sur-Odon. En 2023 et en zone urbaine, les taux de linéaire de réseau en classe de sensibilité A sont globalement satisfaisants à l'exception de celui de la commune de Grainville-sur-Odon. Ces taux sont les suivants :

Concession	Communes en unité urbaine	Longueurs en mètre de réseaux par classe de précision			Proportion du linéaire de canalisations en classe A
		A	B	C	
2005	Dozulé	4 759	32		99%
	Le Molay-Littry	6 624			100%
2007	Le Hom (Thury-Harcourt)	6 772	68		99%
	Cricquebœuf	2 173	56	115	93%
2008	Grainville-sur-Odon		5 184		0%
	Mondrainville	2 553			100%

Le Concédant attire l'attention du Concessionnaire sur l'obligation d'améliorer rapidement la classe de précision du réseau de gaz implanté sur le territoire de la commune de Grainville-sur-Odon située en zone urbaine et pour laquelle l'ensemble du réseau est classé dans la classe de précision B. Lors de la mission d'audit, le Concessionnaire a précisé que les opérations de détection sur cette commune avaient été menées en fin d'exercice 2023 et que la mise à jour des plans était annoncée pour les données 2024.

Pour les communes de Dozulé (Concession 2005) et de Cricquebœuf (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. Lors de la prochaine mission de contrôle, le Concédant vérifiera l'exactitude des exceptions réglementaires relevées.

¹⁶ 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.

Pour les communes n'appartenant pas à une unité urbaine, il est à noter en 2023, que le taux de réseau en classe A est passé de 0 à 100 % pour la commune de Saint Sylvain et de 0 à 99 % pour la commune de Grandcamp-Maisy.

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,



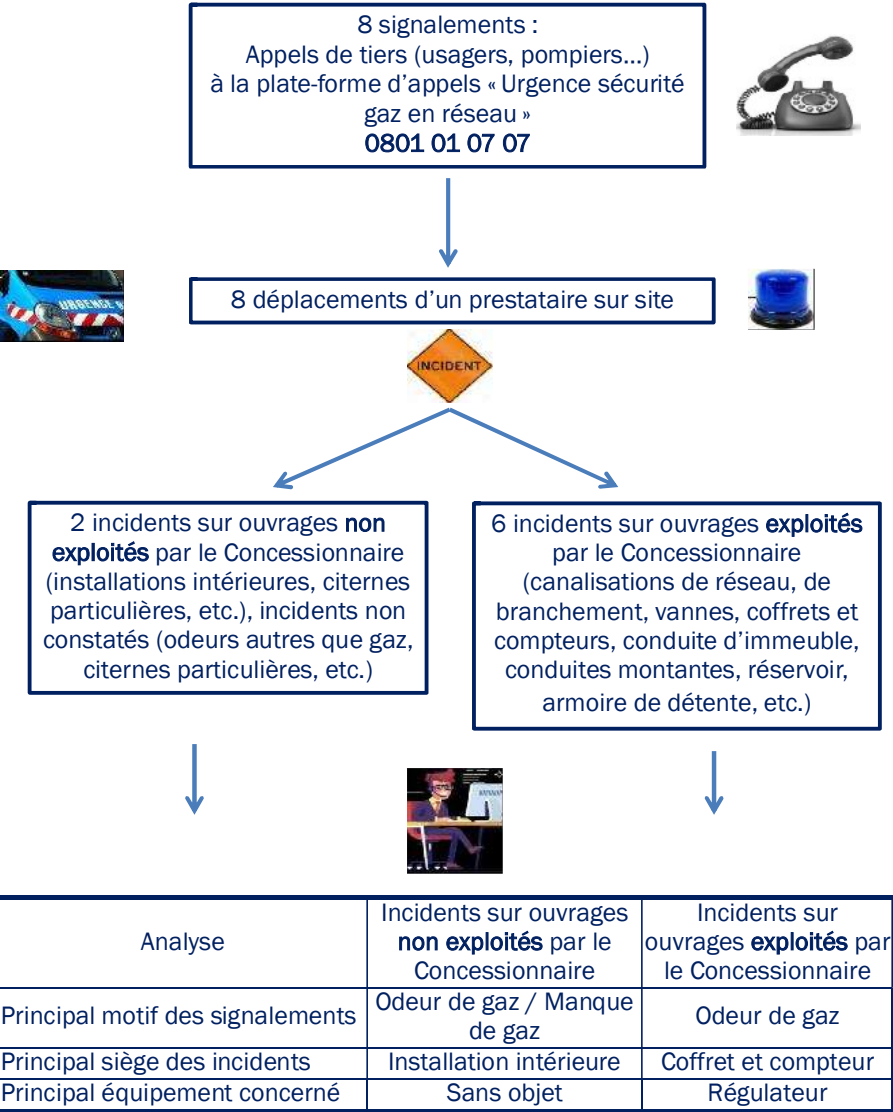
POINTS EN ATTENTE OU À SURVEILLER :

- Améliorer le taux de réseau en classe A pour la commune de Grainville-sur-Odon située en unité urbaine.
- Poursuivre le travail de correction des erreurs des inventaires comptables (erreurs de linéaire) et technique pour les vannes.

IV. LA QUALITÉ DE FOURNITURE ET LA SÉCURITÉ

1. Le nombre d'incidents sur ouvrages exploités par le Concessionnaire

Des signalements à l'analyse des incidents 2023



Les dispositions réglementaires applicables en matière sécurité 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.

Pour les 3 Concessions, ANTARGAZ ENERGIES a recensé **8 appels de tiers** (15 en 2022) dont **les trois quarts (6) concernaient le réseau exploité** et 2 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 2023 par rapport à 2022.

Nb d'incidents sur ouvrages exploités	2020	2021	2022	2023
Concession 2005	5	2	5	2
Concession 2007	3	9	4	2
Concession 2008	1	1	1	2
Total	9	12	10	6



Aucun incident majeur n'a été constaté¹⁷.

¹⁷ 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.

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	1	2	1	4	6
	Manque de gaz	1			1	
	Autres			1	1	
Sièges	Réseau et branchements	1			1	6
	Coffrets et compteurs	1	2	2	5	
	Stockages					
Nb d'utilisateurs coupés		8	0	0	8	8

Seuls **les incidents majeurs** font l'objet d'une information de ce type en direction de l'Autorité Concédante.

ANTARGAZ ENERGIES n'informe plus systématiquement le SDEC ENERGIE des incidents au fil de l'eau. 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 : **8 utilisateurs 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 2023, le nombre d'incidents relevés à partir des appels de tiers portent pour trois quarts (75%) 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 6 incidents sur des ouvrages exploités par le Concessionnaire, 4 (67%) 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 2023, comme en 2022. Une conduite de gaz a été endommagée lors de travaux, mais celle-ci a été vérifiée et il a été établi qu'il n'y avait pas de fuite.



Le Concessionnaire s'était engagé, lors de la mission de contrôle 2022, à identifier clairement dans le tableau de synthèse des incidents, **les incidents dus à une fuite de gaz**. Cette précision a été ajoutée pour les données concernant l'exercice 2023.

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)		2020	2021	2022	2023
Concession 2005	Durées moyennes	59	49	47	67
	Nombre	7	13	9	3
Concession 2007	Durées moyennes	47	46	53	50
	Nombre	11	4	5	3
Concession 2008	Durées moyennes	52	50	63	51
	Nombre	1	7	1	2
Total des 3 Concessions	Durées moyennes	52	49	50	57
	Nombre	19	24	15	8

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 1 h dans 80 % des cas, inférieurs à 1 h 30 dans 95 % des cas et inférieurs à 2 h dans tous les cas.



Sur l'ensemble des trois Concessions, la durée moyenne de ces interventions est passée sous une heure depuis 2016 (57 minutes en 2023).

Dans un peu moins de 88 % des cas, le personnel d'urgence est arrivé sur le site en moins d'1 h et dans un peu plus de 12 % des cas, en un peu plus d'1 h 30.

Notons que le délai moyen observé en 2023 est supérieur à celui observé depuis 2018, et inférieur de seulement 3 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).

Le Concessionnaire a communiqué pour la première fois un délai moyen d'intervention de sécurité gaz, qui est de **43 minutes pour les interventions sur les ouvrages concédés**, et signale qu'aucune intervention n'a dépassé les 2 heures. Ce délai seuil est jugé comme acceptable par le Concessionnaire.



Au terme de la mission de contrôle, le Concédant n'a pas d'explication quant à l'écart de délai moyen calculé par le Concessionnaire et le Concédant. **Ce point fera l'objet d'un questionnaire lors d'une prochaine mission de contrôle.**

4. La surveillance des réseaux

Chaque année, ANTARGAZ ENERGIES contrôle les réseaux de distribution de gaz, sur l'ensemble des communes. La réglementation¹⁸ impose une surveillance **a minima tous les 4 ans de l'étanchéité des réseaux** (hors réseau créé dans l'année, points singuliers¹⁹, etc.). Le Concessionnaire indique qu'il n'a identifié aucun point singulier sur les communes concernées des 3 Concessions.

En 2023, 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 contrôlés 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 aussi la surveillance des robinets de réseau (vannes) et 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 2023, tous les organes de coupure des réseaux des 3 Concessions sont repérés, accessibles et manœuvrables.

Des inspections périodiques des citernes de stockage ont été réalisées sur 24 citernes réparties parmi les 61 citernes au total.

On peut noter un manque de communication au Concédant des dates d'intervention prévues des entreprises de surveillance.

BILAN DE LA PARTIE QUALITÉ DE FOURNITURE ET SÉCURITÉ

POINTS FORTS :



- ➔ Pas d'incident majeur constaté.
- ➔ Durée moyenne des interventions d'urgence sous une heure depuis 2016.
- ➔ Identification claire dans le tableau de synthèse des incidents dus à une fuite de gaz.
- ➔ Aucun dommage aux ouvrages gaz en exploitation lors de travaux réalisés à proximité des réseaux n'est à déplorer en 2023.
- ➔ 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 :



- ➔ Les comptes rendus des contrôles périodiques des réseaux restent à fiabiliser, compléter et rendre cohérents avec les ouvrages présents.
- ➔ Obtenir des explications quant à l'écart de délai moyen d'intervention calculé par le Concessionnaire et le Concédant.

¹⁸ 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.

¹⁹ 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.


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 2024 (exercice comptable 2023) 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

2.1. Vision d'ensemble et par Concession

Valeur brute des Ouvrages par Concession en k€ :

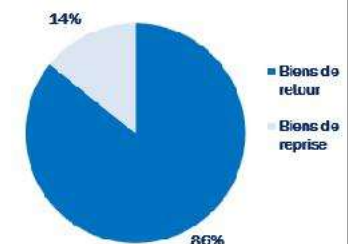


La valeur brute des ouvrages des trois Concessions s'élève à 5 100 k€. Elle progresse très légèrement en 2023 de 0,1 % ou un peu moins de 3 k€. **Cette progression est très en retrait par rapport à celle constatée les exercices précédents.**

La valeur brute des ouvrages de la Concession 2005 **décroit d'à peine 0,2 %**. Cette baisse minime est la première baisse constatée depuis 2007. La valeur brute des ouvrages de cette concession s'établit à 2 162 k€ en 2023.

Après une variation importante en 2021, la valeur brute des ouvrages de la Concession 2007 **progresses de moins de 0,5 % en 2022 et 2023** (évolution en 2022/2023 : 0,33 %, évolution en 2022/2021 : 0,76 %). Elle s'établit cette année à 2 221 k€. La valeur brute des ouvrages de la Concession 2008 s'établit à 717 k€ en 2023. La valeur des ouvrages de cette Concession subit une **baisse minime** de 0,1 %.

2.2 Répartition par nature de biens



Les biens de retour représentent 86 % de la valeur brute des trois Concessions.

La valeur brute des biens de retour est en progression d'un peu moins de 3 k€ par rapport à 2022. La valeur brute des biens de reprise reste stable.

Ces évolutions proviennent pour la Concession 2005, de plusieurs corrections d'inventaire, pour la Concession 2007 de la mise à l'inventaire d'ouvrages mis en service en 2022 et 2023 et d'une correction d'inventaire, pour la Concession 2008, d'une correction d'inventaire.

Le Concédant souligne que l'inscription du patrimoine concédé en comptabilité reste à parfaire. Cette observation générale et récurrente se caractérise par les anomalies suivantes :



- L'enregistrement 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.**
- Concernant les remises gratuites, il apparaît que si la valeur de ces immobilisations est désormais correctement inscrite dans le champ « valeur brute » des lignes correspondantes de l'inventaire, ces immobilisations **ne font en revanche pas l'objet d'un amortissement de dépréciation.**
- Concernant la méthode de distinction des charges et des immobilisations, **le Concessionnaire n'a pas été en mesure de communiquer la procédure appliquée relative à l'inscription en immobilisation ou en charge des dépenses réalisées.**
- La prise en compte des retraits et des abandons d'ouvrages dans l'inventaire doit être précise. Le Concessionnaire a indiqué que les mouvements de sortie de l'inventaire comptables sont réalisés sur la base des justificatifs transmis par ses services « métier ». Dans ce cadre des lignes d'inventaire comportant des quantités négatives apparaissent lorsqu'il a été procédé à un abandon d'ouvrage. **Ces lignes ne sont pas valorisées.**



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 : $VNC = \text{Prix d'achat HT} - \text{amortissements} - \text{provisions}$.

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.	

3. Les valeurs nettes et les amortissements



En 2023, la valeur nette des ouvrages s'élève à 2 980 k€ pour les Concessions 2005, 2007 et 2008. Elle se répartit comme suit par Concession :

- Concession 2005 : 1 128 k€,
- Concession 2007 : 1 197 k€,
- Concession 2008 : 528 k€.

La valeur nette est obtenue en minorant de la valeur brute, du montant des amortissements de dépréciation pratiqués par le Concessionnaire (hors impact de l'amortissement de caducité).

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 n'ont été que 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) ».

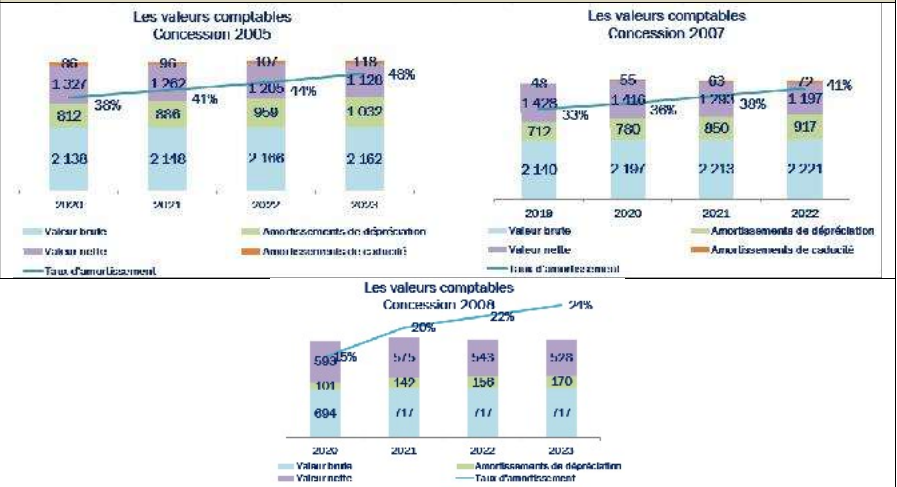
➔ L'existence de cette clause vient renforcer l'enjeu d'une correcte comptabilisation des amortissements, puisque celle-ci aura une incidence sur le montant de l'indemnité à verser au Concessionnaire dans le cas d'une fin de contrat à échéance pour la Concession 2008. Pour les Concessions 2005 et 2007 l'incidence de la correcte comptabilisation sur une éventuelle indemnité ne pourrait concerner que le cas d'une résolution anticipée.



Éléments à retenir

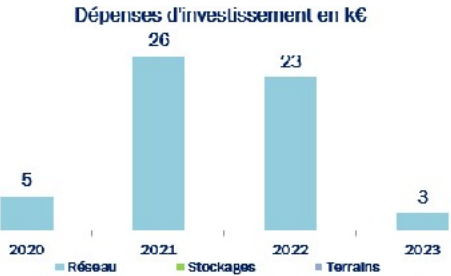
	Concessions 2005 et 2007	Concession 2008
Ouvrages	Durées d'amortissement	
Réseau/branchement	30 ans	50 ans
Comptage	20 ans	
Aménagements et équipements divers (stockages)	15 ans	10, 30 et 40 ans

Les méthodes d'amortissement du Concessionnaire	
Biens de retour : Réseaux - Branchements	- Constitution d'amortissements 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. Le montant de cet amortissement est prélevé sur le résultat via une inscription en charge en comptabilité avec pour contrepartie une inscription au crédit du compte droit du concédant au passif du bilan, au compte 229. Le Concessionnaire pratique des amortissements de caducité pour les biens de retour, pour les Concessions 2005 et 2007.
Biens de retour : Comptage	- Constitution d'amortissements de dépréciation sur la durée d'amortissement indiquées ci-dessus.
Biens de reprise : Stockage	- Constitution d'amortissements 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 de l'année inscrites à l'inventaire pour l'ensemble des Concessions en k€ de 2020 à 2023 :



Depuis 2020, les dépenses d'investissements de l'année inscrites pour l'ensemble des Concessions restent très limitées. En moyenne depuis quatre exercices elles atteignent un montant annuel de 14 k€.

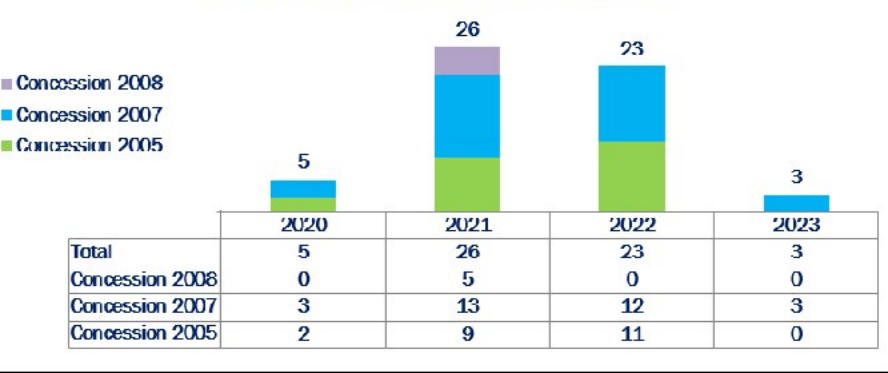
Depuis 2021, les dépenses d'investissements immobilisées sont en nette diminution.

Sur l'ensemble des Concessions, le montant de ces dépenses en 2023 s'établit à 3 k€. Ces dépenses ont porté sur des ouvrages de réseau. Elles ont été réalisées sur le territoire de la commune du Hom (Thury-Harcourt) sur le périmètre de la Concession 2007(mise en service d'un coffret dans le cadre d'une opération de densification située 12 rue de la libération).

Il est à noter par ailleurs qu'en 2023, une dépense d'investissement de l'exercice précédent est apparue à l'inventaire, cet investissement ayant été réalisé en fin d'année sur le territoire de cette même commune (Déplacement d'ouvrage de la piscine municipale pour un montant de 6 k€). Cette dépense n'est pas comptabilisée dans le diagramme ci-dessus.

Aucune dépense d'investissements n'a été immobilisée à l'inventaire 2023 pour ce qui concerne les Concession 2005 et 2008.

Dépenses d'investissement en k€ par Concession



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.

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.

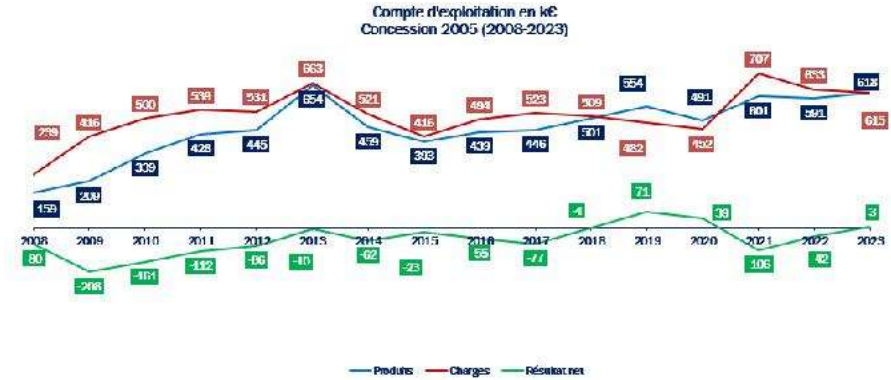
En pratique la valeur qui figure dans cette colonne correspond à la valeur nette comptable des biens de retour, diminuée de la somme des amortissements de caducité constatés.

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.

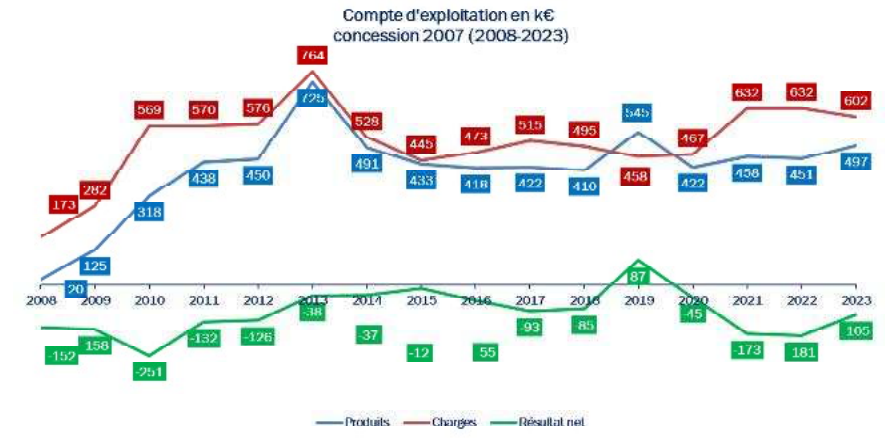
Les montants des droits du Concédant sont donc erronés. Par ailleurs, ces montants des droits du Concédant sont sous-estimés, car comme nous l'avons précédemment indiqué, le Concessionnaire ne valorise pas les remises gratuites.

Il conviendra donc de clarifier cette situation lors des prochains contrôles.

7. La rentabilité des Concessions



En 2023, le résultat d'exploitation de la concession 2005 est excédentaire après deux années de déficit. Le résultat d'exploitation cumulé, sur la période 2010-2023, est déficitaire à hauteur de 583 k€.



En 2023, le résultat d'exploitation de la concession 2007 est déficitaire de 105 k€, depuis 2019. Le résultat d'exploitation cumulé, sur la période 2010-2023, est déficitaire à hauteur d'1 247 k€.



En 2023, le résultat d'exploitation de la concession 2005 est déficitaire après de nombreuses années excédentaires.
Le résultat d'exploitation cumulé, sur la période 2011-2023, est excédentaire à hauteur de **523 k€**.



À retenir pour les Concessions 2005 et 2007 :

La clause de lissage des prix de vente du gaz propane et la constitution du reliquat Impactent les chiffres d'affaires des Concessions 2005 et 2007. Cette année, l'épuration d'une partie du reliquat a permis de majorer les produits reçus par le Concessionnaire.

Cette majoration 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).

En 2023, l'apurement du reliquat a entraîné une augmentation du chiffre d'affaires du Concessionnaire dans un contexte de baisse des volumes vendus. (-12 % pour la Concession 2005 et -7 % pour la Concession 2007).

8. Les comptes d'exploitation synthétiques

Concession 2005

Le compte d'exploitation	2020	2021	2022	2023
	Produits en k€			
Ventes d'énergie/abonnements	457	598	586	613
Prestations annexes	4	2	5	5
Produits	491	601	591	618
Charges en k€				
Charges de l'exploitation	78	93	81	102
Dotations aux amortissements	84	93	65	86
Personnel	41	43	76	68
Achats et acheminement d'énergie	239	467	402	349
Impôts et redevances	10	10	10	10
Charges	452	707	633	615
Résultat	39	-106	-42	+3

La reprise du chiffre d'affaires de 4,5 % pour se situer à 618 k€ en 2023 s'explique par la hausse des tarifs aux clients lié à l'apurement du reliquat²⁰ (+27 k€).
La baisse des charges (-18 k€) passant de 633 k€ à 615 k€ s'explique par la maîtrise des charges du personnel (-8 k€) et surtout par la baisse des charges d'achat de gaz (-53 k€).
L'augmentation du chiffre d'affaires accompagnée de la baisse des charges d'achat de gaz permet de constater une augmentation de la marge brute de 42 %²¹.
A noter, sur la période 2020-2023, une forte augmentation des frais du personnel de 27 k€, en raison d'un changement de clé de répartition de cette charge indirecte.

Concession 2007

Le compte d'exploitation	2020	2021	2022	2023
	Produits en k€			
Ventes d'énergie/abonnements	416	451	446	493
Prestations annexes	6	8	5	4
Produits	422	458	451	497
Charges en k€				
Charges de l'exploitation	90	95	92	121
Dotations aux amortissements	75	76	77	78
Personnel	45	48	86	76
Achats et acheminement d'énergie	245	401	364	312
Impôts et redevances	13	13	14	15
Charges	467	632	632	602
Résultat	-45	-173	-181	-105

²⁰ Voir p°11 du présent rapport.
²¹ La marge brute est calculée en effectuant la différence entre le chiffre d'affaires et les couts d'achats en l'occurrence du gaz. Le taux de marge des entreprises désigne le pourcentage de gain ou perte lors de la vente d'un produit ou service par rapport au prix d'achat (calcul : Marge brute/ chiffre d'affaires).

La reprise du chiffre d'affaires de 10 % pour se situer à 497 k€ en 2023 s'explique par la hausse des tarifs aux clients, liée à l'apurement du reliquat²². La baisse des charges passant de 632 k€ à 602 k€ s'explique par la maîtrise des charges du personnel (-9 k€) et surtout par la diminution des charges d'acheminement du gaz (-52 k€). Néanmoins, le Concedant relève que la forte progression des charges de sous traitance vient limiter les effets de cette baisse. La hausse du chiffre d'affaires permet de constater une amélioration du taux de marge qui progresse de 19,3 % à 37,2 %. Au total, les progrès observés ne permettent pas à la Concession de revenir à l'équilibre, même si le niveau des pertes annuelles recule de 76 k€.

Concession 2008

Le compte d'exploitation	2020	2021	2022	2023
	Produits en k€			
Ventes d'énergie/abonnements	125	171	135	114
Prestations annexes	1	2	1	0
Produits	126	173	136	114
	Charges en k€			
Charges de l'exploitation	45	37	35	69
Dotations aux amortissements	15	34	-25	14
Personnel	19	20	34	31
Achats et acheminement d'énergie	0	13	18	17
Impôts et redevances	6	6	6	6
Charges	85	109	69	137
Résultat	41	64	67	-23

Le montant des produits poursuit sa baisse depuis 2021, passant de 173 k€ à 114 k€ en 2023, soit - 22 k€ par rapport à l'exercice précédent.

Le montant des charges progresse fortement (+98,5%) passant de 69 k€ à 137 k€ en raison de la hausse des charges d'exploitation (+34 k€) et des dotations aux amortissements (+39 k€).

La forte baisse des produits (vente d'énergie) et la forte hausse des charges d'exploitation interrogent sur la rentabilité du modèle économique.

- A retenir de la présentation des comptes de résultats, **les résultats des concessions sont à prendre avec prudence** en raison :
- De la mise en œuvre de **méthode de répartition des charges directes et indirectes opaques et sans précision de la part du Concessionnaire** (les clés de répartition des charges indirectes restent opaques, notamment pour les charges de personnel et d'achat de gaz).
 - De l'impossibilité de reconstituer les recettes issues de vente d'énergies.
 - D'erreurs dans le calcul des dotations aux amortissements.

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 les Concessions 2005 et 2008.
- 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.

²² Voir p° 12 du présent rapport.

Annexe n°1 : Données à maille communale

2. Concession 2007

1. Concession 2005

Nombre d'usagers en 2023	
Saint-Sylvain	27
Molay-Littry	169
Saint-Sever-Calvados (Noues de Sienne)	123
Ver-sur-Mer	19
Dozulé	99
CONCESSION	437

Consommations en GWh en 2023	
Saint-Sylvain	0,3
Molay-Littry	2,2
Saint-Sever-Calvados (Noues de Sienne)	2,0
Ver-sur-Mer	0,1
Dozulé	2,6
CONCESSION	7,1

Valeur brute en 2023 en k€	
Saint-Sylvain	233
Molay-Littry	690
Saint-Sever-Calvados (Noues de Sienne)	636
Ver-sur-Mer	179
Dozulé	425
CONCESSION	2 162

Valeur brute en k€	Réseau	Stockages	Terrains	CONCESSION
Saint-Sylvain	183	40	10	233
Molay-Littry	602	81	6	690
Saint-Sever-Calvados (Noues de Sienne)	532	101	3	636
Ver-sur-Mer	149	30	0	179
Dozulé	341	81	3	425
CONCESSION	1 808	332	23	2 162

Valeur nette en k€	Réseau	Stockages	Terrains	CONCESSION
Saint-Sylvain	83	15	10	107
Molay-Littry	326	30	6	363
Saint-Sever-Calvados (Noues de Sienne)	269	50	3	322
Ver-sur-Mer	70	15	0	85
Dozulé	203	49	0	252
CONCESSION	950	157	20	1 128

Nombre d'usagers en 2023	
Saint-Martin de la Lieue	11
Caumont l'Eventé (Caumont sur Aure)	119
Grandcamp-Maisy	70
Thury Harcourt (Le Hom)	218
Thaon	54
Noyers Bocage (Val d'Arry)	32
CONCESSION	504

Consommation en GWh en 2023	
Saint-Martin de la Lieue	0,2
Caumont l'Eventé (Caumont sur Aure)	2,5
Grandcamp-Maisy	0,5
Thury Harcourt (Le Hom)	2,4
Thaon	0,5
Noyers Bocage (Val d'Arry)	0,5
CONCESSION	7,1

Valeur brute en 2023 en k€	
Saint-Martin de la Lieue	109
Caumont l'Eventé (Caumont sur Aure)	550
Grandcamp-Maisy	372
Thury Harcourt (Le Hom)	801
Thaon	202
Noyers Bocage (Val d'Arry)	185
CONCESSION	2 221

Valeur brute en k€	Réseau	Stockages	Terrains	CONCESSION
St Martin de la lieue	81	28	0	109
Caumont l'Eventé (Caumont sur Aure)	445	95	10	550
Grandcamp-Maisy	322	51	0	372
Thury Harcourt (Le Hom)	696	105	0	801
Thaon	183	18	1	202
Noyers Bocage (Val d'Arry)	124	61	0	185
CONCESSION	1 852	358	11	2 221

Valeur nette en k€	Réseau	Stockages	Terrains	CONCESSION
St Martin de la lieue	40	16	0	56
Caumont l'Eventé (Caumont sur Aure)	246	64	10	319
Grandcamp-Maisy	182	28	0	210
Thury Harcourt (Le Hom)	388	49	0	437
Thaon	85	11	1	97
Noyers Bocage (Val d'Arry)	63	16	0	79
CONCESSION	1 003	183	11	1 197

3. Concession 2008

Nombre d'usagers en 2023	
Cricqueboeuf	15
Mondrainville	35
Grainville sur Odon	109
CONCESSION	159

Consommations en GWh en 2023	
Cricqueboeuf	4,5
Mondrainville	0,3
Grainville sur Odon	1,0
CONCESSION	5,8

Valeur brute en 2023 en k€	
Cricqueboeuf	194
Mondrainville	180
Grainville sur Odon	342
CONCESSION	717

Valeur nette en k€	Réseau
Cricqueboeuf	142
Mondrainville	123
Grainville sur Odon	263
CONCESSION	528

Annexe n°2 : Les comptes d'exploitation détaillés

1. Concession 2005

		Exercice 2022	Exercice 2023	Part du total	Evolution en %	Evolution en €
Recettes d'exploitation						
Part fixe						
Raccordements	Nombre	669	669			
Clients facturés	Nombre	439	437			
Abonnement (TVA : 5,5%)	€ HT	71 896	72 348	12%	1%	452
Part variable						
Volume facturé	kWh	8 074 311	7 111 411		-12%	-962 900
Energie facturée (TVA : 20%)	€ HT	514 438	540 975	88%	5%	26 537
Prestations	€ HT	4 777	4 826	1%	1%	49
Total des recettes d'exploitation	€ HT	591 111	618 149		5%	27 038
Charges d'exploitation		Exercice 2022	Exercice 2023	Part du total	Evolution en %	Evolution en €
Personnel	€ HT	75 820	67 659	11%	-11%	-8 161
Sous-traitance exploitation	€ HT	36 871	58 958	10%	60%	22 087
Entretien réparation	€ HT	5 501	11 993	2%	118%	6 492
Achat de gaz propane	€ HT	335 532	319 447	52%	-5%	-16 085
Acheminement du gaz (transport+distribution)	€ HT	66 257	29 515	5%	-55%	-36 742
Dotations aux amortissements et provisions	€ HT	83 666	86 536	14%	2%	1 872
Dotations exceptionnelles aux Amortissements *		-18 728				
Redevance d'utilisation du domaine public/privé	€ HT	1 655	2 565	0%	55%	910
Redevance versée au concédant	€ HT	8 060	8 552	1%	6%	492
Electricité eau	€ HT	4 721	4 524	1%	-4%	-197
Frais de structure	€ HT	34 050	26 657	4%	-22%	-7 393
Total des charges d'exploitation	€ HT	633 404	615 407		-3%	-17 996
Résultat d'exploitation		-42 292	2 742			45 034

2. Concession 2007

		Exercice 2022	Exercice 2023	Part du total	Evolution en %	Evolution en €
Recettes d'exploitation						
Part fixe						
Raccordements	Nombre	755	756			
Clients facturés	Nombre	504	504			
Abonnement (TVA : 5,5%)	€ HT	79 561	83 351	17%	5%	3 789
Part variable						
Volume facturé	kWh	7 095 847	6 597 369		-7%	-498 478
Energie facturée (TVA : 20%)	€ HT	366 699	409 764	82%	12%	43 065
Prestations	€ HT	4 983	4 359	1%	-13%	-625
Total des recettes d'exploitation	€ HT	451 243	497 473		10%	46 230
Charges d'exploitation		Exercice 2022	Exercice 2023	Part du total	Evolution en %	Evolution en €
Personnel	€ HT	85 567	76 458	13%	-11%	-9 109
Sous-traitance exploitation	€ HT	39 189	69 278	11%	77%	30 088
Entretien réparation	€ HT	9 456	13 784	2%	46%	4 328
Achat de gaz propane	€ HT	296 362	298 249	50%	1%	1 887
Acheminement du gaz (transport+distribution)	€ HT	67 777	13 804	2%	-80%	-53 973
Dotations aux amortissements et provisions	€ HT	77 061	77 697	13%	1%	635
Dotations exceptionnelles aux Amortissements *		-16				
Redevance d'utilisation du domaine public/privé	€ HT	1 774	2 399	0%	35%	625
Redevance versée au concédant	€ HT	11 727	12 366	2%	5%	639
Electricité eau	€ HT	4 922	8 278	1%	68%	3 356
Frais de structure	€ HT	38 427	30 124	5%	-22%	-8 303
Total des charges d'exploitation	€ HT	632 247	602 436		-4,72%	-29 810
Résultat d'exploitation		-181 004	-104 963		42,01%	76 041

3. Concession 2008

		Exercice 2022	Exercice 2023	Part du total	Evolution en %	Evolution en €
Recettes d'exploitation						
Part fixe						
Raccordements	Nombre	303	303			
Clients facturés	Nombre	172	159			
Terme fixe T1, T2, T3	€ HT	47 344	29 724	26%	-37%	-17 620
Part variable						
Volume facturé	kWh	6 072 908	5 817 807		-4%	-255 101
Terme proportionnel	€ HT	87 846	83 998	74%	-4%	-3 849
Prestations	€ HT	587	340	0%	-42%	-247
Total des recettes d'exploitation	€ HT	135 777	114 062		-16%	-21 716
Charges d'exploitation						
Personnel	€ HT	34 340	30 644	22%	-11%	-3 696
Sous-traitance exploitation	€ HT	15 202	43 644	32%	187%	28 441
Entretien réparation	€ HT	4 153	13 450	10%	224%	9 297
Acheminement du gaz (transport+distribution)	€ HT	18 161	16 810	12%	-7%	-1 351
Dotations aux amortissements et provisions	€ HT	14 278	14 117	10%	-1%	-161
Dotations exceptionnelles aux Amortissements	€ HT	-38 796				
Redevance d'utilisation du domaine public/privé	€ HT	877	1 134			
Redevance versée au concédant	€ HT	5 218	5 404	4%	4%	186
Frais de structure	€ HT	15 422	12 074	9%	-22%	-3 348
Total des charges d'exploitation	€ HT	68 855	137 277		99%	68 421
Résultat d'exploitation		66 922	-23 215		-135%	-90 137

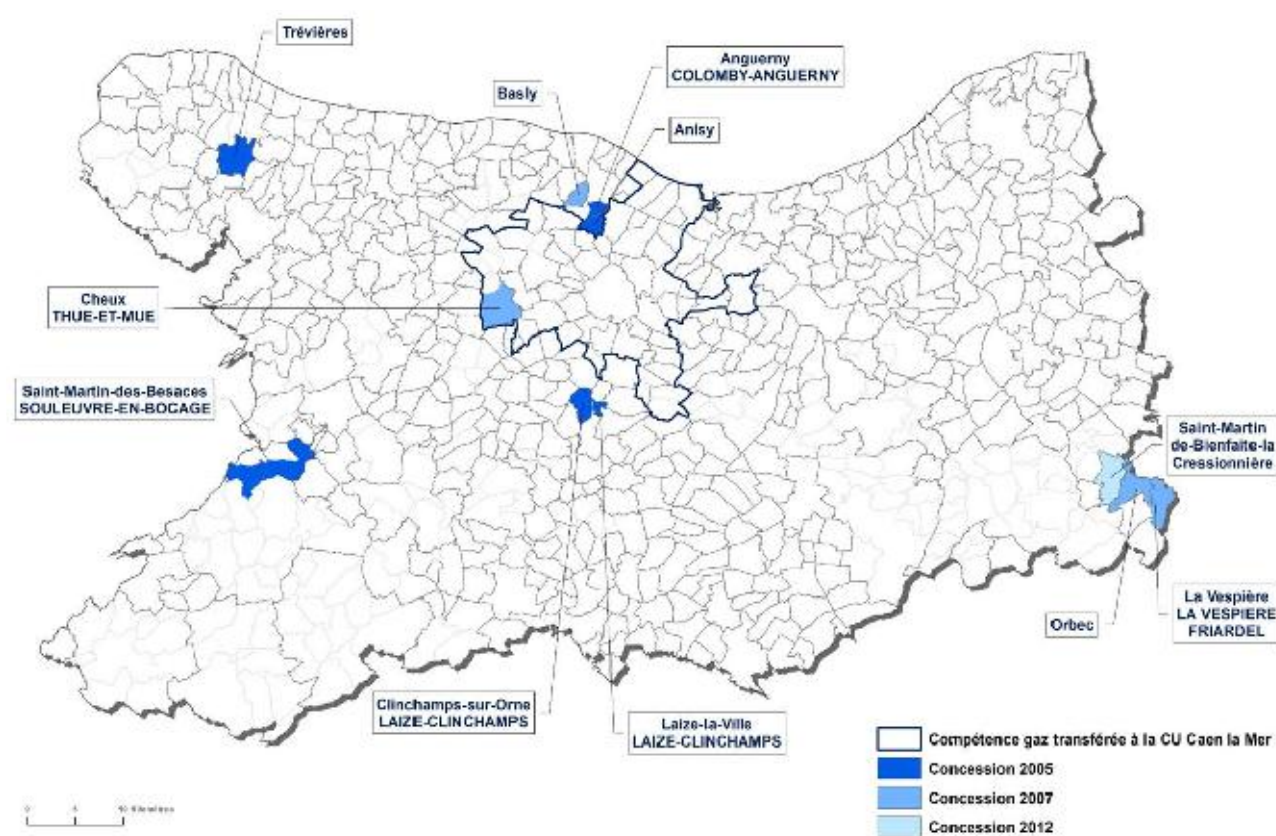


Synthèse mission de contrôle 2024 Concessionnaire PRIMAGAZ Données 2023

Le périmètre

Le périmètre géographique des Concessions	
Concession 2005	Colomby-Angerny (Anguerny), Anisy, Laize-Clinchamps (Clinchamps sur Orne et Laize la Ville), Souleuvre-en-Bocage (Saint-Martin-des-Besaces), Trévières.
Concession 2007	Basly, Thue et Mue (Cheux), Orbec, La Vespière-Friardel, (La Vespière).
Concession 2012	Saint-Martin-de-Bienfaite-la-Cressonnière

^[1] Dans le cas des communes nouvelles, le Concessionnaire distribue du gaz sur le périmètre des communes déléguées, signalées entre parenthèses dans ce tableau.






Données contractuelles	Concession 2005	Concession 2007	Concession 2012
Date d'entrée en vigueur du contrat	22/09/2005	26/10/2007	19/01/2012
Missions du Concessionnaire	Distribution et fourniture gaz propane		
Durée du contrat	30 ans	30 ans	30 ans
Fin du contrat	2035	2037	2042

Quelques données chiffrées

Synthèse des contrats à fin 2023	Unité	Concession 2005	Concession 2007	Concession 2012	Total
Nombre d'utilisateurs	nb	264	213	19	486
Volumes consommés	GWh	2,4	3,3	0,9	6,6
Longueurs de réseau	km	15,9	9,8	1,3	27
Nombre d'incidents	nb	7	6	2	15
Nombre d'utilisateurs coupés	nb	0	0	1	1
Valeurs nettes du patrimoine	k€	1 033	894	130	2 057
Dépenses annuelles investies	k€	0	0	0	0
Résultats d'exploitation	k€	-23	-429	71	

Extraits des conclusions du rapport de contrôle

Bilan	Commentaires
	Le Concessionnaire a clarifié plusieurs éléments fournis (notion de raccordement). Cette clarification doit se poursuivre.
	Taux de réseau en classe A à 100% ou relevant des exceptions réglementaires pour toutes les communes (en unités urbaine ou non). Correction de la base de données (cf. erreur classement en classe C).
	Les documents techniques communiqués par le Concessionnaire sont exhaustifs mais leurs corrections complexifient la mission de contrôle.
	Baisse du nombre d'utilisateurs coupés et des réclamations.
	Plusieurs indicateurs, compte tenu de leurs évolutions, sont sous surveillance (évolution du nombre de consommateurs, évolution des reliquats, évolution du nombre d'utilisateurs coupés, du nombre d'incidents, compteurs en retard de remplacement...).
	Le développement des concessions est limité. En ce qui concerne les Concessions 2005 et 2012, ce développement est nul. La RE2020 limite le développement des réseaux gaz. Le Concessionnaire doit donc développer rapidement un gaz moins carboné.
	Parfaire la complétude de documents transmis par des prestataires (procès-verbaux d'essais, procès-verbaux de réception, rapports de visites annuelles des réseaux).
	Fiabiliser les données avant leur transmission au Concédant (cohérence entre inventaires techniques, cartographique et comptable), notamment concernant les vannes, les canalisations posées (caractéristiques), les citernes de stockage (années de fabrication), les coffrets.
	Une partie des données fournies par le Concessionnaire pour l'exercice 2023 portent sur 10 mois au lieu de 12. Cette présentation n'est pas conforme, le compte rendu annuel d'activité se devant de couvrir l'année civile et non une partie de celle-ci.
	Plusieurs indicateurs relatifs à la qualité de service ne sont pas satisfaisants (la consolidation des tarifs sociaux doit être mise en œuvre plus rapidement, absence de d'automatisation du conseil tarifaire, impossibilité de suivre le respect des délais standards ou convenus de réalisation des prestations annexes).
	Le Concessionnaire doit corriger et compléter plusieurs données des inventaires comptables et la significativité des résultats des comptes d'exploitation doit s'améliorer.



Mission de contrôle 2024

Rapport PRIMAGAZ

Données 2023

Périmètre de la mission contrôle

Le **SDEC ÉNERGIE**, Syndicat Départemental d'Énergies du Calvados, **Autorité organisatrice de la distribution de gaz en charge de l'organisation du service public de gaz au nom et pour le compte de ses membres lui ayant confié cette compétence** a conclu en 2005 et 2007¹ deux conventions de Concession pour le service public de la distribution de gaz (Concession 2005 et 2007) avec la société **PRIMAGAZ** d'une durée de 30 ans.

Aux termes de ces conventions de Concession, le **Concessionnaire PRIMAGAZ** s'est engagé à concevoir, réaliser, exploiter les ouvrages et installations nécessaires au service public de distribution de gaz dans les communes concernées et à fournir du **gaz propane** aux usagers. Ces conventions de concession ont été accordées après mise en concurrence dans le cadre d'une procédure de Délégation de Service Public (DSP).

Il est à noter que, depuis 2020, le contour de la mission de contrôle a été élargi au bon accomplissement des missions du Concessionnaire sur le périmètre de la commune de **Saint-Martin-de-Bienfaite-la-Cressonnière** (Concession 2012)². Cette évolution est la conséquence du transfert de la compétence d'Autorité organisatrice de la distribution de gaz de la commune au SDEC ÉNERGIE³.

Le SDEC ÉNERGIE, par un courrier en date du 8 novembre 2019, a informé le Concessionnaire de sa substitution à la commune dans le cadre de l'exécution du contrat de Concession signé et précisé qu'il devenait, au lieu et place de la commune, Autorité organisatrice de la distribution de gaz sur son périmètre, en charge notamment du contrôle du bon accomplissement des missions du Concessionnaire à compter de la mission de contrôle 2020 (données 2019).

Le périmètre de la mission de contrôle n'a pas évolué depuis lors. La carte ci-contre présente les différents périmètres géographiques des Concessions.

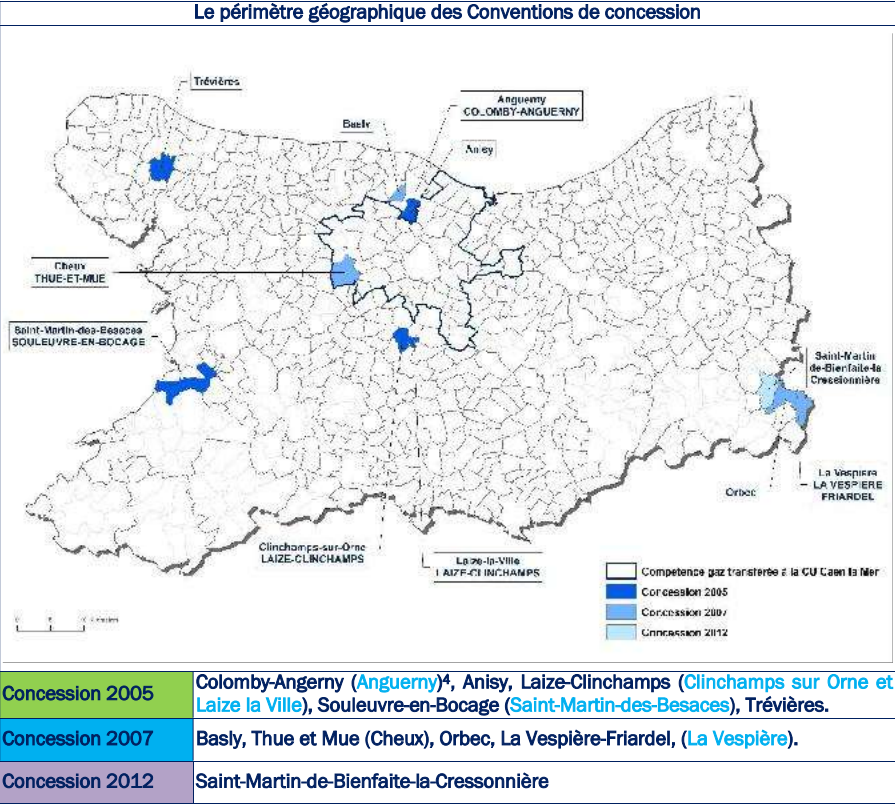
Tableau de Synthèse – Périmètre technique de la mission de contrôle

Les conventions de Concession	Concession 2005	Concession 2007	Concession 2012
Date d'entrée en vigueur	22/09/2005	26/10/2007	19/01/2012
Missions du Concessionnaire	Distribution et fourniture gaz propane		
Durée	30 ans	30 ans	30 ans
Terme des conventions	2035	2037	2042

¹ Conventions de Concession en date du 22 septembre 2005 et du 26 octobre 2007.

² Cette commune a concédé, à compter du 19 janvier 2012 et pour 30 ans, l'exploitation du service public de la distribution de gaz propane à la société PRIMAGAZ.

³ A la suite des délibérations concordantes en date du 23 septembre 2019, pour la commune et du 25 octobre 2019, pour le SDEC ÉNERGIE.



Situation particulière de la commune de Basly : l'article 8 de l'annexe 1 du cahier des charges de la Concession 2007 impose la réalisation de 700 m de réseau de 1^{er} établissement sur cette commune. Ce réseau n'a pas été réalisé à ce jour, au motif qu'aucun site de stockage à proximité des prospects n'a pu faire l'objet d'un consensus entre le Concessionnaire, l'Autorité concédante et la Commune.

⁴ Dans le cas des communes nouvelles, le Concessionnaire distribue du gaz sur le périmètre des communes déléguées, signalées entre parenthèses dans ce tableau.

Le SDEC ÉNERGIE réalise chaque année une mission de contrôle afin de s'assurer du bon accomplissement des missions confiées au Concessionnaire. Le présent rapport synthétise les points étudiés lors de la mission de contrôle 2024 à partir des données communiquées par le PRIMAGAZ au titre de l'année 2023.

Déroulement de la mission de contrôle 2024 :



Les échanges liés à la mission de contrôle 2024 ont été organisés en vidéoconférence et en présentiel. Pour la partie comptable de la mission de contrôle 2024, le SDEC ÉNERGIE a été accompagné par les représentants du Cabinet COGEDIAC.

Objet de la mission de contrôle

- La mission de contrôle a pour objet de contrôler l'évolution de nombreux indicateurs relatifs :
- **À 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...
 - **À l'inventaire technique des ouvrages** => évolution du patrimoine : nature des ouvrages, régime juridique, quantité, âge...
 - **À la qualité de fourniture et la sécurité** => évolution des appels de tiers, nature, nombre et taux d'incidents, contrôle du pouvoir calorifique du gaz...
 - **À 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 attentes 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 des mailles différentes.

Quelques éléments d'informations relatifs au Concessionnaire PRIMAGAZ

PRIMAGAZ est une entreprise de distribution de gaz butane et de propane en bouteille en citerne ou en réseau, créée en 1934. PRIMAGAZ voit le groupe **SHV Energy** entrer à son capital en 1982, avant d'en devenir une filiale à part entière à partir de 1999. PRI
MAGAZ assure le stockage, le conditionnement et la distribution de gaz butane et de propane. En 2003, PRIMAGAZ devient la première société privée à bénéficier du statut d'opérateur gazier en France, dans le cadre de la libéralisation des marchés du gaz et de l'électricité. En 2013, par arrêté du ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, PRIMAGAZ devient la première entreprise autorisée à fournir du Gaz Naturel Liquéfié (GNL) par camions sur le territoire français.
Monsieur Jan Schouwenaar a été nommé PDG de PRIMAGAZ, à compter du 1^{er} juin 2023. Il prend la succession de madame Glaura Kartalian qui présidait l'entreprise depuis 2020.

Gaz naturel, GPL, propane, butane : quelles différences ?

Le gaz naturel et les GPL (Gaz de Pétrole Liquéfiés) possèdent des caractéristiques différentes. Le gaz naturel est un hydrocarbure fossile qui se compose d'un mélange de gaz, principalement de méthane. Il s'obtient grâce à l'extraction de gisements de pétrole ou de gaz naturel. Il est ensuite transporté dans les réseaux de distribution. Les GPL proviennent pour 60 % des champs de gaz naturel et de pétrole. Le reste de la production des GPL provient des raffineries, lors des opérations de distillation du pétrole brut.
Le gaz naturel est utilisé dans les logements pour la cuisson des aliments, le chauffage et l'eau chaude sanitaire. Les GPL regroupent, **le gaz propane**, utilisé pour la cuisson des aliments, le chauffage et l'eau chaude, **le gaz butane**, utilisé principalement pour la cuisson des aliments et **le GPL carburant** (GPL-c), utilisé pour les véhicules. L'avantage majeur des GPL est d'être très facilement stockable et transportable.

Le gaz propane en réseau

Le réseau de gaz propane fonctionne de la même façon que le réseau de gaz naturel. Grâce à un réseau de canalisations souterraines reliant les habitations et les entreprises, le gaz propane est distribué à différents clients (particuliers, entreprises, collectivités territoriales). Chaque usager dispose d'un compteur.
Le gaz distribué est stocké dans une citerne proche des habitations et des entreprises qu'il dessert (site de stockage). Cette citerne peut être soit aérienne, soit, le plus souvent, enterrée. Comme pour le gaz naturel ou toute autre installation énergétique, le réseau de gaz propane doit répondre à certaines règles de conformité pour garantir son bon fonctionnement et assurer la sécurité de l'installation pour les particuliers et les entreprises alentour. Ces réseaux sont régis par l'arrêté du 13 juillet 2000⁵ qui encadre leur conception, leur construction, leur mise en service, leur exploitation et leur maintenance.
Aujourd'hui, on compte environ 3 900 réseaux de canalisation alimentant plusieurs clients en propane en France et environ 49 700 foyers bénéficient du raccordement à un réseau de propane. (Données site SELECTA).



La représentativité très limitée de certaines données communiquées par le Concessionnaire

	Une partie des données fournies par le Concessionnaire pour l'exercice 2023 portent sur 10 mois au lieu de 12. Cette présentation n'est pas conforme à celle attendue par le Concédant, le compte rendu annuel d'activité se devant de couvrir l'année civile et non une partie de celle-ci. Sur ce point, le Concessionnaire a justifié cet état de fait en expliquant qu'un problème était intervenu lors du changement de son logiciel de gestion d'entreprise le 1 ^{er} novembre 2023 et qu'il était dans l'impossibilité de fournir les données de facturation des mois de novembre et décembre 2023 lors de la mission de contrôle.
	Cette situation impacte les volumes de gaz facturés, les recettes du Concessionnaire, les achats de gaz et les chiffres d'affaires des Concessions qui sont mécaniquement sous-estimés.
	Vous retrouverez ces données dans les parties usagers et comptables du présent rapport. Le Concédant sera attentif à la manière dont le Concessionnaire présentera les données correspondantes au cours du prochain exercice.

TABLE DES MATIÈRES

I.	LES USAGERS.....	8
1.	Le nombre d'usagers.....	8
2.	Les consommations en GWh	10
3.	L'évolution des tarifs	12
4.	La facturation.....	22
5.	Les prestations réalisées par le Concessionnaire.....	26
6.	Les impayés, la trêve hivernale, le chèque énergie et le bouclier tarifaire	28
7.	Les réclamations et la satisfaction des usagers	30
8.	BILAN DE LA PARTIE USAGERS.....	31
II.	LES TRAVAUX RÉALISÉS DANS L'ANNÉE.....	32
1.	Les échanges d'informations dans le cadre des opérations de travaux	32
2.	Les extensions de réseau de distribution	33
3.	Les points de comptage et d'estimation (PCE).....	35
4.	Les travaux de raccordements	38
5.	BILAN DE LA PARTIE TRAVAUX.....	39
III.	LES OUVRAGES DE LA CONCESSION	40
1.	Qualité des données communiquées.....	40
2.	Présentation synthétique des quantités d'ouvrages composant les réseaux.....	42
3.	Le linéaire de canalisations de distribution.....	43
4.	Le linéaire de canalisations de branchements.....	45
5.	Les citernes de stockage	47
6.	Les compteurs et les coffrets	48
7.	Les vannes	49
8.	La cartographie des ouvrages	50
9.	BILAN DE LA PARTIE OUVRAGES	51
IV.	QUALITÉ DE FOURNITURE ET LA SÉCURITÉ	52
1.	Les signalements et incidents	52
2.	Les détails des incidents sur ouvrages exploités	53
3.	Le délai d'intervention du prestataire	55
4.	La surveillance des réseaux et la prévention	56
5.	BILAN DE LA PARTIE QUALITÉ DE FOURNITURE ET SÉCURITÉ	57
V.	LA COMPTABILITÉ ET LES FINANCES	58
1.	Données comptables et financières communiquées.....	58
2.	Les valeurs brutes en k€.....	60
3.	Les valeurs brutes en k€ des ouvrages financés par le Concessionnaire.....	62
4.	Les dépenses d'investissement 2023 en k€	63
5.	Les amortissements et les valeurs nettes en k€	64
6.	Le financement du renouvellement des ouvrages.....	68
7.	Les droits du Concédant en k€.....	69
8.	Les comptes d'exploitation – Concession 2005.....	70
9.	Les comptes d'exploitation – Concession 2007.....	71

⁵ Arrêté du 13 juillet 2000 portant règlement de sécurité de la distribution de gaz combustible par canalisations.

10. Les comptes d'exploitation — Concession 2012.....72

11. Conclusions relatives à la rentabilité des Concessions.....73

12. BILAN DE LA PARTIE COMPTABLE75

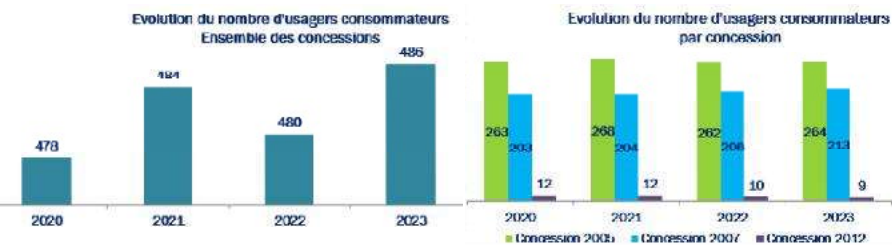
VI. Annexe n°1 : Les coefficients de conversion..... 76

VII. Annexe n°2 : Valeurs brutes des ouvrages intégrant les ouvrages remis gratuitement par commune..... 78

VIII. Annexe n°3 : Ensemble des valeurs comptables par commune intégrant les ouvrages remis gratuitement par commune..... 79

I. LES USAGERS

1. Le nombre d’usagers



En 2023, on relève **486 usagers** pour l'ensemble des Concessions, soit **264** usagers pour la Concession 2005, **213** usagers pour la Concession 2007 et **9** usagers pour la Concession 2012.

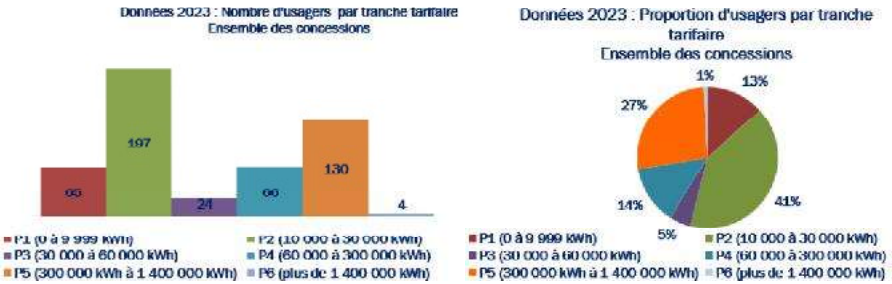
Pour l'ensemble des Concessions, le nombre d'usagers **augmente de 1,25%** soit une augmentation de 6 usagers.

Le nombre d'usagers d'une Concession diminue : la Concession 2012 perd 1 usager par rapport à l'exercice précédent.

La Concession 2005 compte 2 usagers supplémentaires, et la Concession 2007 compte 5 usagers supplémentaires.

En 2023, 41% des usagers (197) disposent de contrat de type P2 et 27% des usagers (130) disposent de contrat de type P5. 4 usagers disposent d'un contrat de type P6.

Cette répartition est similaire à celle des exercices précédents.



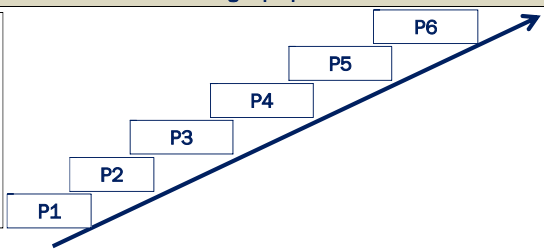
La segmentation des usagers

La segmentation des usagers est basée sur leurs consommations annuelles, les prix du kWh de propane varient en fonction de cette tranche tarifaire.

Tranches tarifaires	Consommations annuelles Concession 2005/2007	Consommations annuelles Concession 2012
P1	De 0 à 9 999 kWh/an	De 0 à 10 000 kWh/an
P2	De 10 000 à 30 000 kWh/an	De 10 001 à 30 000 kWh/an
P3	De 30 000 à 60 000 kWh/an	De 30 001 à 60 000 kWh/an
P4	De 60 000 à 300 000 kWh/an	De 60 001 à 300 000 kWh/an
P5	De 300 000 kWh à 1 400 000 kWh/an	De 300 001 kWh à 1 500 000 kWh/an
P6	Plus de 1 400 000 kWh/an	Plus de 1 500 001 kWh/an

La pyramide tarifaire — Fourniture de gaz propane

En principe, plus le volume annuel consommé est important, plus le prix unitaire de la molécule est moindre.



Les usagers à la maille communale

Concession 2005 / Nom de la commune	2020	2021	2022	2023
Colomby-Angerny (Anguerny)	17	18	17	17
Anisy	21	24	24	24
Laize-Clinchamps (Clinchamps sur Orne)	76	94	91	93
Laize-Clinchamps (Laize la Ville)	16			
Souleuvre-en-Bocage (Saint Martin des Besaces)	26	27	26	25
Trévières	107	105	104	105
Somme	263	268	262	264

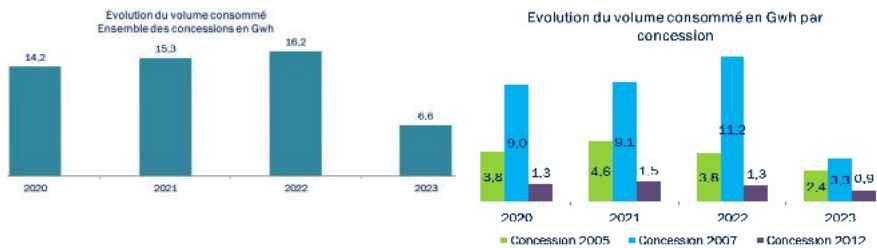
Concession 2007 / Nom de la commune	2020	2021	2022	2023
Basly	0	0	0	0
Thue et Mue (Cheux)	33	33	33	34
La Vespière-Friardel (La Vespière)	12	12	12	12
Orbec	158	159	163	167
Somme	203	204	208	213

Concession 2012 / Nom de la commune	2020	2021	2022	2023
Saint-Martin-de-Bienfaite-la-Cressonnière	12	12	10	9

Les usagers par tranche tarifaire Ensemble des Concessions

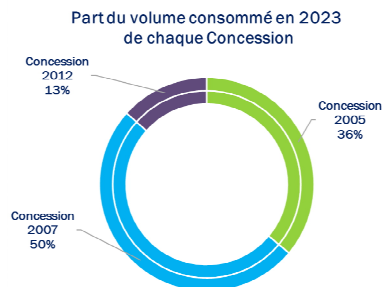
Ensemble des Concessions	2020	2021	2022	2023	Évolution %	Évolution nb	Proportion
P1	41	44	55	65	18 %	10	13 %
P2	183	183	184	197	7 %	13	40,5 %
P3	22	25	29	24	-17 %	-5	5 %
P4	78	75	72	66	-8 %	-6	13,5 %
P5	141	144	136	130	-4 %	-6	27 %
P6	13	13	4	4	0 %	0	1 %
Total cumulé	478	484	480	486	-1,25 %	6	

2. Les consommations en GWh



6,6 GWh de gaz propane ont été consommés sur l'ensemble des Concessions (2,4 GWh pour la Concession 2005, 3,3 GWh pour la Concession 2007 et 0,9 GWh pour la Concession 2012). La Concession 2007 représente 50 % du volume consommé en 2023.

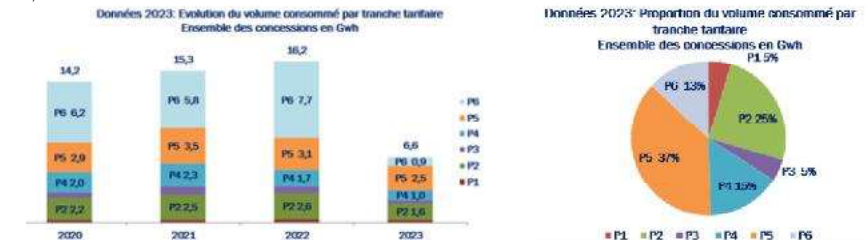
Après deux exercices de progression, le volume consommé se contracte fortement en 2023, il diminue de 9,6 GWh, soit 58 %, par rapport à l'exercice précédent.



À la maille de chacune des Concessions, le volume consommé décroît sur le périmètre de l'ensemble des concessions. Pour ce qui concerne la Concession 2005, les consommations diminuent de près de 37 % (1,4 GWh). Pour ce qui concerne la Concession 2007, les consommations diminuent de plus de 70 % (7,9 GWh). Pour ce qui concerne la Concession 2012, les consommations diminuent de près de 31 % (0,4 GWh). Plusieurs phénomènes peuvent expliquer ces baisses marquées :

- En premier lieu, on rappellera le fait que les données communiquées par le Concessionnaire ne concernent que 10 mois et non 12.
- En second lieu, lors de la mission de contrôle, le Concessionnaire a informé le Concédant qu'une absence de vérification des volumes réellement consommés sur le périmètre de la Concession 2007, des facturations avaient été établies à tort pour 2 clients industriels au cours des exercices antérieurs (facturation de volumes estimés pour des clients ne consommant plus). Dans ce contexte, le Concessionnaire a dû établir des avoirs pour 4,5 Millions de KWh. Ces avoirs ont été traités en réfaction du volume consommé de l'exercice et expliquent en grande partie la baisse de 70 % du volume consommé sur cette Concession.
- Plus généralement, l'effet climat⁶, la crise économique, les efforts de sobriété de la part de l'ensemble des consommateurs du fait d'une prise de conscience sociétale et la réduction des consommations liée à la hausse des prix de l'énergie peuvent expliquer les baisses constatées.

37% des consommations de l'ensemble des concessions ressortent de la tranche de consommation P5, 25% de la tranche P2 et 15% de la tranche P4.



⁶ L'année 2023 est la seconde année la plus chaude jamais enregistrée par Météo France, derrière 2022. L'anomalie thermique est de +1,4 °C par rapport aux normales 1991-2020.



Le volume consommé en GWh à la maille communale

Concession 2005/Nom de la Commune	2020	2021	2022	2023	Évolution
Colomby-Angerny (Anguerny)	0,2	0,2	0,2	0,1	-37%
Anisy	0,4	0,5	0,4	0,2	-40%
Laize-Clinchamps (Clinchamps sur Orne)					
Laize-Clinchamps (Laize la Ville)	1,4	1,8	1,5	1	-38%
Souleuvre-en-Bocage (Saint Martin des Besaces)	0,2	0,3	0,5	0,2	-50%
Trévières	1,7	1,8	1,2	0,9	-28%
Somme	3,8	4,6	3,8	2,4	-37%

Concession 2007/Nom de la Commune	2020	2021	2022	2023	Évolution
Basly					
Thue et Mue (Cheux)	0,2	0,2	0,2	0,2	-31%
La Vespière-Friardel (La Vespière)	5,1	5,0	7,3	0,5	-93%
Orbec	3,7	3,9	3,7	2,7	-27%
Somme	9,0	9,1	11,2	3,3	-71%

Concession 2012	2020	2021	2022	2023	Évolution
Saint-Martin-de-Bienfaite-la-Cressonnière	1,3	1,5	1,3	0,9	-31%

Le volume consommé en GWh par tranche tarifaire et par Concession

Concession 2005	2020	2021	2022	2023	Évolution
P1	0,1	0,2	0,2	0,1	-32%
P2	1,4	1,6	1,4	1,1	-39%
P3	0,3	0,4	0,3	0,1	-53%
P4	1,2	1,5	1,0	0,7	-32%
P5	0,7	1,0	0,5	0,4	-31%
P6					
Somme	3,8	4,6	3,8	2,4	-37%

Concession 2007	2020	2021	2022	2023	Évolution
P1	0,1	0,1	0,2	0,2	-13%
P2	0,7	0,8	0,8	0,5	-31%
P3	0,2	0,4	0,4	0,2	-55%
P4	0,7	0,7	0,7	0,3	-59%
P5	1,1	1,2	1,4	1,3	-9%
P6	6,2	5,8	7,7	0,9	-89%
Somme	9,0	9,1	11,2	3,3	-71%

Concession 2012	2020	2021	2022	2023	Évolution
P1					
P2	0,0	0,1	0,0	0,0	-41%
P3		0,02	0,01	-0,002*	-70%
P4	0,1	0,1	0,1	0,08	46%
P5	1,2	1,4	1,2	0,8	-33%
P6					
Somme	1,3	1,5	1,3	0,9	-31%

*Le Concédant ne dispose pas d'explication à cette consommation négative.

3. L'évolution des tarifs

a) Les principes

La tarification du service public de gaz propane est dépendante des besoins annuels des usagers. Elle est composée d'un terme proportionnel à la consommation dit « tarif de fourniture du gaz propane » et d'un terme d'abonnement.

Le tarif de fourniture est composé de deux parties, le prix d'achat du gaz et le prix des autres charges, supportées par le Concessionnaire (voir ci-contre).

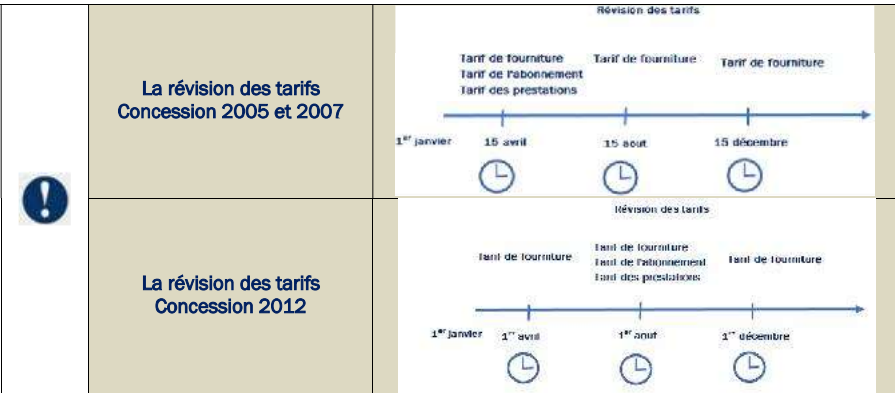
Le tarif de fourniture est actualisé trois fois par an. Cette actualisation est réalisée selon les modalités prévues dans les cahiers des charges des Concessions. Ces modalités sont similaires pour les Concessions 2005 et 2007.

Pour ce qui concerne la **Concession 2012**, il est prévu que : « Le prix de vente du gaz... évolue chaque quadrimestre en fonction du barème "PRIMACOMPTEUR" publié par le Concessionnaire moins la remise R... Les remises R en fonction des tranches varieront à la hausse ou à la baisse à chaque début de quadrimestre... en fonction des conditions d'achat de PRIMAGAZ... ».

L'évolution du tarif de fourniture d'une période tarifaire à une autre est limitée à +/-10 % par rapport au tarif précédent pour les trois Concessions.

Pour ce qui concerne la Concession 2007, le reliquat généré par le plafonnement du tarif de fourniture du gaz propane est réintroduit dans le prix de vente. Si ceci n'entraîne pas une variation de +/- 10 % par rapport au tarif précédent, le reliquat annuel est reporté sur la période suivante et ainsi de suite.

Le tarif de l'abonnement est révisé une fois par an en avril (Concession 2005 et 2007) et en aout pour la Concession 2012.



Les dispositions des cahiers des charges des Concessions organisent une consolidation des consommations des locataires d'un logement social⁷. Le tarif de fourniture du gaz applicable au locataire est fonction de la consolidation des consommations des logements de son bailleur social sur la commune. Ce principe de consolidation des consommations est également applicable aux collectivités pour leurs différents sites.



Tous les usagers qu'ils soient équipés d'une citerne avec compteur ou citerne VRAC qu'ils soient raccordables ou non au réseau (-25 m) bénéficient des tarifs négociés dans le cadre des Concessions (conversion des consommations livrées en tonnes en kWh).

⁷ Voir p° 24 du présent rapport.



La révision des prix – Concessions 2005 et 2007

I) Révision du tarif de fourniture

Sur la base des prix initiaux fixés en début de convention, les tarifs de fourniture sont révisés chaque quadrimestre selon les formules ci-dessous :

Concession 2005 Prix initiaux en cts d'€/kWh (1 ^{er} mai 2005)	Prix d'achat du gaz (PA)	Prix des autres charges (PC)	Somme
P1	2,5	3,4	5,9
P2	2,5	2,3	4,8
P3	2,5	2,1	4,6
P4	2,5	1,8	4,4
P5	2,5	1,7	4,2
P6	2,5	1,1	3,6
Concession 2007 Prix initiaux en cts d'€/kWh (1 ^{er} juillet 2007)	Prix d'achat du gaz (PA)	Prix des autres charges (PC)	Somme
P1	2,47	3,56	6,03
P2	2,47	2,4	4,88
P3	2,47	2,2	4,68
P4	2,47	1,93	4,4
P5	2,47	1,78	4,25
P6	2,47	1,78	4,25

1) Le prix actualisé d'achat du gaz est égal à la moyenne du prix du gaz du quadrimestre précédent. La moyenne du prix du gaz du quadrimestre précédent s'obtient selon la formule suivante :

$$PA = [\frac{1}{2} (CIF ARA LARGE + ANSI) + Premium] * USD$$

Où

- PA est la moyenne du Prix du quadrimestre en €. HT.
- CIF ARA LARGE : est l'index « Cost Insurance Freight ARA LARGE » communiqué par l'ARGUS INTERNATIONAL.
- ANSI est l'index « Argus North Sea Index » communiqué par l'ARGUS INTERNATIONAL.
- PREMIUM est le Surcoût des acheminements de produit
- USD est le taux de conversion €//\$

2) Le prix actualisé des autres charges est calculé au moyen d'un coefficient d'actualisation calculé comme suit :

$$C = 0,20 + 0,20 (TP05a_m - TP05a_0) + 0,20 (CNL_m - CNL_0) + 0,20 (X_m - X_0) + 0,20 (Y_m - Y_0)$$

Où

- TP05a est l'index national des travaux en souterrains traditionnels,
- CNL est l'indice CNL activité route avec conducteur et carburant de la Fédération des Entreprises de Transport et Logistique de France du mois (m-6). À défaut de publication, il sera considéré l'indice précédent le plus proche,
- X est l'indice mensuel INSEE du Coût horaire du travail ICHTrev-TS « Industries Mécaniques et Électriques »,
- Y est l'indice mensuel INSEE du Coût du travail ICHTrev-TS « services administratifs, soutien ».

II) Révision du prix de l'abonnement et des prestations annexes

Les prix de l'abonnement et des prestations annexes sont révisés au moyen du coefficient d'actualisation suivant :

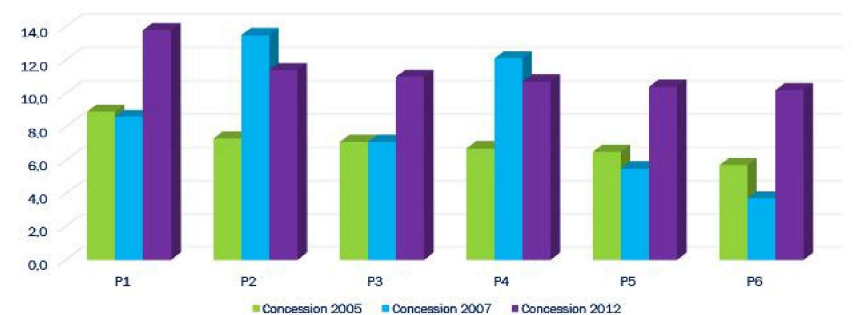
$$= 0,19 + 0,27 (TP05a_m - TP05a_0) + 0,27 (X_m - X_0) + 0,27 (Y_m - Y_0)$$

Où

- TP05a est l'index national des travaux en souterrains traditionnels,
- X est l'indice mensuel INSEE du Coût horaire du travail ICHTrev-TS « Industries Mécaniques et Électriques »,
- Y est l'indice mensuel INSEE du Coût du travail ICHTrev-TS « services administratifs, soutien ».



Décembre 2023 : État du tarif de fourniture Concessions 2005- 2007-2012



Le tarif de fourniture en décembre 2023 en cts € HT/kWh par Concession
Hors abonnement

Tranches tarifaires	Concession 2005	Concession 2007	Concession 2012
P1	8,9	8,6	13,8
P2	7,3	13,5	11,4
P3	7,1	7,1	11,0
P4	6,7	12,1	10,7
P5	6,5	5,5	10,4
P6	5,7	3,7	10,2

Les tarifs de fourniture de la Concession 2012 sont globalement plus élevés que ceux des Concessions 2005 et 2007, à l'exception des tranches P2 et P4 pour lesquelles les tarifs de la Concession 2007 sont plus élevés.

Concession 2012 - Tarif de fourniture en décembre 2023 en cts € HT/kWh (Hors abonnement)		Écart en cts d'€ HT/kWh	
		Concession 2007	Concession 2005
P1	13,8	5,2	4,9
P2	11,4	2,1	4,1
P3	11	3,9	3,9
P4	10,7	1,4	4
P5	10,4	4,9	3,9
P6	10,2	6,5	4,5

Les tarifs de fourniture de la Concession 2005 sont plus élevés que ceux de la concession 2007 pour les tranches P1, P5 et P6. Ils sont inférieurs pour les tranches P2 et P4 et identique pour la tranche P3.

Concession 2005 - Tarif de fourniture en décembre 2023 en cts € HT/kWh (Hors abonnement)	Écart en cts d'€ HT/kWh	
	Concession 2007	
P1	8,9	0,3
P2	7,3	6,2
P3	7,1	0,0
P4	6,7	5,4
P5	6,5	1,0
P6	5,7	2,0

b) Simulation du montant de la facture annuelle d'un usager résidentiel⁸

Le SDEC ÉNERGIE estime le montant de la facture annuelle d'un usager résidentiel (type P2) qui consomme 15 000 kWh/an en € TTC.



En 2023, le montant de cette facture est estimé à :

- 1 680 € TTC pour un usager de la Concession 2005, en légère baisse par rapport à 2022 (-0,16%),
- 2 349 € TTC pour un usager de la Concession 2007, en hausse de 29 % par rapport à 2022,
- 2 248 € TTC pour un usager de la Concession 2012, en augmentation de 12 % par rapport à 2022.

Pour ce qui concerne la Concession 2012, le montant payé par un usager est de 34% plus élevé que pour un usager résidant sur la Concession 2005 et 4% plus bas qu'un usager résidant sur la Concession 2007.

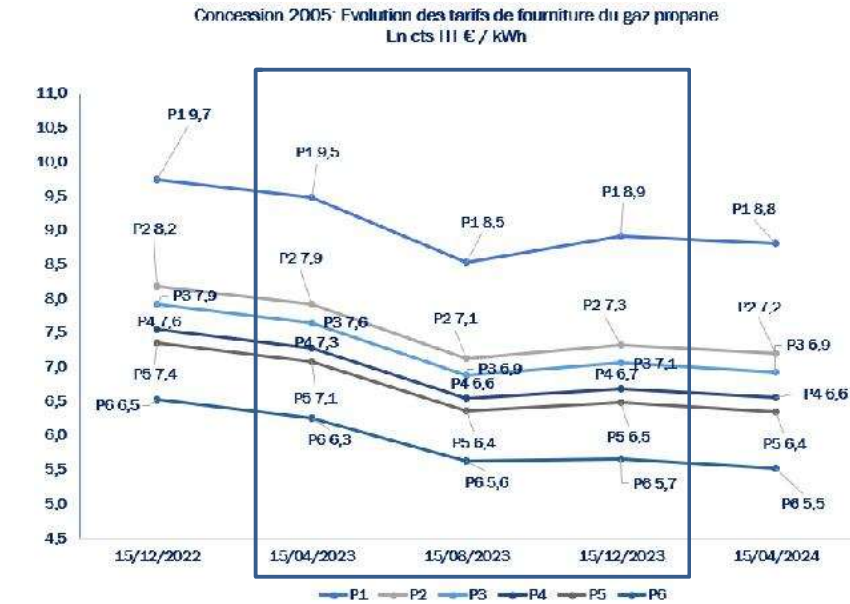
Interrogé sur cet écart, le Concessionnaire avait- répondu en 2021 : « qu'il est difficile de comparer les Concession 2005 et 2007 avec la Concession 2012, les contrats de Concession sont très différents, les formules de prix ainsi que leurs évolutions dans le temps sont totalement antinomiques.

Pour rappel et comme indiqué en mission de contrôle puis lors de l'audit de 2020, la facturation des Concession 2005 et 2007 évolue en prix indexés sur le CIF ARA large alors que la DSP3 a un prix net au barème Primacompteur avec remise conjoncturelle ».

 L'Autorité concédante souhaite identifier les données qui entraînent une évolution du barème Primacompteur.

c) Évolutions du tarif de fourniture par concession

Pour ce qui concerne la Concession 2005⁹ :



Concession 2005 en cts d'€	15/12/2022	15/04/2023	15/08/2023	15/12/2023	15/04/2024
P1	9,7	9,5	8,5	8,9	8,8
Evolution		-3%	-10%	4%	
P2	8,2	7,9	7,1	7,3	7,2
Evolution		-3%	-10%	3%	
P3	7,9	7,6	6,9	7,1	6,9
Evolution		-3%	-10%	3%	
P4	7,6	7,3	6,6	6,7	6,6
Evolution		-4%	-10%	2%	
P5	7,4	7,1	6,4	6,5	6,4
Evolution		-4%	-10%	2%	
P6	6,5	6,3	5,6	5,7	5,5
Evolution		-3%	-10%	1%	

Après une hausse en 2021 et en 2022, le tarif de fourniture **baisse** de :

- 3 % en avril 2023 pour les tranches tarifaires P1, P2 et P3 et 4% pour les tranches P4, P5 et P6,
- 10 % en août 2023 pour toutes les tranches tarifaires

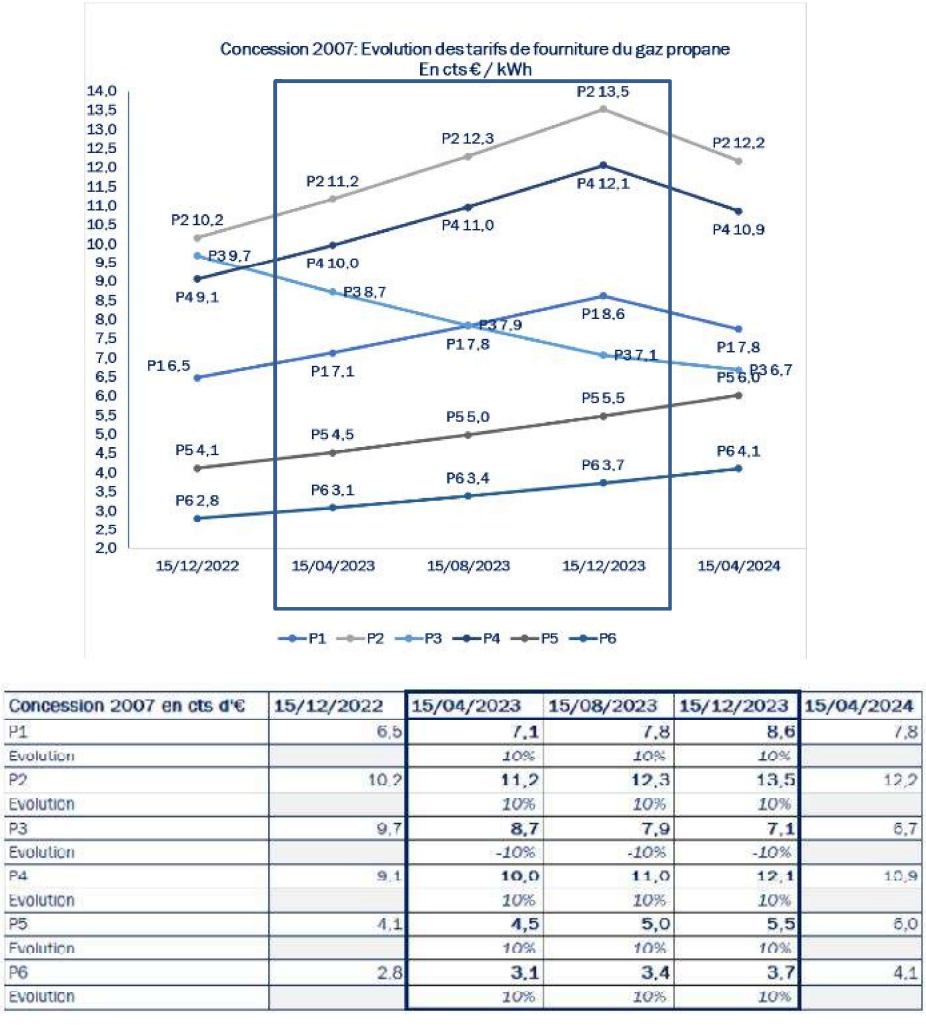
Les prix de vente calculés ont fortement baissé en avril et août 2023.

En décembre 2023, le prix d'achat du gaz repart à la hausse et avec lui les prix calculés (entre +1 et +4%).

⁸ Tarifs en €TTC intégrant la TICPE.

⁹ Tarifs en Cts HT d'€ hors TICPE.

Pour ce qui concerne la Concession 2007¹⁰ :



Après une année 2022 où le tarif de fourniture a évolué à la hausse (+10 % pour toutes les tranches tarifaires), le tarif a de nouveau augmenté en 2023 (+10%, sauf pour la tranche tarifaire P3 pour laquelle le tarif a au contraire baissé de 10%). Ces évolutions sont liées :

- Soit à la mise en place du lissage des prix vente, lorsque le prix calculé dépasse de plus de 10 %, le prix de vente de la période antérieure. Dès lors, le reliquat de prix non perçu est reporté sur la période tarifaire suivante.
- Soit au fait que le reliquat constitué précédemment est apuré dans la limite d'une augmentation de 10 % par rapport au prix de vente de la période antérieure.

Pour ce qui concerne la Concession 2012¹¹ :

Concession 2012 : Évolution des tarifs de fourniture de gaz propane – En cts €/kWh						
Tranches tarifaires	Décembre 2022	Avril 2023	Août 2023	Décembre 2023	Avril 2024	Évolution 2022/2023
P1	13,0	13,8	13,8	13,8	13,8	6 %
P2	10,6	11,4	11,4	11,4	11,4	7,5 %
P3	10,2	11,0	11,0	11,0	11,0	7,8 %
P4	9,9	10,7	10,7	10,7	10,7	8 %
P5	9,6	10,4	10,4	10,4	10,4	8,3 %
P6	9,4	10,2	10,2	10,2	10,2	8,5 %

Après avoir assez fortement augmenté en 2022, le tarif de fourniture du gaz propane a progressé en 2023 entre 6 % et 8,5 % en fonction des tranches tarifaires.

d) Évolutions du tarif de l'abonnement

Évolution du tarif des abonnements en € HT/kWh par Concession							
Tranches tarifaires		Concession 2005		Concession 2007		Concession 2012	
		Avril 2022	Avril 2023	Avril 2022	Avril 2023	Août 2022	Août 2023
A1	De 0 à 9,999 kWh	19,1	19,8	17,9	18,6	14,2	14,2
A2 et A3	De 10 000 à 60 000 kWh	16,8	17,4	15,8	16,4	14,2	14,2
A4	> 300 000 kWh	28,9	30,0	15,8	16,4	21,5	21,5
A5 et A6	Plus de 300 000 kWh	27,5	28,6	27,1	28,1	23,2	23,2
Évolution		1,9 %	3,9 %	1,8 %	3,8 %	0 %	0 %

À compter du 15 avril 2023, le prix de l'abonnement progresse de 3,9 % pour ce qui concerne la Concession 2005 et de 3,8 % pour ce qui concerne la Concession 2007.
Pour ce qui concerne la Concession 2012, le prix de l'abonnement n'a pas évolué depuis le 1^{er} août 2021.

e) Évolutions du tarif des prestations annexes

Le Concessionnaire réalise un certain nombre de prestations comprises dans le tarif de fourniture du gaz propane. Il s'agit des prestations suivantes :

- Annonce passage releveur (Communication de la date et heure du passage du releveur pour les clients dont l'index du compteur n'est pas accessible),
- Auto relève suite a absence au relève cyclique (Si l'index du compteur est inaccessible et si le client est absent lors du passage du releveur, le client peut communiquer lui-même son index au distributeur),
- Continuité de l'acheminement et de la livraison fourniture (Assurer la continuité de l'acheminement et de la livraison),
- Pose, entretien et renouvellement des compteurs et détendeurs (Maintien à disposition et remplacement des équipements de comptage et de détente défectueux pour les compteurs de débits inférieurs à 16 m3/h),
- Information coupure (Informar l'Autorité concédante, les clients et les fournisseurs d'une interruption de service pour cause d'investissement, de raccordement, de mise en conformité ou de maintenance du réseau concédé),
- Intervention de dépannage et de réparation,
- Intervention de sécurité (Intervention du distributeur en cas d'odeur de gaz, d'incendie ou d'explosion),
- Mise hors service à la suite de la résiliation du contrat de fourniture (Mise hors service de l'installation avec fermeture et plombage du robinet compteur, relevé de l'index de clôture),

¹⁰ Tarifs en Cts HT d'€ hors TICPE.

¹¹ Tarifs en Cts HT d'€ hors TICPE

- Numéro de sécurité 24 h/24 (Mise à disposition d'un numéro d'urgence accessible 24 h/24, visible sur la facture du Concessionnaire),
- Relevé cyclique (le relevé de compteur est effectué par le Concessionnaire avec une fréquence semestrielle),
- Prise de rendez-vous téléphonique gaz (prise de rendez-vous pour une étude),
- Vérification périodique d'étalonnage (VPE) des compteurs et des convertisseurs (Le Concessionnaire confie à un laboratoire agréé la VPE afin de vérifier la justesse de la mesure. Il effectue la coupure, la dépose, la VPE, la repose et la remise en service du compteur).

Il réalise, en outre, un certain nombre d'autres prestations payantes à l'acte, dont le tarif est actualisé une fois par an. Le tarif de ces prestations est indiqué par Concession ci-dessous (en € HT).

Concession 2005 – Nature de l'intervention	Avril 2022	Avril 2023
Raccordement lors des travaux de 1 ^{er} établissement	455,9	473,7
Raccordement après travaux de 1 ^{er} établissement	896,9	931,9
Raccordement après travaux de premier établissement dans le cas d'opération d'ensemble d'au moins 10 branchements	455,9	473,7
Ouverture du compteur – Mise en service	67,3	69,9
Relève spécifique	67,3	69,9
Vérification visuelle du compteur à la demande d'un client (pas de défaut constaté)	67,3	69,9
Vérification en laboratoire du compteur à la demande d'un client (compteur reconnu exact)	336,3	349,5
Déplacement d'un compteur à la demande du client	Sur devis au coût réel	
Défaut de règlement d'un client particulier	Intérêt de retard calculé au taux de base bancaire majoré de 5 points	
Défaut de règlement d'un client professionnel	Intérêt de retard calculé au taux de base bancaire, majoré de 5 points-Pénalités de retard équivalent à 1,5 fois le taux d'intérêt légal	
Modifications du contrat	Intérêt de retard calculé au taux de base bancaire majoré de 5 points	
Diagnostic installation intérieure	120,7	125,4
Encastrement du coffret de comptage (saignée et niche) dans un mur en pierre apparente	201,1	209
Encastrement du coffret de comptage (saignée et niche) dans un mur de nature différente	134,1	139,3

Le tarif des prestations annexes réalisées par le Concessionnaire a évolué de **3,9 %** en avril 2023.

Concession 2007 – Nature de l'intervention	Avril 2022	Avril 2023
Raccordement lors des travaux de 1 ^{er} établissement	428,2	444,7
Raccordement après travaux de 1 ^{er} établissement	842,5	874,9
Raccordement après travaux de premier établissement dans le cas d'opération d'ensemble d'au moins 10 branchements	428,2	444,7
Ouverture du compteur – Mise en service	63,2	65,6
Encastrement coffret de comptage (saignée et niche) dans un mur en pierre apparente	188,9	196,2
Encastrement coffret de comptage (saignée et niche) dans un mur de nature différente	126	130,8
Relevé spécifique	63,2	65,6
Vérification visuelle du compteur à la demande d'un client (Pas de défaut constaté)	63,2	65,6
Vérification en laboratoire du compteur à la demande d'un client (compteur reconnu exact)	316	328,1
Déplacement d'un compteur à la demande du client	Sur devis au coût réel	
Défaut de règlement d'un client particulier	Intérêt de retard calculé au taux de base bancaire majoré de 5 points	
Défaut de règlement d'un client professionnel	Intérêt de retard calculé au taux de base bancaire majoré de 5 points + Pénalités de retard équivalent à 1,5 fois le taux d'intérêt légal	

Concession 2007 – Nature de l'intervention	Avril 2022	Avril 2023
Diagnostic installation intérieure	113,4	117,7

Les tarifs des prestations annexes réalisées par le Concessionnaire ont évolué de **3,8 %** en avril 2023.

Pour ce qui concerne la Concession 2012 :

Concession 2012 – Nature de l'intervention	Août 2022	Août 2023
Raccordement lors des travaux de 1 ^{er} établissement inférieur égal à 16 nm³/h	340	340
Raccordement après travaux de 1 ^{er} établissement	668,9	668,9
Ouverture du compteur – mise en service	54	54
Fermeture du compteur	70,8	70,8
Mise à 0 du compteur	250,8	250,8
Relevé spécifique	62,5	62,5
Vérification visuelle du compteur à la demande d'un client (pas de défaut constaté)	62,5	62,5
Vérification en laboratoire du compteur à la demande d'un client (compteur reconnu exact)	250,8	250,8
Encastrement du coffret de comptage (saignée et niche) dans un mur en pierre apparente	184,4	184,4
Encastrement du coffret de comptage (saignée et niche) dans un mur de nature différente	122,9	122,9

En aout 2023, les tarifs des prestations annexes réalisées par le Concessionnaire n'ont **pas évolué**.

4. La facturation

Selon le Concessionnaire, les usagers disposent **de deux modalités de facturation** :

- **La facturation « Primabonnement » (PA)**, cette modalité de facturation permet à l'usager de **mensualiser** les paiements de ses factures et de les étaler sur l'année. Le règlement des factures s'effectue par **prélèvement automatique**. L'usager reçoit chaque année à la date anniversaire de son adhésion au primabonnement un échéancier mensuel sur 10 mensualités. Une consolidation des factures de l'usager calculée sur la consommation réelle intervient au bout de la 10^{ème} mensualité avec 2 possibilités :
 - soit le solde est en faveur de l'usager et PRIMAGAZ rembourse sous un mois (voir ci-dessous le tableau relatif aux modalités d'utilisation des avoirs),
 - soit le solde est en faveur de PRIMAGAZ et PRIMAGAZ effectue un ou deux prélèvements mensuels du solde restant.

En cours d'exercice, l'usager a la possibilité d'adresser au Concessionnaire un relevé de son index compteur afin de réajuster ses mensualités, notamment en cas d'écart notable par rapport à son relevé prévisionnel de consommation. Les prélèvements sont effectués à la date choisie par l'usager au moment de la souscription.

- **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.

L'usager peut régler sa facture selon plusieurs modes : par **prélèvement automatique**, par **Titre interbancaire de Paiement (TIP)**, par **chèque**, par **carte bancaire**, par **virement**, en **espèces** et **utiliser le chèque énergie**. L'usager peut utiliser son espace dédié sur internet dénommé « compte client PRIMAGAZ » afin de modifier son moyen de paiement¹². Cet espace client permet aussi de télécharger ou payer une facture de gaz par carte bancaire, de modifier ses coordonnées et de communiquer le relevé de compteur afin d'ajuster les factures à la consommation réelle en cas de facture bimestrielle.

Les formes de la facture sont de deux types :

- La facture électronique (le client doit régler par virement bancaire ou prélèvement automatique),
- La facture papier.

Selon les diverses modalités de règlement, le « remboursement » d'un éventuel trop-perçu varie :

Modalités de règlement	Modalités d'utilisation de l'avoir
Chèque	2 solutions : <ul style="list-style-type: none">◦ L'usager attend la prochaine facture et envoie le règlement de la différence en joignant le coupon de chacune des 2 pièces (l'avoir et la facture),◦ L'usager envoie dès la réception de l'avoir un RIB accompagné du coupon de l'avoir. Le Concessionnaire déclenche alors un remboursement de l'avoir par virement.
Titre interbancaire de Paiement SEPA (TIP)	L'usager envoie le coupon en demandant un remboursement immédiat (le Concessionnaire possède déjà un RIB puisque l'usager paie par TIP),
Prélèvement automatique	Le remboursement est fait automatiquement par PRIMAGAZ sans action de l'usager.
Mensualisation	L'avoir sera automatiquement déduit de la mensualisation.

¹² Le paiement des factures est à effectuer dans les 15 jours suivants la date d'émission de la facture.



Éléments à retenir

Transmission du relevé du compteur avant la facturation : L'utilisateur peut transmettre régulièrement le relevé de son compteur de gaz afin d'ajuster sa facturation à sa consommation réelle. Les informations doivent être transmises dans les 10 jours précédant la date habituelle de facturation de l'utilisateur afin d'être prise en compte par le Concessionnaire. La transmission s'effectue par téléphone ou sur l'espace client de l'utilisateur.

Composition de la facture : La facture est composée de deux parties

1) **Une synthèse** décomposant les montants dus pour ce qui concerne la consommation de gaz et les abonnements et services hors taxes, les montants de TVA associés pour chacun de ces composants (TVA à 5,5 % pour les abonnements et 20 % pour la consommation de gaz) et le montant dû toutes taxes comprises.

À retenir : depuis le 1^{er} avril 2018, la Taxe Intérieure de Consommation sur les Produits Énergétiques (TICPE) à usage combustible est due, elle est fixée à 0,004 8 € HT/kWh, soit 0,005 8 € TTC/kWh.

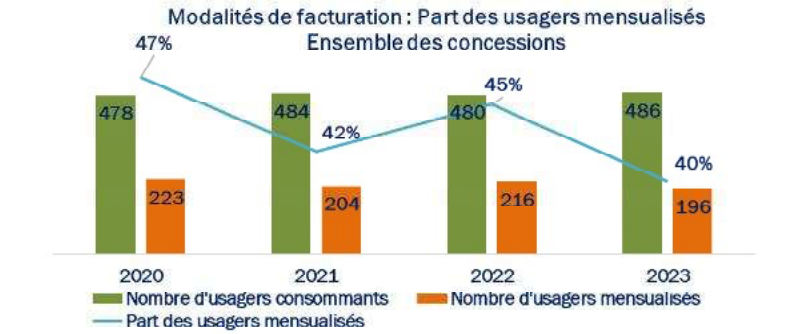
2) **Un détail de la consommation de gaz et des abonnements et services.** Le détail de la consommation de gaz fait apparaître les données suivantes :

Votre consommation de gaz	- Identification de tranche tarifaire, - Identification d'une facturation sur la base d'un index estimé ou réel.
Ancien relevé (m³)	
Nouveau relevé (m³)	
Différence (m³)	
Coefficient de conversion (kWh/m³)	Coefficient permettant de transformer les m³ en kWh.
Quantité	
Unité	kWh
Prix unitaire HT	Prix pour 1 kWh hors taxes de propane.
Montant HT	Montant hors taxes en €.
TVA	Indication du taux de TVA.



Les coefficients de conversion utiles sont reportés en annexe n° 1 du présent rapport.

a) La mensualisation



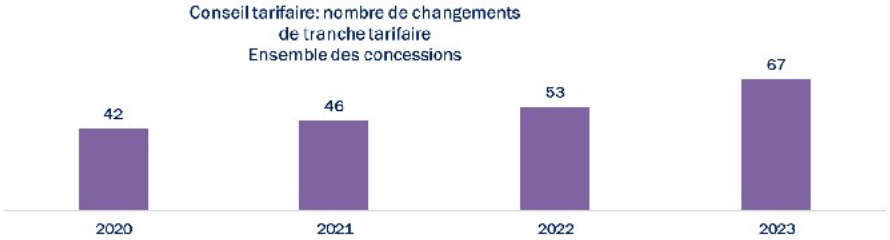
40% des usagers sur l'ensemble des Concessions sont des usagers mensualisés. La mensualisation présente l'avantage de lisser la consommation de l'utilisateur sur l'année.

60% des usagers sont donc facturés bimensuellement.



Après une hausse en 2022, la proportion d'utilisateurs mensualisés baisse de 5 points en 2023. Cet indicateur reste à surveiller.

b) Le conseil tarifaire



Le Concessionnaire communique le nombre de changements de tranches tarifaires intervenus dans l'année à la suite de la consolidation des tarifs sociaux et des tarifs des collectivités publiques, et lors de la conclusion d'un nouveau contrat de fourniture d'énergie sur un point de livraison.



Le Concessionnaire opère ces modifications de tarifs par un contrôle manuel exhaustif des consommations de l'année N-1. Aucune évolution de son système de facturation afin d'automatiser ces changements n'est prévue à court terme. Cette situation qui laisse la place à l'erreur humaine semble peu pertinente à l'Autorité concédante.

En dehors de ces cas, le Concessionnaire ne prend pas l'attache de l'utilisateur, si les consommations échues de ce dernier ne sont plus adaptées à la tranche tarifaire indiquée dans son contrat de fourniture. Le Concédant rappelle que les fournisseurs d'énergie sont tenus à un devoir d'information et de conseil. Cette obligation trouve à s'appliquer au moment de la conclusion du contrat et en cours de contrat.



Le Concédant souhaite que le concessionnaire fasse évoluer ses pratiques ainsi que les conditions générales de vente de ses contrats de fourniture, afin de proposer automatiquement à ses clients l'option tarifaire la mieux adaptée au niveau des consommations annuelles échues.

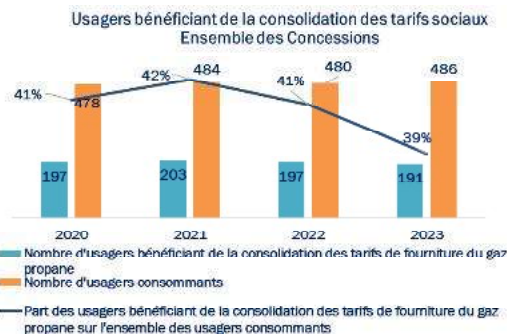
c) La consolidation



Les dispositions des cahiers des charges des Concessions organisent une consolidation des consommations des locataires de logements sociaux. Ces dispositions sont reproduites ci-dessous :

Concession 2005 (Annexe 3 Article 1)	Concession 2007 (Annexe 2 Article 1)	Concession 2012 (Annexe 3 Article 1)
Le tarif, applicable au locataire, est fonction de la consolidation des consommations des logements du bailleur social pour le tarif de fourniture de gaz , sur la commune de résidence du locataire de ce bailleur .	Le tarif, applicable au locataire, est fonction de la consolidation des consommations des logements du bailleur social pour le tarif de fourniture de gaz , sur la commune de résidence du locataire de ce bailleur .	Les usagers bénéficiant d'un logement social, en tant que titulaires d'un bail dument conclu avec un bailleur social, pourront prétendre appartenir à cette catégorie. Le coût de l'abonnement correspondra à la tranche tarifaire de chaque logement. La consolidation des consommations est limitée à la tranche P3 . Ce principe de consolidation des consommations est également applicable aux collectivités locales. La consolidation des consommations est limitée à la tranche P3.
Le coût de l'abonnement correspondra à la tranche tarifaire de chaque logement.	Le coût de l'abonnement correspondra à la tranche tarifaire de chaque logement.	Le coût de l'abonnement correspondra à la tranche tarifaire de chaque logement.
Ce principe de consolidation des consommations est également applicable aux collectivités pour leurs sites.	Ce principe de consolidation des consommations est également applicable aux collectivités pour leurs sites.	Ce principe de consolidation des consommations est également applicable aux collectivités pour leurs sites.

Le nombre d'usagers concernés varie peu d'une année à l'autre. **En 2023, 191 usagers ont bénéficié de la consolidation des tarifs de fourniture de gaz propane** soit, 88 usagers pour la Concession 2005 et 103 usagers pour la Concession 2007. Aucun usager de la Concession 2012 n'a bénéficié de cette modalité de mise en œuvre des tarifs de fourniture de gaz propane.



La proportion d'usagers bénéficiant de la consolidation des tarifs est importante. En 2023, 39% des usagers ont bénéficié de cette modalité de mise en œuvre des tarifs de fourniture de gaz propane.

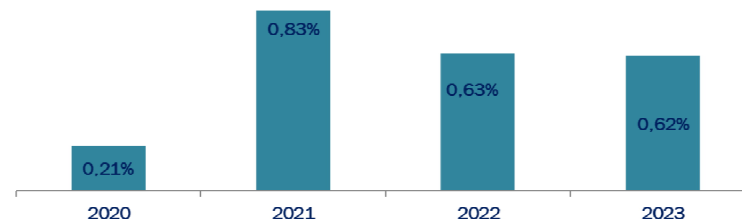
Lors de la mission de contrôle, le Concessionnaire a décrit les modalités de mise en œuvre de la consolidation des tarifs de fourniture de gaz propane. Le Concessionnaire a indiqué que la consolidation des consommations de trois bailleurs sociaux était intervenue sur l'année 2023 sur la base des consommations d'une année pleine à savoir l'année 2022.

L'Autorité concédante souhaite que la consolidation des tarifs soit mise en œuvre rapidement et sur des volumes réels, autant que faire se peut, afin que l'utilisateur se voie facturer le tarif issu de la consolidation au plus tôt.

5. Les prestations réalisées par le Concessionnaire

a) La relève des compteurs

Ensemble des concessions : Taux de non relève des compteurs



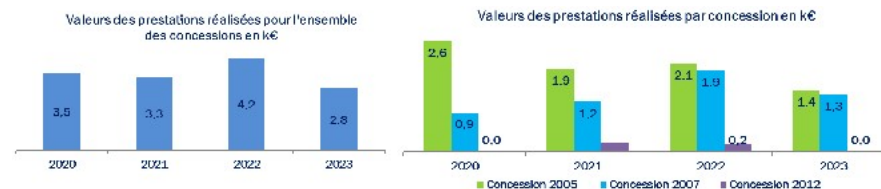
Le Concessionnaire externalise la relève des compteurs à 100 %.

La relève des compteurs est habituellement réalisée deux fois par an, au printemps et en automne. En 2023, la relève a eu lieu une seule fois, au printemps, entre le 15 mars et le 15 avril.



Le taux de non-relève est bon pour l'ensemble des Concessions (Concession 2005 : 0%, Concession 2007 : 1,4% et Concession 2012 : 0%). Le taux moyen de non-relève pour l'ensemble des Concessions s'élève à 0,62%. Aucun compteur n'a été inaccessible sur le périmètre concédé en 2023.

b) Les prestations onéreuses facturées par le Concessionnaire



Sur l'ensemble des Concessions en 2023, le Concessionnaire a facturé 30 ouvertures, une fermeture de compteur sur 32 fermetures, 2 enlèvements et un diagnostic. Plusieurs anomalies de facturation ont été relevées par le Concédant. Le Concessionnaire a reconnu ces erreurs et souligné que nouvel outil de facturation devrait permettre d'éviter ces erreurs humaines.

c) Le suivi de la garantie des services

Le suivi de la garantie des services concerne une partie des prestations réalisées par le Concessionnaire. Elle vise à lui imposer de réaliser ces prestations dans des délais fixés aux cahiers des charges. Il s'agit des prestations suivantes : demande de mise en service, réalisation d'un branchement, résiliation (relève des index), dépannage, branchement, réponse aux courriers des abonnés, rendez-vous.

Les délais de réalisation sont identiques pour les Concessions 2005 et 2007. Pour ce qui concerne la Concession 2012, ces délais sont plus longs (article 10.6 du Cahier des charges), notamment en ce qui concerne un dépannage sur branchement pour lequel l'engagement de délai est de 24 heures après l'appel au lieu de 4 heures pour les Concessions 2005 et 2007.

Le suivi de la garantie des services (GDS) n'est pas réalisé par le Concessionnaire. **Il assure cependant respecter ses engagements de service, mais :**

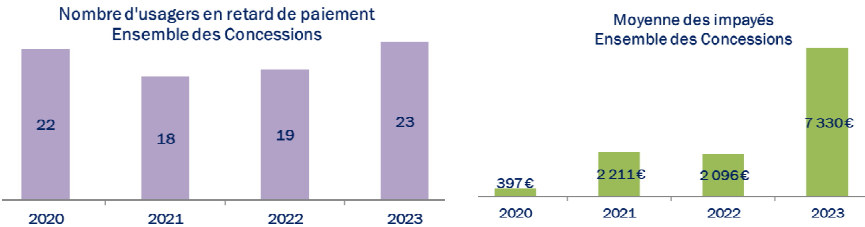
- Il ne dispose pas d'outils permettant de mesurer le respect des délais mentionnés dans la garantie des services.

- Lors d'un contrôle précédent, le Concessionnaire a indiqué que son prestataire intervient selon la gravité du dépannage d'un branchement, détendeur ou compteur en panne, soit :
 - Pour une mise en sécurité, son intervention est rapide et inférieure à 6 heures,
 - Concernant une panne bloquante, l'intervention est prévue dans la journée,
 - Concernant une panne non bloquante, la prestation est réalisée dans les 30 jours suivant l'appel de l'utilisateur au Service Technique.

 Cette réponse du Concessionnaire semble remettre en cause sa remarque selon laquelle il respecterait ses engagements de service puisque le délai de dépannage d'un branchement est d'au maximum 4 heures au titre des Concessions 2005 et 2007. **Il apparaît nécessaire d'échanger avec le Concessionnaire pour mettre en place une garantie des services permettant de suivre le respect des délais de réalisation des prestations et d'harmoniser ces délais pour les 3 Concessions.**

6. Les impayés, la trêve hivernale, le chèque énergie et le bouclier tarifaire

a) Les usagers en difficultés de paiement



Un usager est en retard de paiement dès lors qu'il a un passif exigible à devoir à son créancier et qu'il lui est impossible de faire face à sa dette. Pour le Concessionnaire, un usager est en grande difficulté de paiement lorsqu'il est en retard de paiement de plus de 100 jours.

En 2023, la photo du nombre d'utilisateurs en retard de paiement au 31 décembre de l'année fait apparaître un nombre d'utilisateurs concernés plutôt stable.

Ainsi, 5% des utilisateurs consommateurs de l'ensemble des Concessions étaient en retard de paiement au terme de l'année 2023, soit un point de plus que l'exercice précédent.

Le montant moyen de leur créance augmente quant à lui fortement. Cette situation est liée à un utilisateur gros consommateur en situation de redressement judiciaire.



2 utilisateurs ont été coupés en 2023. Le nombre d'utilisateurs coupés diminue très nettement par rapport à l'exercice précédent (18 utilisateurs ont été coupés en 2022).

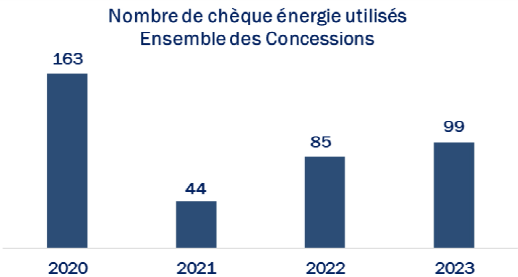
b) Mise en œuvre de la trêve hivernale

La trêve hivernale des coupures d'énergie a été instaurée en 2013. Elle s'étend du 1^{er} novembre au 31 mars de l'année suivante, comme la trêve concernant les expulsions locatives. Pendant cette période, les fournisseurs d'énergie ne peuvent pas faire procéder à l'interruption de la fourniture d'électricité et de gaz naturel de leurs clients particuliers, pour leur résidence principale, au motif d'un impayé par les gestionnaires de réseaux.



Les énergies autres que l'électricité, le gaz naturel et le chauffage urbain ne sont pas concernées par la trêve hivernale. La trêve hivernale ne concerne que la résidence principale. **Le Concessionnaire n'est pas soumis à la trêve hivernale. Cependant, depuis 2020, il déclare la mettre en œuvre.**

c) L'utilisation du chèque énergie



Le chèque énergie est une aide de l'État destinée aux ménages aux revenus modestes. Il les aide à payer leurs factures d'énergie (électricité, gaz naturel, combustibles comme le propane, le bois ou le fioul...) ou des travaux de rénovation énergétique.

Il est attribué en fonction des revenus et de la composition du ménage (personnes vivant sous le même toit) déclarés à l'administration fiscale. Il est adressé automatiquement aux bénéficiaires, généralement au mois d'avril, sans démarche de leur part.

Il est d'un montant en moyenne de 150 €.

À noter : entre le mois de décembre 2022 et mi-février 2023, un chèque énergie exceptionnel de 100 € à 200 € avait été adressé aux ménages à revenus modestes (40 % des ménages, soit 12 millions de foyers).

Le site du Concessionnaire présente 2 modes d'utilisation du chèque énergie :

- Par courrier adressé à PRIMAGAZ
- En se connectant au portail chèque énergie

En 2023, 99 chèques énergie ont été encaissés, ainsi 21% des usagers des Concessions ont utilisé un chèque énergie pour régler leur facture de gaz.

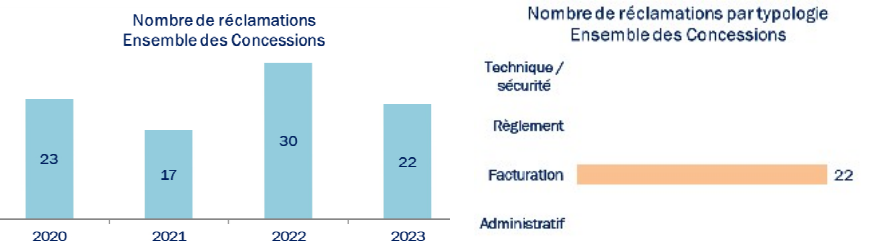
d) Le bouclier tarifaire

En octobre 2021, le gouvernement, dans le cadre du projet de la loi de finances 2022, avait mis en place un bouclier tarifaire qui avait été prolongé en 2022. L'objectif de cette mesure était de protéger les usagers face à l'augmentation des prix de l'énergie.

Ce bouclier a été prolongé en 2023, mais seuls l'électricité et le gaz naturel sont concernés. **Les autres énergies dont fait partie le gaz propane sont exclues de ce plafonnement des prix.**

7. Les réclamations et la satisfaction des usagers

a) Les réclamations



L'Autorité concédante souligne la transmission par le Concessionnaire de son registre des réclamations. **Il est recensé 22 réclamations en 2023 contre 30 en 2022.** Le nombre de réclamations baisse à nouveau après une année de hausse en 2022.

Si on rapporte le nombre de réclamations, au nombre d'usagers, 5% des usagers ont présenté une réclamation en 2023.

Comme les exercices précédents, les réclamations concernent exclusivement la facturation (22).

b) Les enquêtes de satisfaction

La société PRIMAGAZ n'a pas mené d'enquête de satisfaction en 2023, mais précise qu'il questionne mensuellement les usagers ayant fait part d'une demande ou d'une réclamation auprès du service client, sous réserve d'avoir leur adresse électronique.

Par ailleurs trimestriellement, une enquête de satisfaction par courriel et téléphone est réalisée sur un échantillon aléatoire de clients à la maille de l'ensemble des activités de la société.



L'Autorité concédante ne peut que regretter cette situation, car elle ne dispose pas d'indicateurs permettant de mesurer la satisfaction des usagers.

8. BILAN DE LA PARTIE USAGERS

POINTS FORTS :

- ✔ Tous les usagers bénéficient des tarifs négociés dans le cadre des Concessions qu'ils soient raccordés ou non au réseau.
- ✔ Nette baisse du nombre d'usagers coupés (2 en 2023, 18 en 2022).
- ✔ Baisse du nombre de réclamations (22 en 2023 contre 30 en 2022).
- ✔ Le bon taux de non-relève,
- ✔ Le Concessionnaire met en œuvre la trêve hivernale.

POINTS EN ATTENTE OU À SURVEILLER :

- ☀ L'Autorité concédante souhaite Identifier les données qui entraînent une évolution du barème Primacompteur (Concession 2012),
- ☀ La proportion d'usagers mensualisés reste à surveiller,
- ☀ La pratique du conseil tarifaire est à parfaire,
- ☀ La mise en œuvre de la consolidation tarifaire doit être plus rapide,
- ☀ L'Autorité concédante reste dans l'attente d'un indicateur permettant de mesurer la satisfaction des usagers.

POINT FAIBLE OU EN ATTENTE RÉCURRENTE :

- ✖ L'absence de suivi de la garantie des services.
- ☀ La facturation ayant été interrompue à partir de novembre 2023, les données relatives aux volumes consommés pour l'ensemble des Concessions doivent être complétées. Une erreur de facturation complexifie l'analyse de la consommation sur le périmètre de la Concession 2007.

II. LES TRAVAUX RÉALISÉS DANS L'ANNÉE

1. Les échanges d'informations dans le cadre des opérations de travaux

☀ Depuis la mission de contrôle 2013, le Concédant fait le constat récurrent de la nécessité d'optimiser la transmission à son attention des informations relatives aux travaux du Concessionnaire en amont de leur réalisation. Sur ce sujet, l'Autorité concédante n'a pas observé d'amélioration en 2023.

a) Transmission des procès-verbaux d'essai et de réception :

Pour les travaux réalisés en 2023, PRIMAGAZ a transmis 3 procès-verbaux d'essai et 2 procès-verbaux de réception d'ouvrage.

☀ La complétude de ces documents reste à parfaire : le Concédant attend que le Concessionnaire lui communique des procès-verbaux de réception d'ouvrage dûment signés par les parties.

b) Transmission des études de faisabilité technico-économique:

Le Concessionnaire a communiqué à l'Autorité concédante une étude de faisabilité technico-économique en 2023.

Ces études concernent la faisabilité technico-économique des extensions de réseau situées à plus de 25 mètres du réseau existant. Elles sont aussi dénommées études de rentabilité ou études de B/I (Bénéfices/Investissements).

c) Réunion avec les communes et le Concédant:

La mise en œuvre des rencontres annuelles avec les communes permet, notamment, de bénéficier d'ouvertures de voiries et d'anticiper les éventuelles réfections définitives (coordinations de travaux).

Comme lors des années précédentes, le Concessionnaire n'a pas transmis son programme de travaux aux communes ou à l'Autorité concédante ni participé à aucune réunion annuelle avec les communes.

☀ 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.

Remarques complémentaires:

☀ L'exercice précédent, le Concédant a relevé que les données portées sur les procès-verbaux relatifs aux travaux réalisés en 2022 n'étaient pas en concordance avec les données des inventaires techniques des ouvrages réalisés en 2022. Le Concessionnaire a fourni des explications lors de la mission de contrôle 2024 (données 2023), et sensibilisé son prestataire à la nécessité de parfaire la complétude de ces documents. Le Concédant souhaite que le Concessionnaire fiabilise les données mentionnées sur les documents remis pas ses prestataires.

2. Les extensions de réseau de distribution

Le Concessionnaire, au regard de ses obligations contractuelles, est notamment chargé d'établir à ses frais, dans le périmètre des Concessions, tous les ouvrages et les canalisations qu'il jugera utile dans l'intérêt du service concédé. Les travaux sont identifiés selon leur nature comme des :

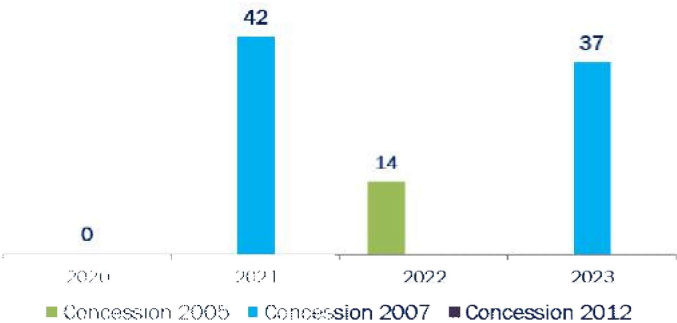
- Travaux de **premier établissement**,
- Travaux d'entretien et de grosses réparations,
- **Travaux relatifs aux branchements et compteurs**,
- Travaux de renouvellement,
- Travaux neufs de **densification, d'extension** et de renforcement.

Le Concessionnaire a mené à bien ses obligations de création des réseaux de 1^{er} établissement qui couraient jusqu'en 2010 pour la Concession 2005, 2011 pour la Concession 2007 et 2013 pour la Concession 2012, à l'exception de ceux portant sur le Commune de Basly.

⇒ **Concession 2007 — situation particulière de la commune de BASLY** : l'article 8 de l'annexe 1 du cahier des charges de la Concession impose la réalisation de 700 m de réseau de 1^{er} établissement sur cette commune. Ce réseau n'a pas été réalisé à ce jour au motif qu'aucun site de stockage à proximité des prospects n'a pu faire l'objet d'un consensus entre le Concessionnaire, l'Autorité concédante et la Commune.

Depuis lors, le Concessionnaire est entré dans une phase de densification et d'extension des réseaux en fonction des demandes des usagers. Dans le cadre de la mission de contrôle, il s'agit ici d'identifier les travaux d'extension réalisés par le Concessionnaire dans l'année.

Les extensions de réseau par Concession de 2020 à 2023 :



Le Concessionnaire a réalisé une extension sur la Commune d'Orbec (Concession 2007) pour laquelle il a posé 37 mètres de canalisations de distribution.

Aucune extension de réseau n'a été réalisée sur les Concessions 2005 et 2012.

Les longueurs d'extension réalisées en 2023 sont très en retrait par rapport aux extensions réalisées en 2018 et 2019 (respectivement 120 et 422 mètres). On relève depuis 4 ans un net ralentissement du linéaire d'extension. Cette tendance semble s'inscrire dans le temps.

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. Il peut générer la création d'un ou plusieurs points de comptage et d'estimation. 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) :
Identifiant unique d'un lieu de livraison de gaz, il peut être actif, inactif ou improductif. Un PCE est dit actif lorsqu'un contrat de fourniture étant rattaché à ce point, il enregistre une consommation dans l'année et inactif dans le cas contraire. Il est improductif lorsque le compteur est déposé.

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 2005-2007-2012

Les forfaits de raccordement et de mise en service des compteurs comprennent :

- la fourniture et la mise en place du coffret de comptage et de détente (hors saignée et niche) et de son socle si nécessaire,
- la réalisation de la tranchée, de son remblaiement et de sa réfection dans la limite de **15 m pour le branchement** (pour les Concessions 2005 et 2007)*,
- la fourniture, la pose et la mise en service du compteur.

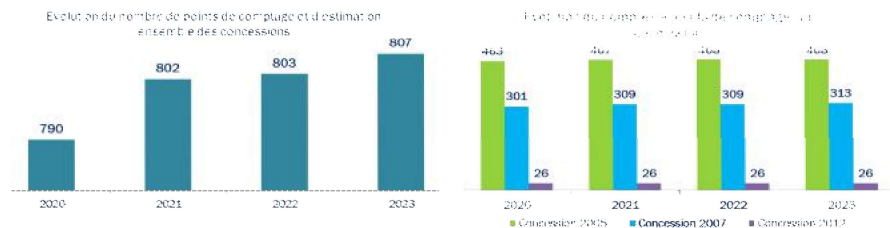
Les extensions de réseau sont financées par le Concessionnaire lorsqu'elles sont situées à moins de 25 mètres du réseau existant.
Lorsque ces extensions sont situées à plus de 25 mètres du réseau existant, le Concessionnaire est tenu de réaliser une **étude de faisabilité technico-économique**, qui prend en compte l'investissement à réaliser et la rentabilité de l'opération pour le Concessionnaire.

Si la rentabilité économique de l'opération n'est pas atteinte, le Concessionnaire peut **demandeur aux usagers une participation complémentaire au forfait de raccordement sur la base des dépenses réelles de construction du raccordement augmentées des frais généraux.**

***À noter :** Ces dispositions diffèrent pour la concession 2012 qui ne fixe pas de longueur maximum pour la canalisation de branchement dans le cadre de l'application du forfait de raccordement.

Tarification des prestations – Avril 2023 en € HT (TVA 20 %)			
	Concession 2005	Concession 2007	Concession 2012
Forfait « raccordement après travaux de 1 ^{er} établissement »	931,90	874,84	668,9
Prestation « Ouverture du compteur – Mise en service »	69,90	65,62	54,06

3. Les points de comptage et d'estimation (PCE)



En audit, le Concessionnaire a précisé ce qu'il comptabilise sous le terme de « raccordements » : il s'agit du nombre de points de comptage et d'estimation (PCE) sur le réseau, c'est-à-dire le nombre de points de livraison de gaz, que ce point de livraison enregistre ou non des consommations (un PCE est dit actif lorsqu'un contrat de fourniture étant rattaché à ce point, il enregistre une consommation dans l'année et inactif dans le cas contraire. Il est improductif lorsque le compteur est déposé).

Ainsi, le nombre de PCE ne correspond, ni au nombre d'opérations de travaux raccordement, ni au nombre de liaisons réseau, ni à celui des prises de branchement à déclencheur intégré (PBDI), ni au nombre de coffrets de comptage, ni au nombre de compteurs (certains PCE ne sont pas équipés de compteurs — quand l'utilisateur n'a pas signé de contrat de fourniture — ou ne sont plus équipés de compteurs — quand l'utilisateur a résilié son contrat).

Le nombre de PCE recouvre donc en fait le nombre de consommateurs actifs et potentiels.

a) Le nombre de PCE



La Concession 2005 compte 468 PCE, la Concession 2007 dénombre 313 PCE et la Concession 2012 comptabilise 26 PCE. On comptabilise donc **807 PCE sur l'ensemble des Concessions. Seule la Concession 2007 voit le nombre de PCE évoluer. Cette progression est malgré tout très faible** : le nombre de PCE varie de 4.

b) Le nombre de PCE actif

La Concession 2005 comptabilise 264 PCE actifs (ou usagers consommateurs), la Concession 2007 en compte 213 et, la Concession 2012 en compte 9. On dénombre donc **486 usagers consommateurs pour l'ensemble des Concessions en progression légère de 6 usagers par rapport à l'exercice précédent**. Par rapport à 2022, la Concession 2005 gagne 2 usagers consommateurs, la Concession 2007 compte 5 usagers supplémentaires, la Concession 2012 en compte 1 de moins.

c) Le taux de pénétration



En 2023, **les taux de pénétration**, qui permettent de mesurer la proportion de PCE actifs sur l'ensemble des PCE dans l'année pour chaque Concession, sont de **56% pour la Concession 2005**, de **68% pour la Concession 2007** et seulement de **35% pour la Concession 2012**. Par rapport à ceux de 2022, on note une stagnation pour les Concessions 2005 et 2012 et une légère progression pour la Concession 2007 (67 % en 2022).

d) Le taux de PCE sans consommation



Pour l'ensemble des Concessions, le taux de PCE sans consommation¹³ est de 34%. Ce taux est relativement important malgré une légère baisse en 2023 (-6 points). Sur l'ensemble des Concessions, ce sont 277 points de livraison qui ne délivrent pas ou plus de gaz. À la maille de chaque concession, 38% des PCE de la Concession 2005, 27% des PCE de la Concession 2007 et 58% des PCE de la Concession 2012 sont sans consommation.

Plusieurs raisons peuvent expliquer cet état de fait :

- Le coût supporté par l'utilisateur de modification ou de création des installations intérieures,
- Le coût des travaux de tranchée et de pose de canalisations sur la parcelle supporté par l'utilisateur,
- Le coût de l'énergie,
- La surestimation des investissements de 1^{er} établissement.

Par ailleurs, la **Règlementation Environnementale dite « RE2020 »**, mise en œuvre depuis le 1^{er} 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 CO₂ (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.

PRIMAGAZ a réalisé une présentation au concédant de ses actions visant à distribuer une énergie moins carbonée le 15 novembre 2023.

Primagaz précise ainsi que son objectif est de distribuer 100% d'énergie bas carbone d'ici 2040.

Pour atteindre cet objectif, le Concessionnaire propose depuis 2018 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 Concessionnaire indique que 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 les représentants de la filière du biopropane pour mettre en place un **système de traçabilité du biopropane** afin de permettre 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 les Concessions 2005 et 2012, ce développement est nul. Les investissements improductifs viennent dégrader le résultat financier des Concessions.

La RE2020 limite le développement des réseaux de 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.

¹³ Les PCE sans consommation rassemblent les PCE inactifs et les PCE improductifs.



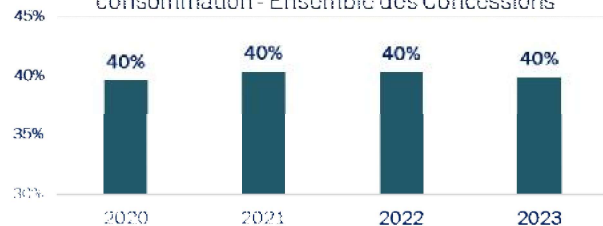
Les PCE à la maille communale

Concession 2005 Nom de la Commune	Nombre de PCE				Taux de pénétration	Taux de PCE sans consommation
	Actifs	Inactifs 14	dont improductifs	Total		
Colomby-Anguerny (Anguerny)	17	14	13	31	55%	45%
Anisy	24	38	32	62	39%	61%
Laize-Clinchamps (Clinchamps sur Orne)	77	42	35	118	65%	35%
Laize-Clinchamps (Laize la Ville)	16	55	55	72	22%	78%
Souleuvre-en-Bocage (Saint Martin des Besaces)	25	9	6	34	74%	26%
Trévières	105	46	36	151	70%	30%
Somme	264	204	177	468	56%	44%

Concession 2007 Nom de la Commune	Nombre de PCE				Taux de pénétration	Taux de PCE sans consommation
	Actifs	Inactifs	dont improductifs	Total		
Basly	0	0	0	0	Sans objet	Sans objet
Thue et Mue (Cheux)	34	13	11	47	72%	28%
La Vespière-Friardel (La Vespière)	12	6	0	18	67%	33%
Orbec	167	81	74	248	67%	33%
Somme	213	100	85	313	68%	32%

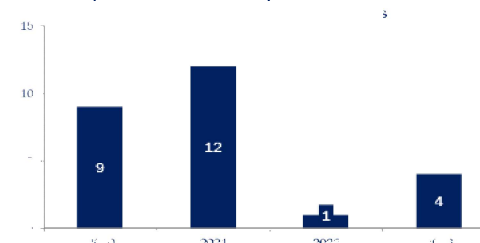
Concession 2012	Nombre de PCE				Taux de pénétration	Taux de PCE sans consommation
	Actifs	Inactifs	dont improductifs	Total		
Saint-Martin-de-Bienfaite-la-Cressonnière	9	17	15	26	35%	65%

Evolution du taux de PCE sans consommation - Ensemble des Concessions



4. Les travaux de raccordements

Évolution du nombre de raccordements réalisés sur l'ensemble des Concessions (vision « flux annuel ») de 2020 à 2023



En 2023, **4 raccordements** ont été mis en service sur l'ensemble des Concessions. Ces raccordements ont été mis en service dans le cadre de travaux de densification et d'extension sur la Concession 2007, commune d'Orbec. **Aucun raccordement n'a été réalisé sur les Concessions 2005 et 2012.**

L'Autorité concédante mesure le développement des Concessions au regard de l'évolution du taux de pénétration et du taux de PCE sans consommation mais aussi, au travers de plusieurs indicateurs liés aux raccordements réalisés. Il s'agit des indicateurs suivants :

- L'évolution du nombre de raccordements créés,
- L'évolution du linéaire moyen de canalisations de distribution par coffret,
- L'évolution du linéaire moyen de canalisations de distribution par PCE,
- L'évolution du linéaire moyen de canalisations de distribution par usager qui consomme.

Pour l'ensemble des Concessions :

- Le nombre de raccordements créés en 2023 est en légère augmentation par rapport à 2022. **Cependant, il est très inférieur à celui observé depuis 2018/2019.**
- La longueur cumulée moyenne de canalisations de distribution par coffret est de 33 mètres. Cet indicateur **évolue très lentement à la baisse** depuis 2015. Il est **en retrait par rapport à 2022 (- 1)**.
- La longueur cumulée moyenne de canalisations de distribution par PCE est de 33 mètres. **Cet indicateur évolue très lentement à la baisse** depuis 2015. Il est **stable depuis 2020**.
- Le linéaire moyen de réseau par usager qui consomme s'établit à 55 m, il évolue également **lentement à la baisse** depuis 2014. Là encore, il est **stable depuis 2020**.



Indicateurs de développement par Concession

Données 2022	Concession 2005	Concession 2007	Concession 2012
Longueur cumulée moyenne de réseau en mètre par coffret	34	31	55
Évolution	Stable depuis 2020	Diminue en 2023	Stable depuis 2019
Longueur cumulée moyenne de réseau en mètre par PCE	33	31	49
Évolution	Stable depuis 2020	Diminue en 2023	Stable depuis 2019
Linéaire moyen de réseau en mètre par usager consommant	59	46	141
Évolution	Stable depuis 2022	Diminue en 2023	Augmente en 2023
Taux de pénétration	54%	52%	35%
Évolution	Diminue en 2023	Diminue en 2023	Diminue en 2023
Taux de PCE sans consommation	38%	27%	58%
Évolution	Diminue en 2023	Diminue en 2023	Diminue en 2023

5. BILAN DE LA PARTIE TRAVAUX



POINTS EN ATTENTE OU À SURVEILLER :

- ➔ D'une manière générale, l'évolution des indicateurs de développement montre une baisse d'activité plus ou moins marquée avec, notamment :
 - Des longueurs d'extension qui sont très en retrait par rapport aux extensions réalisées en 2018 et 2019,
 - Un nombre de raccordements créés en fort retrait par rapport à la même période,
 - Un taux de pénétration de la Concession 2012,
 - Un taux de PCE sans consommation qui reste important quelle que soit la concession, et cela malgré une légère baisse (-6 points),
- ➔ Le développement (raccordements et extensions du réseau) des Concessions 2005 et 2012 est nul.
- ➔ La RE2020 limite le développement des réseaux de gaz. Le Concessionnaire doit donc développer rapidement un gaz moins carboné.
- ➔ Le concessionnaire doit 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.
- ➔ Le Concessionnaire doit parfaire la complétude des procès-verbaux d'essai et de réception et fournir au Concédant des données relatives aux travaux réalisés fiabilisées et en concordance entre fichiers.

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 (stockage, coffret, réseau, compteur), quantités et dates de mise en service.

Le Concessionnaire communique par ailleurs, plusieurs **fichiers techniques** présentant, par commune et par types d'ouvrages (canalisations de distribution, branchements : prises de branchements, canalisations de branchements, coffrets et compteurs, vannes et citernes), les matériaux, diamètres, pressions, quantités et dates de mise en service, voire date de fabrication.

Le Concessionnaire communique également des **fichiers complémentaires** présentant :

- Les quantités de réseau par classe de précision,
- 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 16 février 2022. Cette convention définit les modalités techniques, administratives et financières de la communication des données numériques géoréférencées des ouvrages de gaz à l'Autorité concédante.

Ces données sont fournies par le Concessionnaire une fois par an, **au plus tard le 15 mars** de chaque année, à l'exception des éléments financiers à fournir **avant le 15 avril**.



L'Autorité concédante relève que les données communiquées sont exhaustives.

Cependant, l'Autorité concédante constate que le Concessionnaire procède, depuis la mission de contrôle 2014, à des corrections des inventaires techniques sur la base des données cartographiques actualisées par la géodétection des réseaux et de détections ponctuelles d'erreurs humaines des reports de données dans les inventaires.

Ces corrections portent le plus souvent 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.

En 2023, les corrections apportées aux données concernent les caractéristiques d'une vanne.

Si le Concédant se félicite des corrections des données des inventaires 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 et interroge sur la tenue rigoureuse des inventaires. **On note une amélioration des données pour l'exercice 2023 puisque les corrections concernent une seule vanne. Le Concédant sera attentif aux éventuelles modifications des inventaires pour les années suivantes.**



Les quantités aux inventaires comptables ne sont pas concordantes avec celles des inventaires techniques. Les données des inventaires comptables peuvent très difficilement être rapprochées de celles des inventaires techniques en raison, notamment, du fait que le concessionnaire :

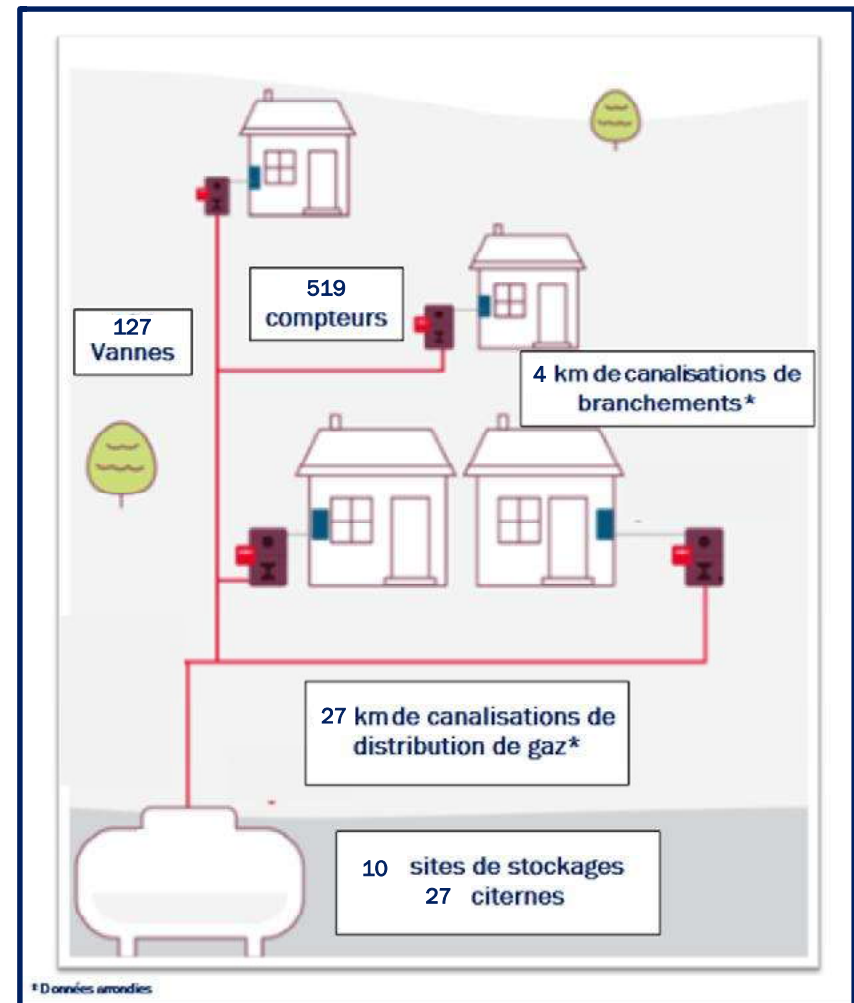
- a immobilisé, durant les premières années des concessions, des ouvrages construits en les regroupant (exemple : canalisation de branchement + coffret + compteur) ;
- immobilise deux coffrets lorsqu'il s'agit d'un coffret double-comptage dans l'inventaire technique des coffrets ;
- ne reporte pas les corrections de quantités apportées à l'inventaire technique des canalisations aux inventaires comptables.



Le concédant souhaite que le concessionnaire améliore la cohérence entre les inventaires techniques, cartographique et comptable.

2. Présentation synthétique des quantités d'ouvrages composant les réseaux

Les ouvrages des réseaux de l'ensemble des Concessions
en quantité au 31/12/2023



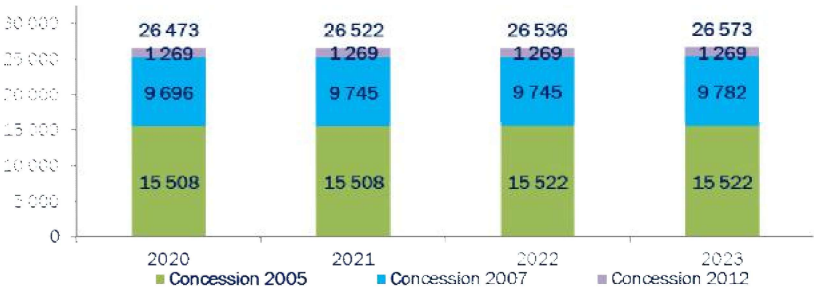
*Linéaire de canalisations de distribution 26,5 km, linéaire de canalisations de branchement 4,1 km
soit un total de 30,6 km.



31 km de canalisations*

3. Le linéaire de canalisations de distribution

Le linéaire de canalisations de distribution par Concession en mètre de 2020 à 2023 :



En 2023, le linéaire de canalisations de distribution de l'ensemble des Concessions représente **26 573 mètres** (26,5 km hors branchement). La Concession 2005 représente **58%** du linéaire de réseau concédé à PRIMAGAZ, la Concession 2007, **37%** et la Concession 2012, **5%**.

La Concession 2005 est la Concession disposant du linéaire le plus long avec **15 522 mètres** (15,5 km), vient ensuite la Concession 2007 avec **9 782 mètres** (9,8 km) et la Concession 2012 avec **1 269 mètres** (1,2 km).

Les canalisations de distribution sont en **polyéthylène haute densité**. On trouve néanmoins de faibles linéaires répartis entre du cuivre (118 m) et de l'acier (64 m). Le Concessionnaire a précisé que ces deux matériaux sont uniquement situés en sortie de citerne de stockage.

Le linéaire des trois Concessions progresse de **37 mètres** en 2023, sur la **Concession 2007**.

L'évolution positive du linéaire est liée à **une extension** (commune d'Orbec +37 mètres).

Les linéaires de canalisations de distribution posées sur la **Concession 2005 n'a pas évolué en 2023** et sur la **Concession 2012 n'a pas évolué depuis 2017**.

L'historique de constitution des réseaux exploités par PRIMAGAZ fait apparaître des **développements importants dans les premières années suivant la signature des contrats** (en conséquence des travaux de 1^{er} établissement) puis un ralentissement du développement les années suivantes.

Ainsi, il convient de souligner que s'agissant de la Concession 2005, 85% du linéaire inventorié (hors branchements) au 31 décembre 2023 a été posé entre 2006 et 2009.

Pour ce qui concerne la Concession 2007, 86% du linéaire inventorié (hors branchements) au 31 décembre 2023 a été posé entre 2008 et 2011.

Pour la Concession 2012, 100% du linéaire inventorié (hors branchements) au 31 décembre 2023 a été posé en 2013.

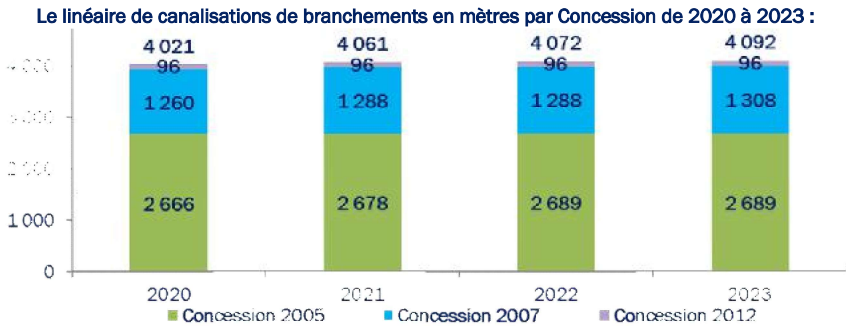
Linéaire de canalisations de distribution par commune

Concession 2005 en m	2020	2021	2022	2023
Colomby-Anguerny (Anguerny)	1 870	1 870	1 870	1 870
Anisy	2 625	2 625	2 625	2 625
Laize-Clinchamps (Clinchamps sur Orne)	3 437	3 437	3 451	3 451
Laize-Clinchamps (Laize la Ville)	2 082	2 082	2 082	2 082
Souleuvre-en-Bocage (Saint Martin des Besaces)	1 559	1 559	1 559	1 559
Trévières	3 935	3 935	3 935	3 935
Linéaire total	15 508	15 508	15 522	15 522

Concession 2007 en m	2020	2021	2022	2023
Basly	0	0	0	0
Thue et Mue (Cheux)	1 362	1 362	1 362	1 362
La Vespière-Friardel (La Vespière)	1 777	1 777	1 777	1 777
Orbec	6 557	6 606	6 606	6 643
Linéaire total	9 696	9 745	9 745	9 782

Concession 2012 en m	2020	2021	2022	2023
Saint-Martin de Bienfaite la Cressonnière	1 269	1 269	1 269	1 269

4. Le linéaire de canalisations de branchements



En 2023, le linéaire de canalisations de branchements de l'ensemble des Concessions s'établit à **4 092 mètres** (4 km). Sur l'ensemble des Concessions, on relève une **augmentation globale** du linéaire de branchements de **20 mètres** entre 2022 et 2023.

Cette évolution est liée à la création de 4 raccordements qui concernent la Concession 2007, sur la commune d'Orbec.

Pour ce qui concerne la Concession 2005, le linéaire de branchements n'a pas évolué en 2023.

Le linéaire de canalisations de branchements posées sur la Concession 2012 n'a pas évolué depuis 2015.

Linéaire de canalisations de branchements par commune

Concession 2005 en m	2020	2021	2022	2023
Colomby-Anguerny (Anguerny)	157	157	157	157
Anisy	341	347	347	347
Laize-Clinchamps (Clinchamps sur Orne)	682	685	696	696
Laize-Clinchamps (Laize la Ville)	354	354	354	354
Souleuvre-en-Bocage (Saint Martin des Besaces)	177	177	177	177
Trévières	955	958	958	958
Linéaire total	2 666	2 678	2 689	2 689

Concession 2007 en m	2020	2021	2022	2023
Basly	0	0	0	0
Thue et Mue (Cheux)	207	207	207	207
La Vespière-Friardel (La Vespière)	99	99	99	99
Orbec	953	981	981	1 001
Linéaire total	1 260	1 288	1 288	1 308

Concession 2012 en m	2020	2021	2022	2023
Saint-Martin de Bienfaite la Cressonnière	96	96	96	96

Linéaire total de canalisations par commune (canalisations de distribution et canalisations de branchements)

Concession 2005 en m	2020	2021	2022	2023
Colomby-Anguerny (Anguerny)	2 028	2 028	2 028	2 028
Anisy	2 966	2 972	2 972	2 972
Laize-Clinchamps (Clinchamps sur Orne)	4 120	4 123	4 148	4 148
Laize-Clinchamps (Laize la Ville)	2 435	2 435	2 435	2 435
Souleuvre-en-Bocage (Saint Martin des Besaces)	1 736	1 736	1 736	1 736
Trévières	4 890	4 893	4 893	4 893
Linéaire total en m	18 174	18 186	18 211	18 211
Linéaire total en km	18,2	18,2	18,2	18,2

Concession 2007 en m	2020	2021	2022	2023
Basly	0	0	0	0
Thue et Mue (Cheux)	1 570	1 570	1 570	1 570
La Vespière-Friardel (La Vespière)	1 876	1 876	1 876	1 876
Orbec	7 510	7 587	7 587	7 644
Linéaire total en m	10 956	11 033	11 033	11 090
Linéaire total en km	11,0	11,0	11,0	11,1

Concession 2012 en m Saint-Martin de Bienfaite la Cressonnière	2020	2021	2022	2023
Linéaire total en m	1 365	1 365	1 365	1 365
Linéaire total en km	1,4	1,4	1,4	1,4

5. Les citernes de 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 d'Anguerny-Colomby (Anguerny, dont un site privé) et de Laize-Clinchamps (Laize la ville).

	Nombre de communes avec stockage	Nombre de sites de stockage	Nombre total de citernes	Dont nombre de citernes enterrées	Capacité de stockage en tonnes
Concession 2005	6	7	19	18	64,8
Concession 2007	2	2	4	3	55,4
Concession 2012	1	1	4	0	12,8
TOTAL des Concessions	9	10	27	21	133

Les réseaux des trois Concessions sont alimentés par 27 citernes réparties sur 10 sites de stockage.

La contenance globale des citernes atteint 133 tonnes, soit en moyenne près de 13 tonnes par site de stockage. Presque la moitié (49 %) de cette capacité de stockage est localisée sur la Concession de 2005.

Notons que les réservoirs les plus importants en termes de capacité de stockage (24,5 tonnes) sont situés sur la commune de La Vespière-Friardel (La Vespière). Cette grande capacité est due à la présence de gros consommateurs et permet également l'alimentation de la commune d'Orbec.

Le dimensionnement moyen des stockages équivaut à une consommation de près de 2 GWh, c'est-à-dire de 10% à 25% des consommations moyennes annuelles constatées sur les Concessions sur les trois derniers exercices. Globalement, les sites de stockage de la Concession 2005 apparaissent surdimensionnés par rapport aux besoins des usagers.

Six citernes de stockage sur sept (86 %) sont enterrées, soit 21 des 27 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.

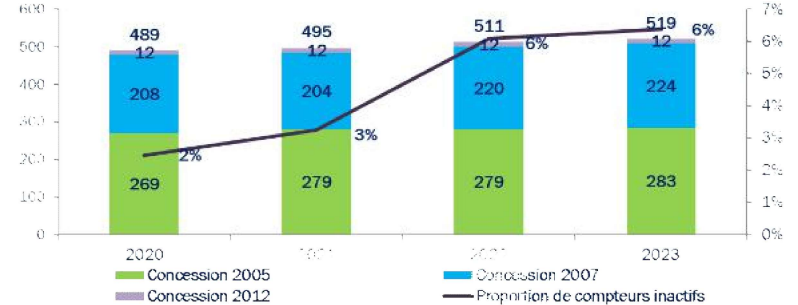
Le nombre de citernes de stockage n'a pas évolué entre 2022 et 2023.

Il est à noter que les inventaires ne font pas apparaître l'année de fabrication des citernes.



6. Les compteurs et les coffrets

Nombre de compteurs par Concession et proportion de compteurs inactifs de 2020 à 2023 :



Les compteurs sont les appareils de mesure du volume de gaz livré à l'utilisateur. On dénombre 519 compteurs dont 283 (55%) pour la Concession 2005, 224 (43%) pour la Concession 2007 et 12 (2%) pour la Concession 2012. Le taux de compteurs inactifs¹⁵ est de 6 % pour l'ensemble des trois Concessions (33 compteurs en 2023) ; ce chiffre est stable par rapport à 2022.

Le taux de compteurs inactifs est de 6,7% pour la Concession 2005, 5% pour la Concession 2007 et 25% pour la Concession 2012.

Le suivi du nombre de compteurs et de leur année de fabrication permet de s'assurer de la mise en œuvre de la vérification périodique (VPE). La périodicité de vérification des compteurs est règlementée. Elle dépend de leur technologie : 20 ans pour les compteurs à soufflets domestiques, 15 ans pour les compteurs à soufflets industriels, 5 ans pour les compteurs à piston rotatif ou à turbine (article 21 titre V de l'arrêté du 21 octobre 2010 modifié relatif aux compteurs de gaz combustible).

Au 31/12/2023, les compteurs les plus anciens avaient pour année de fabrication 2002. Ces compteurs depuis cette date sont en retard de remplacement. Ces compteurs sont au nombre de 7. Au terme de l'exercice de contrôle, ils ne sont pas remplacés.



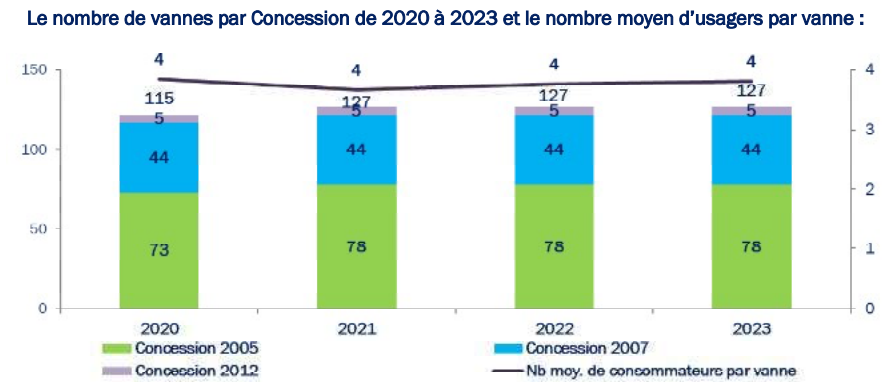
Nombre de coffrets par Concession de 2020 à 2023 :



Le coffret de branchement est un équipement qui peut accueillir un ou plusieurs compteurs, les organes de coupures et le dispositif de détente ou de régulation (en fonction de la pression). Il est généralement situé en limite du domaine public. PRIMAGAZ précise que les trois Concessions totalisent 808 coffrets, dont 58 % sur la Concession de 2005. La quasi-totalité des coffrets sur réseaux exploités par PRIMAGAZ est de type « individuel » ; seuls 13 coffrets avec deux comptages ont été recensés sur les Concessions (9 sur la Concession 2005, 1 sur la Concession 2007 et 3 sur la Concession 2012).

¹⁵ Un compteur inactif est un compteur qui n'a pas consommé dans l'année.

7. Les vannes



Les vannes d'obturation, implantées à différents points stratégiques des réseaux, permettent d'isoler une partie de réseau défaillant et interrompre le transit du gaz, tout en préservant l'alimentation des usagers situés en amont.

Le Concessionnaire distingue **les vannes de coupure générale**, situées en sortie des sites de stockage, et **les vannes de sectionnement**.

Pour l'ensemble des Concessions, à fin 2023, le Concessionnaire fait état de l'exploitation de **127 vannes** dont 117 robinets de réseaux (vannes de sectionnement) et 10 vannes d'obturation principale en sortie de stockage (vannes de coupure générale).

Le Concessionnaire n'a **pas posé de nouvelle vanne depuis 2015 sur l'ensemble des Concessions**.

Sur l'ensemble des Concessions, les vannes posées permettent, en moyenne, de limiter à environ 4, le nombre d'usagers coupés en cas d'incident. Elles sont implantées, en moyenne, tous les 209 mètres de canalisation de distribution. Ces ratios sont stables.

Pour ce qui concerne la Concession 2005 : en moyenne une vanne est posée tous les 199 mètres et correspond à une moyenne de **3 usagers consommateurs**.

Pour ce qui concerne la Concession 2007 : en moyenne sur cette Concession, une vanne est posée tous les 222 mètres et correspond à une moyenne de **5 usagers consommateurs**.

Pour ce qui concerne la Concession 2012 : en moyenne, une vanne est posée tous les 254 mètres. En moyenne, une vanne correspond à **2 usagers consommateurs**.

8. La cartographie des ouvrages

L'Autorité concédante rapproche les données cartographiques et les données des inventaires techniques communiquées par le Concessionnaire. Ce rapprochement a conduit à identifier des écarts récurrents peu importants depuis les données 2019 lorsque l'on ne prend pas en compte le diamètre des canalisations. En 2023, sur l'ensemble des Concessions, l'écart s'élève à **55 mètres (en valeurs absolues)**, soit 0,2 % du linéaire technique total. Ce différentiel a augmenté de 13 mètres. **En dépit de cet accroissement, cet écart reste très limité**. Il est à noter qu'en 2023, certains écarts de longueurs détectés en 2022 ont augmenté (sur les communes de Laize-Clinchamps et d'Orbec).

La réglementation 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 1^{er} janvier 2020, cette obligation a été étendue à **l'ensemble** des réseaux sensibles situés dans les unités urbaines au sens de l'INSEE¹⁶. **Au 1^{er} janvier 2026, cette obligation s'étendra 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 réglementation. 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 son 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 1^{er} janvier 2020 les réseaux situés en unités urbaines et au 1^{er} 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 : **Thue et Mue (Cheux), Orbec et La Vespière-Friardel (La Vespière)**.

Les taux de linéaire de réseau en classe de sensibilité A pour ces communes sont les suivants (situation au 13 mars 2024) :

Concession	Commune en unité urbaine	Longueurs en mètre de réseaux par classe de sensibilité			Part du linéaire en classe A
		Classe A	Classe B	Classe C	
2007	Thue et Mue (Cheux)	1 588			100 %
	Orbec	7 646	1		100 %
	La Vespière-Friardel (La Vespière)	1 865		45	98 %

PRIMAGAZ a précisé que **les réseaux sensibles situés en unité urbaine sont en classe A ou relèvent des exceptions réglementaires** (1 m en classe B à Orbec et 45 m en classe C à La Vespière-Friardel). Concernant La Vespière-Friardel (La Vespière), le Concessionnaire a précisé que la présence dans sa base de données de 2 tronçons de canalisations de PE de diamètre 160 en classe C dans l'aire de stockage est une erreur. Cette anomalie a bien été corrigée.

Pour les communes n'appartenant pas à une unité urbaine, il est à noter en 2023 que les réseaux sont également en classe A ou relèvent des exceptions réglementaires.

Ainsi, 100 % du réseau est déjà en classe A sur les communes de Colomby-Anguery (Anguerny), Anisy, Souleuvre-en-Bocage (Saint Martin des Besaces) et Trévières.

Le réseau est à 99,5 % en classe A sur la commune de Laize-Clinchamps (Clinchamps sur Orne et Laize la Ville – 32 m en classe C sur le site de stockage) et à 99,9 % sur St-Martin-de-Bienfaite-la-Cressonnière (1 m en classe B).

¹⁶ 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.

9. BILAN DE LA PARTIE OUVRAGES

POINTS FORTS :



- ➔ Exhaustivité des données techniques, relatives aux ouvrages, communiquées par le Concessionnaire.
- ➔ Taux de réseau en classe A à 100 % ou relevant des exceptions réglementaires pour les trois communes situées en unités urbaines, comme pour les communes n'appartenant pas à une unité urbaine.
- ➔ Correction de la base de données cartographique indiquant par erreur la présence de 2 tronçons de canalisations de PE de diamètre 160 en classe C dans l'aire de stockage.

POINTS EN ATTENTE OU À SURVEILLER :



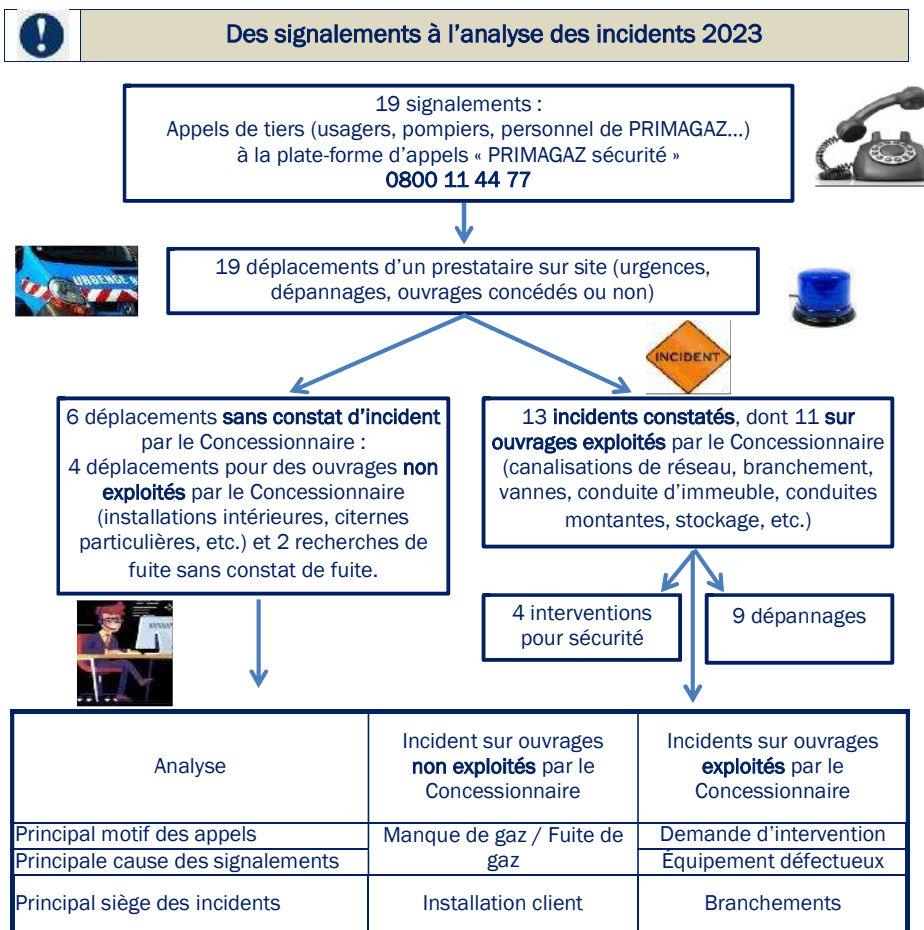
- ➔ Fiabiliser les données avant leur transmission au Concedant (cohérence entre inventaires techniques, cartographiques et comptables), notamment concernant les vannes, les canalisations posées (caractéristiques), les citernes de stockage (années de fabrication), les coffrets.
- ➔ 7 compteurs en retard de remplacement (ayant pour année de fabrication 2002).

IV. QUALITÉ DE FOURNITURE ET LA SÉCURITÉ

1. Les signalements et incidents

Les dispositions réglementaires applicables en matière de sécurité de la distribution de gaz¹⁷ imposent aux opérateurs de réseaux 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.**

Sur cette base, le concessionnaire enregistre les incidents et les appels de tiers qu'il reçoit.



Pour les 3 Concessions, PRIMAGAZ a recensé 19 appels à la plateforme sécurité (16 en 2022). Le concessionnaire a précisé que, sur les 19 appels, 9 concernaient des dépannages (sur ouvrages exploités et non exploités par le concessionnaire), aucun avis de travaux urgents (ATU) et aucun audit.

Le motif des appels reçus par le concessionnaire est principalement lié à une odeur de gaz.

¹⁷ 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.

2. Les détails des incidents sur ouvrages exploités

PRIMAGAZ n'informe pas 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. Hors incidents majeurs, les rapports d'incidents ne sont pas communiqués à la suite des incidents, mais lors de la remise du CRAC (Compte-rendu annuel d'activité), une fois par an.

En 2023, le Concessionnaire a recensé un total de 23 signalements. Ces signalements ont été collectés par la plateforme d'appels d'urgence (19 signalements) et par les techniciens qui réalisent les visites de surveillance des réseaux (VSR) (4 signalements). Sur ces 23 signalements, une partie (17) est considérée par le concessionnaire comme donnant lieu à un constat d'incident dont **15 (65%) concernaient des incidents sur le réseau exploité.**

 Le nombre d'incidents sur les ouvrages exploités par le Concessionnaire fluctue d'une année à l'autre. Il augmente nettement en 2023 par rapport à 2022.

 Aucun incident majeur n'a été constaté en 2023.

Les 4 incidents recensés lors des VSR sont qualifiés par le concessionnaire de dépannage.

Nombre d'incidents <u>sur ouvrages exploités</u>	2020	2021	2022	2023
Concession 2005	6	1	5	7
Concession 2007	6	3	5	7
Concession 2008	1	1	0	1
Total	13	5	10	15


Nombre d'incidents <u>sur ouvrages exploités</u> par le Concessionnaire		Concession 2005	Concession 2007	Concession 2012	Sous-total	Total
Causes des incidents	Fuite de gaz sans incendie	4	3	0	7	15
	Équipement défectueux et dommage sur ouvrage	1	4	1	6	
	Autres	2	0	0	2	
Sièges	Vanne					15
	Réseau					
	Branchements	4	3	1	8	
	Stockage	3	4		7	
	Autre (demande de plans en urgence, non précisé...)					
Nb d'usagers coupés		0	0	1	1	1

Sur les 15 incidents sur des ouvrages exploités par le Concessionnaire, 8 ont eu pour **siège un branchement** et 7 un **site de stockage**.

Un usager a été coupé pour l'ensemble des appels en lien avec un incident concernant des ouvrages exploités par le Concessionnaire.

7 fuites et micro-fuites de gaz ont été constatées et réparées (plusieurs micro-fuites ont parfois été détectées pour un même incident).


 Aucun dommage aux ouvrages de gaz lors de travaux réalisés à proximité des réseaux n'est à déplorer en 2023. Un dommage aux ouvrages de gaz a été constaté en lien avec la circulation.

 L'articulation entre les signalements liés aux opérations de VSR, via la plateforme d'appels ou non, et les actions qui en découlent seront à éclaircir lors des prochaines missions de contrôle.

Qualité des informations communiquées :

Le Concessionnaire a pu fournir les « rapports d'intervention d'urgence sur les réseaux » pour les incidents liés à la sécurité. Pour les 15 dépannages, seuls 5 rapports d'intervention ont été transmis. Le Concédant ne peut donc pas vérifier le respect des délais de dépannage contractuels par le Concessionnaire.

De plus, les formulaires d'« appel de sécurité » ne sont plus fournis. Le concessionnaire a précisé que les informations relatives aux données d'appel étaient enregistrées dans un outil interne et que les formulaires d'« appel de sécurité » étaient encore incomplets. Ce point reste à suivre lors de la mission de contrôle 2025.

 Le concessionnaire doit parfaire la complétude des formulaires « Appel de sécurité » et « Ordre de service intervention » ainsi que transmettre l'exhaustivité des documents de traitement des appels reçus par la plate-forme concernant les concessionnaires.

3. Le délai d'intervention du prestataire

Historique des interventions pour motif de sécurité (hors dépannage) (Durée entre l'appel et l'arrivée sur site)		2020	2021	2022	2023
Concession 2005	Durées moyennes	61 min	50 min	0 min	70 min
	Nombre	4	1	1	2
Concession 2007	Durées moyennes	67 min	60 min	90 min	66 min
	Nombre	4	2	2	6
Concession 2012	Durées moyennes	-	-	-	-
	Nombre	1	0	0	0
Total des 3 concessions	Durées moyennes	64 min	57 min	60 min	67 min
	Nombre	9	3	3	8

Tous les signalements d'incidents ont donné lieu à l'intervention d'un prestataire du Concessionnaire. Le prestataire d'intervention d'urgence (prestataire SUR – Surveillance Réseau) et le prestataire spécialisé pour les citernes (SAP) sont intervenus pour huit signalements identifiés par la plate-forme d'appels comme liés à la sécurité. Le prestataire de maintenance (prestataire SAV – Service après-vente réseau) est intervenu pour les signalements identifiés comme liés à des dépannages.

Le Concessionnaire a contractualisé les délais d'intervention de ses prestataires d'urgence et sécurité gaz. Ainsi, au niveau national, les délais des interventions doivent être inférieurs à 1 h dans 80 % des cas, inférieurs à 1h30 dans 95 % des cas et inférieurs à 2 h dans tous les cas.

Sur l'ensemble des trois Concessions, la durée moyenne de ces interventions est de 67 minutes en 2023.

Sur l'ensemble des concessions, le personnel d'urgence est arrivé sur le site en moins de 1 h dans 50% des cas et dans 50% des cas seulement, en moins de 1h30.

Notons que le délai moyen observé en 2023 est légèrement supérieur 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).

- Concernant les interventions pour dépannage, les délais sont précisés dans les cahiers des charges :
- Pour les concessions 2005 et 2007, la garantie des services précise un délai de 4 h après l'appel ;
 - Pour la concession 2012, le contrat mentionne un délai de 24 h après l'appel.

Les documents fournis par le concessionnaire ne permettent pas de vérifier ces délais de dépannage.

4. La surveillance des réseaux et la prévention

Chaque année, PRIMAGAZ contrôle les réseaux de distribution de gaz, sur l'ensemble des communes. Pour mémoire, le réseau de la commune d'Anisy n'avait pas été contrôlé en 2021 et 2022, par conséquent le concessionnaire a indiqué avoir créé une alerte informatique pour la réalisation des visites de surveillance des réseaux.

La réglementation¹⁸ impose une surveillance **a minima tous les 4 ans de l'étanchéité des réseaux** (hors réseau créé dans l'année, points singuliers¹⁹, etc.). Le Concessionnaire indique qu'il a identifié **deux points singuliers** : sur les communes d'Orbec (un forage dirigé dans la zone industrielle) et de Saint-Martin de Bienfaite la Cressonnière (une traversée de pont sur la RD47).

En 2023, le Concessionnaire a ainsi déclaré avoir surveillé dans le cadre de la recherche systématique de fuite (RSF) près de **31 km de canalisations** de distribution et de branchements, soit de **100 % du linéaire des réseaux concédés**, répartis sur 10 communes. L'activité de surveillance des réseaux s'inscrit à un **niveau élevé. 4 micro-fuites ont été décelées lors de ces contrôles.**

La RSF permet également la **surveillance des robinets de réseau** (vannes) et ainsi de vérifier leur repérage, leur accessibilité et leur manœuvrabilité.

Les comptes-rendus de l'ensemble des contrôles périodiques des réseaux ont été communiqués par le concessionnaire. Cependant, le Concédant note à nouveau des **imprécisions de complétude** relatives au contrôle des extincteurs et des mesures de pression, ainsi que **le suivi à parfaire** des actions à mener à l'issue de ces visites.

L'activité de surveillance et de **maintenance des citernes et sites de stockage** réalisée par PRIMAGAZ est organisée de la façon suivante :

- Des actions de contrôles des extincteurs, menées par un prestataire ;
- Des actions d'entretiens des espaces verts aux abords des citernes, réalisés par un prestataire ;
- Des actions de contrôles ainsi que les inspections périodiques menées au cours de l'activité de surveillance des réseaux (technicien PRIMAGAZ) ou par les chauffeurs livrant le propane pour les réservoirs jusqu'à 3,2 tonnes. L'analyse des rapports d'inspection remis par le Concessionnaire permet de s'assurer des différents points de contrôles alors réalisés.

L'ensemble des sites de stockage semble donc avoir été visité par le Concessionnaire en 2023. Des inspections périodiques²⁰ des citernes de stockage ont été réalisées sur **3 citernes** en 2023, réparties parmi les 27 citernes au total.

De nombreux réservoirs font l'objet **d'inspections périodiques à une fréquence plus courte que celle prévue par la réglementation**, à savoir 4 ans. Il s'agit de réservoirs jusqu'à 3,2 tonnes pour lesquels les inspections sont réalisées par les chauffeurs livrant le propane.

On peut noter un **manque de communication des dates d'intervention effectives des entreprises de surveillance, ainsi que d'information des communes concernées par des incidents avec intervention de l'entreprise d'intervention d'urgence.**

¹⁸ 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.

¹⁹ 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.

²⁰ Par l'arrêté du 15 mars 2000 modifié relatif à l'exploitation des équipements sous pression, les citernes de stockage sont soumises à des inspections périodiques ne pouvant pas excéder 4 ans, ainsi qu'à des requalifications périodiques au plus tard tous les 10 ans. Les inspections périodiques supposent notamment une vérification extérieure, un examen des accessoires de sécurité et de toutes les parties visibles après mises à nu et démontage de tous les éléments amovibles ainsi que toutes vérifications utiles.

5. BILAN DE LA PARTIE QUALITÉ DE FOURNITURE ET SÉCURITÉ

POINTS FORTS :

- Pas de dommage aux ouvrages lors de travaux à proximité des réseaux de gaz.
- Aucun incident majeur constaté.
- Une activité de surveillance des réseaux qui s'inscrit à un niveau élevé puisqu'elle couvre la totalité du linéaire en exploitation.

POINTS EN ATTENTE OU À SURVEILLER :

- Un volume d'Incidents sur ouvrages exploités (15) en hausse.
- Durée moyenne des interventions d'urgence en hausse, supérieure à une heure (67 minutes).
- Des imprécisions de complétude des rapports de visites annuelles (mesures de pressions, contrôle des extincteurs, actions correctives réalisées pendant la VSR).
- Suivi des actions à mener à l'issue des visites annuelles à parfaire.
- L'information des communes concernées par des incidents avec intervention de l'entreprise d'intervention d'urgence.
- Impossibilité de contrôler si les délais de dépannage respectent les dispositions contractuelles.

POINT NON CONFORME 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 cahiers des charges listent les données comptables et financières qui doivent être communiquées à l'Autorité concédante. Il s'agit des données énumérées ci-dessous :

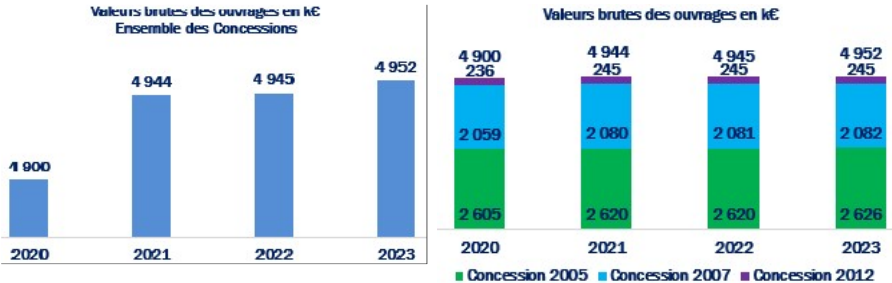
Données communiquées Concession 2005-2007	Oui Non	Données communiquées Concession 2012	Oui Non	Observations SDEC ENERGIE
Le montant des taxes professionnelles et foncières	Oui		Oui	Pas d'ouvrages assujettis au versement d'une taxe foncière
Les recettes d'énergie	Oui		Oui	En 2023, ces données portent sur 10 mois et non 12.
Les autres recettes	Oui		Oui	En 2023, ces données portent sur 10 mois et non 12.
Le compte d'exploitation	Oui		Oui	En 2023, les chiffres d'affaires et les achats de gaz porte sur 10 mois et non 12.
Un état des dépenses de maintenance	Oui		Oui	
Un état des dépenses d'investissement	Oui		Oui	
Le compte « droit du concédant »	Oui		Oui	Données reportées à l'inventaire par immobilisation
Un état des biens financés par le concessionnaire	Oui		Oui	Données reportées à l'inventaire par immobilisation
Un état des remises gratuites	Oui		Oui	Données reportées à l'inventaire par immobilisation
Les mouvements qui ont impacté l'inventaire	Oui		Oui	
Un inventaire financier	Oui	- Un inventaire des biens de retour et de reprise	Oui	Le concessionnaire communique un inventaire complémentaire relatif aux biens propres
		Un état du suivi de programme contractuel d'investissement de 1 ^{er} établissement et renouvellement ainsi qu'une présentation de la méthode de calcul de la charge économique imputé au compte d'exploitation	Non	- Investissements de 1 ^{er} établissement réalisés, - Pas d'investissement de renouvellement - La méthode de calcul est fournie par le concessionnaire dans le cadre de la mission d'audit
		Une présentation des méthodes et des éléments de calcul économiques annuel et pluriannuel retenus pour la détermination des produits et des charges directs et indirectes imputés au compte de résultat	Oui	Réponses fournies par le concessionnaire dans le cadre de la mission d'audit
		Un compte-rendu de la situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public concédé,	Oui	Les Inventaires des biens localisent les ouvrages
		Les engagements à incidences financières y compris en matière de personnel liés à la délégation de service public et nécessaire à la continuité du service public,	Non	Pas d'engagement en 2023
		Un état des demandes d'extension restées sans suite, accompagné des calculs de taux de rentabilité.	Non	Pas d'extension en 2023

Il est à noter que les inventaires ne présentent plus la constitution d'amortissements de caducité pour les biens de reprise, cette erreur ayant été corrigée sur l'inventaire transmis au titre de l'exercice 2023.

L'incident du système de facturation limite la pertinence et la représentativité des comptes d'exploitation,

Les obligations pesant sur le Concessionnaire en termes de communication des données au titre des comptes-rendus d'activité ne sont pas satisfaites.

2. Les valeurs brutes en k€²¹

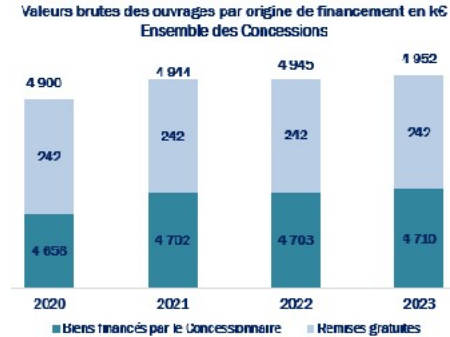


Depuis les données 2020, le Concessionnaire communique des inventaires présentant des valeurs comptables intégrant les valeurs des ouvrages financés par des tiers (remises gratuites). Pour les années antérieures, l'autorité concédante ne dispose pas de ces données.

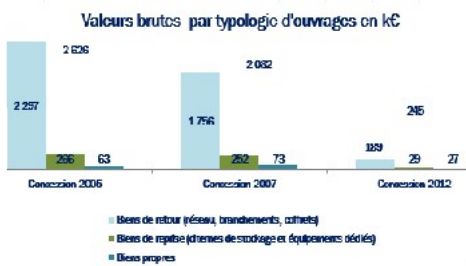
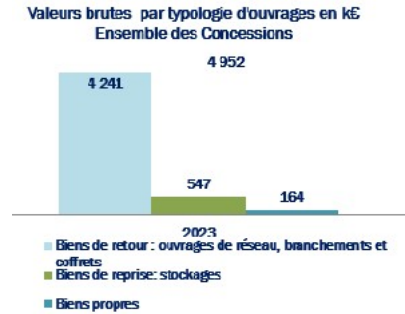


En 2023, la valeur brute des ouvrages intégrant la valeur des remises gratuites s'élève à **4 952 k€** pour l'ensemble des Concessions. La valeur brute des ouvrages progresse très peu entre les deux exercices (7 k€ soit 0,14%).

La valeur brute des ouvrages financés par des tiers s'élève à **242 k€**, dont 175 k€ pour la Concession 2005 et 67 k€ pour la Concession 2007. Le Concessionnaire n'enregistre aucune remise gratuite pour la Concession 2012. Ces ouvrages financés par les tiers sont exclusivement des ouvrages de réseau (Biens de retour). **La valeur brute des ouvrages financés par des tiers n'a pas évolué depuis plusieurs exercices.**



La valeur brute des ouvrages financés par PRIMAGAZ s'élève à **4 710 k€** pour l'ensemble des Concessions. La valeur brute des ouvrages financés par PRIMAGAZ représente **96 %** de la valeur brute de l'ensemble des ouvrages. **86 %** des ouvrages de l'ensemble des Concessions, quel que soit leur financement, sont des biens de retour.



²¹ En annexe n° 2, le lecteur trouvera la valeur brute du patrimoine par commune.

!	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 . Pour la détermination de la valeur nette comptable (VNC), la formule de calcul est plutôt simple : VNC = Prix d'achat HT — amortissements (amortissements dits techniques et de dépréciation-Cf. ci-après - 5 — Les amortissements et les valeurs nettes)
Biens remis gratuitement Ou Remises gratuites	Il s'agit de bien remis gratuitement par des lotisseurs au Concessionnaire. Les lotisseurs remettent au Concessionnaire des tranchées ouvertes lui permettant de poser les réseaux sans exposer de coûts afin d'ouvrir lesdites tranchées. On parle ainsi de remises gratuites que le Concessionnaire valorise dans les inventaires à hauteur de 100 €/ml.

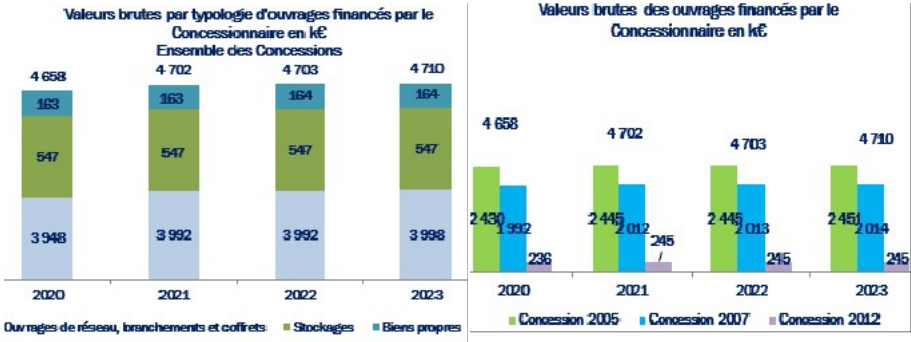
Le régime des biens en Concession

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. Ces biens 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.

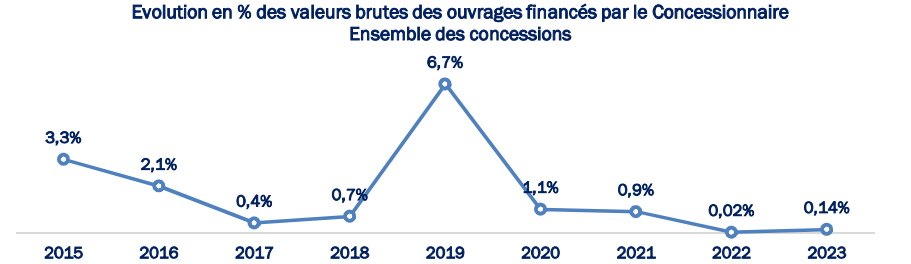
Retour des ouvrages au Concédant au terme des Concessions

Typologies	Concession 2005 — Concession 2007 — Concession 2012
Biens de retour	Les biens de retour reviennent à l'Autorité concédante gratuitement à la fin de la Concession.
Biens de reprise	En fin de Concession, ces biens 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.

3. Les valeurs brutes en k€ des ouvrages financés par le Concessionnaire



En 2023, la valeur brute des ouvrages financés par le concessionnaire s'élève pour l'ensemble des Concessions à **4 710 k€**. Elle progresse très légèrement de **0,14 %** par rapport à 2021 (+7 k€).



Cette très légère évolution est liée exclusivement aux corrections apportées par le concessionnaire aux inventaires. Trois immobilisations ont ainsi été rattachées aux Concessions 2005 et 2007.

À la maille de chaque concession, les valeurs brutes des ouvrages financés par le concessionnaire s'établissent à :

- Pour la Concession 2005, 2 451 k€, en progression de 0,2 %
- Pour la Concession 2007, 2 014 k€ en progression de 0,05 % par rapport à 2022,
- Pour la Concession 2012, 245 k€, sans évolution par rapport à l'exercice précédent.

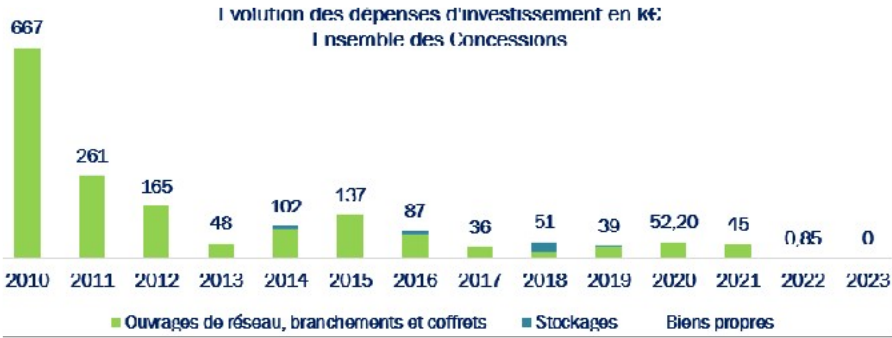
Par typologie d'ouvrages, les valeurs brutes des ouvrages financés par le Concessionnaire pour l'ensemble des Concessions se répartissent comme suit :

- Les ouvrages de réseau, branchements et coffrets (Biens de retour) pour 3 998 k€,
- Les ouvrages de stockage (biens de reprise) pour 547 k€,
- Les biens propres pour 164 k€.

À la maille de chaque Concession, les valeurs brutes des ouvrages financés par le Concessionnaire se répartissent comme suit :

Valeur brute des ouvrages financés par le Concessionnaire en k€	Concession 2005	Concession 2007	Concession 2012	Somme
Biens de retour (réseau, branchements, coffrets)	2 122	1 689	189	4 000
Biens de reprise (citernes de stockage et équipements dédiés)	266	252	29	547
Biens propres	63	73	27	163
Somme	2 451	2 014	245	4 710

4. Les dépenses d'investissement 2023 en k€



En 2023 et pour la première fois, il convient de souligner qu'aucune dépense d'investissement n'a été enregistrée pour l'ensemble des Concessions.

Si le niveau moyen de dépenses d'investissement, sur la période 2017-2021, est de 45 k€, il décroche véritablement à partir de l'exercice 2022. Cette situation sera à surveiller lors des prochains exercices.

Elle découle d'une désaffection des usagers pour cette énergie, des effets de la RE2020, et de l'absence de filière biopropane reconnue pour les réseaux de distribution de gaz. **Le Concedant souhaite que le Concessionnaire s'implique plus fortement dans la reconnaissance de cette filière afin de relancer le développement des Concessions.**

5. Les amortissements et les valeurs nettes en k€

Concession 2005 – en k€	2020	2021	2022	2023
Valeurs brutes	2 605	2 620	2 620	2 626
Amortissements techniques cumulés	1 317	1 393	1 480	1 571
Amortissements de dépréciation des remises gratuites	11	22	22	22
Amortissements de caducité cumulés	943	1 025	1 368	1 193
Valeurs nettes	1 289	1 206	1 119	1 033
Taux d'amortissement	51%	53%	56%	60%

Concession 2007 en k€	2020	2021	2022	2023
Valeurs brutes	2 059	2 080	2 081	2 081
Amortissements techniques cumulés	970	1 037	1 109	1 180
Amortissements de dépréciation des remises gratuites	4	7	7	7
Amortissements de caducité cumulés	631	697	999	827
Valeurs nettes	1 089	1 035	965	894
Taux d'amortissement	47%	50%	53%	57%

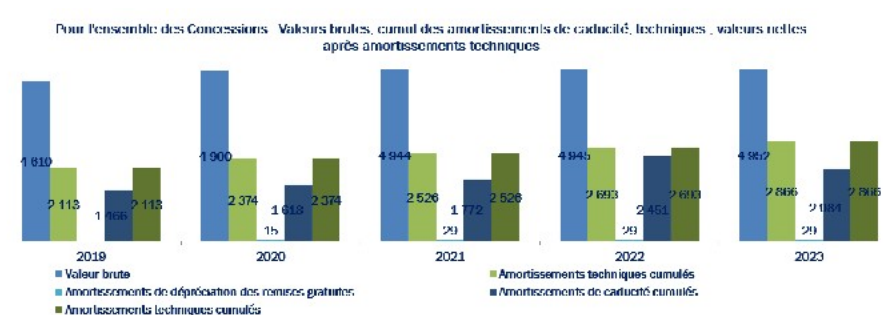
Concession 2012 en k€	2020	2021	2022	2023
Valeurs brutes	236	245	245	245
Amortissements techniques cumulés	86	96	105	115
Amortissements de dépréciation des remises gratuites	0	0	0	0
Amortissements de caducité cumulés	44	50	85	64
Valeurs nettes	149	149	139	130
Taux d'amortissement	37%	39%	43%	47%

Ensemble des Concessions en k€	2020	2021	2022	2023
Valeurs brutes	4 900	4 944	4 945	4 952
Amortissements techniques cumulés	2 374	2 526	2 693	2 866
Amortissements de dépréciation des remises gratuites	15	29	29	29
Amortissements de caducité cumulés	1 618	1 772	2 451	2 084
Valeurs nettes	2 527	2 419	2 222	2 057
Taux d'amortissement	48%	51%	54%	58%

Concession 2005 en k€	Biens de retour	Biens de reprise	Biens propres	Total
Valeurs brutes	2 297	266	63	2 626
Amortissements de caducité	1 193	0	0	1 193
Amortissements techniques	1 245	263	63	1 571
Amortissements de dépréciation	22	0	0	22
Valeurs nettes	1 030	3	1	1 033

Concession 2007 en k€	Biens de retour	Biens de reprise	Biens propres	Total
Valeurs brutes	1 756	252	73	2 082
Amortissements de caducité	65	0	0	65
Amortissements techniques	870	237	73	1 180
Amortissements de dépréciation	7	0	0	7
Valeurs nettes	878	16	1	894

Concession 2012 en k€	Biens de retour	Biens de reprise	Biens propres	Total
Valeurs brutes	189	29	27	245
Amortissements de caducité	64	0	0	64
Amortissements techniques	60	28	27	115
Amortissements de dépréciation	0	0	0	0
Valeurs nettes	129	1	0	130



Les techniques d'amortissement pratiquées par le concessionnaire	
Pour les biens de retour financés par PRIMAGAZ	<p>Que ces biens soient renouvelables ou pas avant le terme des Concessions, le Concessionnaire constitue deux amortissements :</p> <p>Le Concessionnaire constate un amortissement dit « technique » calculé sur la valeur brute de l'ouvrage et les durées d'amortissements qui figurent dans le cahier des charges : cet amortissement technique ne génère pas de charges dans le compte d'exploitation.</p> <p>Le Concessionnaire constate, en outre, un amortissement de caducité calculé sur la valeur brute de ces ouvrages de leurs dates de mise en service jusqu'aux termes des contrats de concession. Cet amortissement est inscrit en charge au compte de résultat.</p>
Pour les biens de retour financés par les tiers (remises gratuites)	Le Concessionnaire constitue un amortissement de dépréciation dans des conditions identiques à celles de l'amortissement dit « technique ».
Pour les biens de reprise et les biens propres	Le concessionnaire pratique un amortissement dit « technique » , calculé sur la durée comptable de 10 ans. Une charge est constatée par le crédit du compte d'amortissement cumulé, mais cette charge ne figure pas dans le compte d'exploitation. Pour justifier sa position, le concessionnaire indique qu'il ne souhaite pas alourdir les charges d'exploitation.

Les durées d'amortissement pratiquées par le Concessionnaire	
Concession 2005 — Concession 2007 — Concession 2012	
Ouvrages de réseau	25 ans
Coffrets de branchement	25 ans
Compteurs	20 ans
Stockage	10 ans

À retenir	
<p>Les Concessions 2005 et 2007 n'imposent aucune méthode d'amortissement.</p> <p>Cependant, ils fixent des durées d'amortissement qui sont conformes à celles utilisées par le Concessionnaire à l'exception des ouvrages de stockage. En effet, les cahiers des charges précisent trois durées d'amortissement distinctes pour les différents ouvrages de stockage (Ouvrages de détente, 20 ans, Ouvrages de sectionnement, 25 ans, Protections cathodiques, 10 ans), alors que le concessionnaire pratique, quel que soit le type d'ouvrage de stockage, un amortissement sur une durée de 10 ans. Le cahier des charges de la concession 2012 ne précise ni les méthodes d'amortissement du Concessionnaire ni les durées d'amortissement.</p> <p>Interrogé par le Concédant sur la méthode d'amortissements mise en œuvre sur la Concession de 2012, le concessionnaire a précisé : « La méthode d'amortissements de la DSP 3 est identique à celles des DSP 1 et 2. En revanche, le contrat de concession ne précise pas un plan d'amortissements spécifique, c'est le plan d'amortissements du concessionnaire qui s'applique. Le droit du concédant est neutre, puisque les amortissements de caducité et techniques s'annulent. »</p>	

Les évolutions constatées par l'Autorité concédante concernant les méthodes d'amortissement du Concessionnaire lors des précédents exercices	
<p>Le Concessionnaire a amélioré la lecture des amortissements.</p> <p>⇒ Lors de la mission de contrôle 2020, les natures de biens ont été mises en cohérence avec leurs différentes typologies. Plusieurs erreurs sur les durées d'amortissements ont été corrigées et le montant du cumul des amortissements de caducité est maintenant identifié dans une colonne dédiée.</p> <p>⇒ Lors de la mission de contrôle 2021, le Concessionnaire après avoir identifié les remises gratuites indique maintenant pratiquer un amortissement de dépréciation pour ce type de biens financés par les tiers. Les inventaires identifient donc, dans deux colonnes dédiées, le montant de la dotation annuelle de dépréciation et le montant des amortissements cumulés.</p>	



Cependant, l'Autorité concédante souligne **à nouveau (remarque récurrente)** que les **méthodes d'amortissement pratiquées par le Concessionnaire sont à parfaire** :

- L'amortissement de caducité ne devrait avoir un effet sur le niveau des charges constatées en dotations que dans le cas où la date de fin de contrat est antérieure à la date de fin d'amortissement. Il s'agit alors d'accélérer l'amortissement afin qu'en fin de contrat, le financement du concessionnaire soit récupéré en totalité via le prélèvement des charges calculées que constituent les dotations aux amortissements. Ainsi, par principe, l'amortissement de caducité est supérieur ou égal à l'amortissement technique. La lecture des tableaux qui précèdent (en partie 5) met immédiatement en évidence cette anomalie : les amortissements de caducité des Concessions 2005 et 2007 **sont inférieurs aux amortissements techniques**. Or, eu égard à la nature de l'amortissement de caducité qui constitue un mécanisme d'accélération de l'amortissement, cela ne devrait pas être possible. **Les chiffres relatifs à l'amortissement de caducité sont donc dénués de significativité.**
- L'ensemble des biens de reprise et des biens propres donne lieu au calcul d'un amortissement technique sur une durée de 10 ans. Les dotations aux amortissements calculées au titre des biens de reprise et des biens propres ne donnent pas lieu à la constatation de charges dans le compte d'exploitation. Pour justifier sa position, le concessionnaire indique qu'il ne souhaite pas alourdir les charges d'exploitation. **Cette position constitue une anomalie qui doit être régularisée.**
- Les dotations aux amortissements des remises gratuites ayant été constituées pour l'avenir, sans tenir compte du fait que des dotations auraient dû être calculées dès la mise en service des ouvrages, **la valeur nette de ces ouvrages concernées est donc surévaluée.**



Comme les exercices précédents, pour ce qui concerne la **valeur nette des ouvrages**, il est à noter qu'elle est **recalculée par le Concedant** et qu'elle ne tient pas compte des amortissements de caducité, dans la mesure où ils ne sont pas calculés de manière satisfaisante (voir ci-avant). Au surplus, il s'agit d'une valeur recalculée **car dans les inventaires transmis par le Concessionnaire, la valeur des amortissements des biens remis gratuitement n'est pas déduite de la valeur brute de ces biens pour le calcul de leur valeur nette et la valeur nette des ouvrages propres n'est pas calculée. Dans les deux cas, ceci constitue une anomalie à corriger.**

Sur cette base, la valeur nette des ouvrages, s'établit pour l'ensemble des concessions à 2 057 k€.

A la maille de chaque Concession, la valeur nette des ouvrages se répartie comme suit :

- Pour la Concession 2005, 1 033 k€,
- Pour la Concession 2007, 894 k€,
- Pour la Concession 2012, 130 k€.

Au terme de la mission de contrôle et comme les exercices précédents, le caractère significatif de la valeur nette des ouvrages semble donc limité en l'état, compte tenu des anomalies révélées dans le cadre des méthodes d'amortissement pratiquées par le Concessionnaire.



Comme les exercices précédents, des tests sur le calcul les dotations aux amortissements techniques ont été réalisés (Concession 2005). Ces tests n'ont révélé aucun écart significatif tant sur les biens de retour que de reprise.

Synthèse des éléments limitant la significativité de la valeur nette des ouvrages inscrite à l'inventaire et du montant des charges calculées au compte d'exploitation

1. Pour les biens renouvelables **avant le terme du contrat**, les **dotations aux amortissements de caducité sont calculées de la date de mise en service de l'ouvrage jusqu'au terme du contrat**,
2. les cumuls des amortissements techniques des ouvrages remis gratuitement **sont sous-évalués**,
3. les valeurs des amortissements techniques **des biens remis gratuitement ne sont pas déduites des valeurs brutes de ces ouvrages**,
4. les valeurs nettes des ouvrages propres ne sont pas calculées.

Le caractère significatif des charges calculées dans les comptes d'exploitation est donc limité au vu des deux premiers points évoqués ci-dessus. Par ailleurs, l'absence de charges d'amortissement pour les biens propres et de reprise inscrites aux comptes d'exploitation limite encore plus ce caractère.

6. Le financement du renouvellement des ouvrages

Les cahiers des charges ne comportent aucune obligation contractuelle de constituer une provision pour renouvellement. La seule obligation consiste à rendre le patrimoine en état normal de service à l'échéance de la concession. Il est probable qu'à court terme, les besoins de renouvellement restent limités.

À moyen terme, il conviendra de demander au concessionnaire d'évaluer ces charges futures de renouvellement et de les formaliser au travers d'un plan de renouvellement. En fonction de leur significativité, ces charges pourraient utilement faire l'objet d'un étalement par le biais de la provision pour renouvellement.

En effet, la provision pour renouvellement permet de lisser la charge de renouvellement sur plusieurs exercices. En tout état de cause, 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 ».**



En synthèse, les méthodes d'amortissement pratiquées par le concessionnaire permettent la récupération du financement initial sous réserve que les anomalies constatées concernant les insuffisances d'amortissement soient corrigées, mais ne permettent pas de préfinancer le renouvellement du bien remplaçant. Il est donc légitime que le concédant s'interroge sur la capacité du concessionnaire à faire face aux besoins de financement engendrés par les renouvellements des biens lorsque ceux surviendront.

Les conventions de Concession	Concession 2005	Concession 2007	Concession 2012
Date d'entrée en vigueur	22/09/2005	26/10/2007	19/01/2012
Durée	30 ans	30 ans	30 ans
Date à partir de laquelle les états des lieux doivent être établis	20/09/2032	26/10/2034	19/01/2039
Terme des conventions	22/09/2035	26/10/2037	19/01/2042

7. Les droits du Concédant en k€

Droits du concédant	2020	2021	2022	2023
Concession 2005	120	107	104	101
Concession 2007	27	22	22	17
Concession 2012	3	3	4	4

L'article 942-22 du Plan Comptable Général précise les obligations du Concessionnaire pour la tenue d'un compte 229 « Droits du Concédant » :

« Les immobilisations incorporelles ou corporelles mises en Concession par le Concédant ou par le Concessionnaire sont inscrites au compte 22 ; les immobilisations corporelles sont ventilées dans les mêmes conditions que celles inscrites au compte 21.
Le compte 229 "Droits du Concédant" enregistre la contrepartie de la valeur des biens mis gratuitement dans la Concession par le Concédant ».

Pour l'exercice 2023, les données relatives aux droits du concédant sont celles qui figurent dans le tableau ci-dessus. Pour déterminer la valeur des droits du Concédant, le Concessionnaire additionne, la valeur nette des remises gratuites et le cumul des amortissements de caducité. Puis, il retrace du montant ainsi obtenu, le cumul des amortissements techniques.

Le Concessionnaire calculant pour les biens renouvelables de retour des dotations aux amortissements de caducité sur des durées plus longues que la durée de vie du bien (voir ci-avant), cette pratique a pour effet qu'un droit du concédant débiteur peut apparaître pour ces ouvrages.

 Dans l'attente de corrections apportées par le Concessionnaire sur ce point, les données relatives aux droits du Concédant telles qu'elles sont reprises ci-dessus ne peuvent pas être considérées comme significatives.

8. Les comptes d'exploitation – Concession 2005


Compte d'exploitation synthétique :

En k€	2020	2021	2022	2023 ²²	Ecart 2023/2022
RECETTES					
Vente d'énergie	215	276	290	197	-32%
Abonnements	51	53	55	37	
Autres prestations	3	2	1	1	
Total des recettes	269	331	346	235	
DEPENSES					
Charges d'exploitation	20	16	18	18	-14.5%
Dotations aux amortissements	83	83	82	86	
Charges exceptionnelles	0	-57	0	0	
Frais de structure	26	25	31	17	
Achat d'énergie	134	211	160	126	
Impôts et redevances	9	10	10	11	
Total des dépenses	271	288	302	258	
Résultat d'exploitation	-2	+43	+44	-23	

La Concession 2005 enregistre **une baisse du chiffre d'affaires d'un peu moins de 32 %**, (les volumes consommés ont diminué de plus de 37 % par rapport à l'exercice précédent, comme les tarifs du gaz qui ont évolué à la baisse en avril et août 2023).

Dans le même temps, on note **une baisse** des charges d'un peu moins de 15 %. Cette diminution s'explique principalement par une diminution **des charges d'achat de gaz et des frais de structure**.

Le résultat d'exploitation de la Concession 2005 est déficitaire de 23 k€ en 2023, en forte contraction par rapport aux deux exercices précédents (respectivement 44 k€ en 2022 et 43 k€ en 2021). La contraction du chiffre d'affaires et la baisse des charges d'achat de gaz entraînent **une contraction du taux de marge²³** qui passe de 58,4 % à 52,5 %.

-  La pertinence de ce résultat d'exploitation **est très fragile** compte tenu :
- des **erreurs avérées d'inscription des variations des stocks de gaz** sur les exercices 2020/2021 (imputation à l'envers) comme signalé dans le rapport de contrôle précédent,
 - de l'**absence de comptabilisation des dotations aux amortissements** pour les biens de reprise et les biens propres,
 - et au principal, de la défaillance du système de facturation du concessionnaire sur les mois de novembre et décembre qui explique les contractions du chiffre d'affaires et des charges d'achat du gaz.**



Le Concessionnaire a indiqué qu'il produira les comptes d'exploitation sur les 12 mois de l'exercice 2023 au cours du prochain exercice. Bien qu'il ait produit pour chaque Concession un chiffre d'affaires estimé, les comptes de résultat associés n'ont pas été mis à jour dans le tableau ci-dessus car ces nouvelles informations sont à ce stade sujettes à caution. **Au terme de l'analyse l'Autorité concédante reste en l'attente des comptes d'exploitation modifiés.**

²² Les données ci-dessus ne portent que sur 10 mois de l'année 2023.
²³ Le taux de marge des entreprises désigne le pourcentage de gain ou perte lors de la vente d'un produit ou service par rapport au prix d'achat (calcul : Marge brute/ chiffre d'affaires).
La marge brute est calculée en effectuant la différence entre le chiffre d'affaires et les coûts d'achats en l'occurrence du gaz.

9. Les comptes d'exploitation – Concession 2007

Compte d'exploitation synthétique :

En k€	2020	2021	2022	2023 ²⁴	Ecart 2023/2022
RECETTES					
Vente d'énergie	413	369	433	219	-48%
Abonnements	38	41	40	28	
Autres prestations	1	2	2	1	
Total des recettes	452	412	475	248	
DEPENSES					
Charges d'exploitation	10	8	9	10	+19%
Dotations aux amortissements	68	69	66	65	
Charges exceptionnelles	0	-72	0	0	
Frais de structure	31	26	37	15	
Achat d'énergie	394	585	447	575	
Impôts et redevances	10	11	11	12	
Total des dépenses	513	625	570	677	
Résultat d'exploitation	-61	-214	-95	-429	

La Concession 2007 enregistre **une baisse du chiffre d'affaires d'un peu moins de 48 %**, (les volumes consommés ont diminué **de plus de 70 %** par rapport à l'exercice précédent tandis qu'à l'inverse les tarifs du gaz ont évolué à la hausse majoritairement). Dans le même temps, on note **une progression sensible des charges d'un peu moins de 19 %**. Cette progression s'explique principalement par une forte augmentation des charges d'achat de gaz (un peu moins de 29 %).

Le compte d'exploitation de la Concession 2007 présente un **résultat déficitaire de 429 k€** sur l'exercice 2023, dans la continuité des trois derniers exercices comptables (2020-2022). La contraction du chiffre d'affaires et l'augmentation des charges d'achat de gaz entraînent **le calcul d'une marge brute négative à hauteur de -295 k€ et donc d'un taux de marge lui aussi négatif de - 119 %**. Ainsi, sur l'exercice le chiffre d'affaires ne couvrant pas les coûts de revient, **l'activité n'a pas été rentable**.



Cependant, comme pour la Concession 2005, **la pertinence de ce résultat d'exploitation** de la Concession 2007 **est fragilisée par la défaillance du système de facturation du Concessionnaire**. Au surplus, **deux phénomènes particuliers** viennent encore **amoindrir sa représentativité** :



- À la suite d'une absence de vérification des volumes réellement consommés, des facturations ont été établies à tort pour 2 clients industriels au cours des exercices antérieurs (facturation de volumes estimés pour des clients ne consommant plus). Dans ce contexte, le Concessionnaire a dû établir **des avoirs pour 4,5 Millions de KWh. Ces avoirs ont été traités en réfaction du chiffre d'affaires** dans le compte d'exploitation de l'exercice. **L'Autorité Concédante reste en l'attente des réponses aux questions qu'elle a posées sur ce point.**
- Le montant des achats de gaz inscrit au compte d'exploitation (575 k€) subit l'impact **de deux mouvements importants, une variation de la valeur de stock de -175 k€ et une dépréciation de 398 k€**. Ces mouvements résultent de plusieurs anomalies relatives à l'évaluation des stocks au cours des exercices précédents. **L'Autorité Concédante reste en l'attente des réponses aux questions qu'elle a posées sur ce point.**



²⁴ Les données ci-dessus ne portent que sur 10 mois de l'année 2023.

10. Les comptes d'exploitation – Concession 2012

Compte d'exploitation synthétique :

En k€	2020	2021	2022	2023 ²⁵	Ecart 2023/2022
RECETTES					
Vente d'énergie	106	123	113	93	-18%
Abonnements	2	1.8	1.8	1	
Autres prestations	0	0.2	0.2	0	
Total des recettes	108	125	115	94	
DEPENSES					
Charges d'exploitation	2	2	2	2	+3%
Dotations aux amortissements	8	7	7	7	
Charges exceptionnelles	0	0	0	0	
Frais de structure	6	5	7	3	
Achat d'énergie	47	42	53	58	
Impôts et redevances	0	0.5	0.5	0.5	
Total des dépenses	63.5	56.5	69.5	70.5	
Résultat d'exploitation	+44.5	+68.5	+45.5	+23.5	

La Concession 2012 enregistre **une baisse du chiffre d'affaires d'un peu moins de 18 %** (les volumes consommés ont diminué de plus de 30 % par rapport à l'exercice précédent tandis qu'à l'inverse les tarifs du gaz ont évolué à la hausse). Dans le même temps, on note une **légère progression des charges d'un peu plus de 3 %**. Cette progression s'explique principalement par une hausse des charges d'achat de gaz (un peu moins de 10 %).

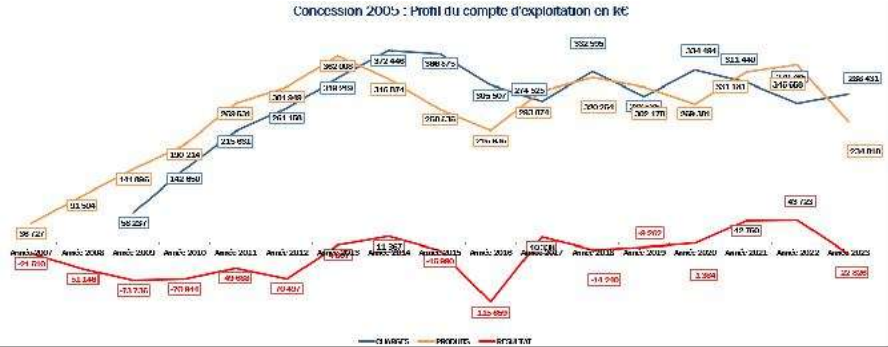
Le compte d'exploitation de la concession 2012 présente un **résultat encore excédentaire bien qu'en forte contraction de 23.5 k€**, dans la continuité des trois derniers exercices comptables (2020-2022).



- Cette situation s'explique par la combinaison de plusieurs facteurs :
- La défaillance du système de facturation entraine une contraction du chiffre d'affaires
 - Le montant du chiffre d'affaires couvre les charges de la concession ;
 - Le montant des dépenses est très maîtrisé en raison du faible montant de dotations aux amortissements. Elles représentent 10% du total des charges

²⁵ Les données ci-dessus ne portent que sur 10 mois de l'année 2023.

11. Conclusions relatives à la rentabilité des Concessions



En synthèse et à la lecture des 3 graphiques ci-dessus, retenons que :



1. Le résultat 2023 des 3 concessions n'est pas consolidé ni définitif en raison de l'absence de facturation de 2 mois venant impactés le montant des recettes comme des dépenses. La présentation des comptes sur 10 mois ne permet pas de porter une analyse précise des concessions.
2. Si les concessions ont parfois présenté un résultat excédentaire, il convient de souligner une tendance de fond de depuis 2020 – soit 4 exercices comptables – de déficit de compte d'exploitation.
3. Cette tendance est à placer dans un contexte géopolitique instable et imprévisible de l'économie GAZ qui fragilise le modèle économique des concessions sur le territoire du Calvados.



12. BILAN DE LA PARTIE COMPTABLE



POINTS FORTS :

- Les inventaires ne présentent plus la constitution d'amortissements de caducité pour les biens de reprise, cette erreur ayant été corrigée sur l'inventaire transmis au titre de l'exercice 2023.
- Les tests sur les dotations aux amortissements techniques sur les biens de retour et les biens de reprise sont satisfaisants.



POINTS EN ATTENTE OU A SURVEILLER :

- La valeur brute des ouvrages progresse très peu entre les deux exercices. Cette très légère évolution est liée exclusivement aux corrections apportées par le Concessionnaire aux inventaires.
- En 2023 et pour la première fois, il convient de souligner qu'aucune dépense d'investissement n'a été enregistrée.
- Le Concédant s'interroge sur la capacité du Concessionnaire à faire face aux besoins de financement engendrés par les renouvellements des biens lorsque ceux-ci surviendront.
- Le Concédant attend la production des comptes d'exploitation corrigés pour l'exercice 2023 faisant apparaître les données comptables sur les 12 mois de l'exercice.
- Le Concédant attend des réponses aux questions qu'il a posées relatives d'une part, aux erreurs de facturation sur le périmètre de la Concession 2007 et d'autre part, aux variations et à la dépréciation des stocks de gaz sur l'ensemble des Concessions.



POINTS NON CONFORMES OU EN ATTENTE RÉCURRENTE :

- Les obligations pesant sur le Concessionnaire en termes de communication des données au titre des comptes-rendus d'activité ne sont pas satisfaites car certaines données transmises ne couvrent pas la totalité de l'exercice.
- Les méthodes d'amortissement pratiquées par le concessionnaire sont à parfaire.
- La valeur nette des ouvrages doit être corrigée afin d'intégrer les amortissements des biens remis gratuitement et la valeur nette des ouvrages propres doit être calculée.
- Le calcul des droits du concédant doit être corrigé.
- Les résultats des comptes d'exploitation sont à analyser avec une très grande prudence en raison de l'absence de données comptables sur deux mois de l'exercice 2023. Les conclusions des comptes de résultat ne peuvent pas être définitifs.

VI. Annexe n°1 : Les coefficients de conversion

Pour ce qui concerne la Concession 2005 :

Commune	Pression de livraison (compteur) en mbar	Pression atmosphérique mbar	Température moyenne de la période « été » et de la période « hiver » en ° Celsius		Coefficient de conversion m³ – kWh	
			Période « Été »	Période « hiver »	Période « Été »	Période « hiver »
COLOMBY/ANGUERNY Commune déléguée d'Anguerny	37	1013	16,6	8,5	26,7	27,47
	300	1013	16,6	8,5	26,7	27,47
	1000 (CACIC)	1013	15	15	51,47	51,47
ANISY	37	1013	16,6	8,5	26,7	27,47
	300	1013	16,6	8,5	26,7	27,47
	1000 (CACIC)	1013	15	15	51,47	51,47
LAIZE-CLINCHAMPS Communes déléguées de Clinchamps sur Orne et de Laize la ville	37	1013	16,6	8,5	26,7	27,47
	300	1013	16,6	8,5	26,7	27,47
	1000 (CACIC)	1013	15	15	51,47	51,47
ST MARTIN DES BESACES	37	1013	16,6	8,5	26,7	27,47
	300	1013	16,6	8,5	26,7	27,47
	1000 (CACIC)	1013	15	15	51,47	51,47
TRÉVIÈRES	37	1013	16,6	8,5	26,7	27,47
	300	1013	16,6	8,5	26,7	27,47
	1000 (CACIC)	1013	15	15	51,47	51,47

Pour ce qui concerne la Concession 2007 :

Commune	Pression de livraison (compteur) en mbar	Pression atmosphérique mbar	Température moyenne de la période « été » et de la période « hiver » en ° Celsius		Coefficient de conversion m³ – kWh	
			Période « Été »	Période « hiver »	Période « Été »	Période « hiver »
BASLY	37	1013	16,6	8,5	26,7	27,47
	300	1013	16,6	8,5	26,7	27,47
	1000 (CACIC)	1013	15	15	51,47	51,47
ORBEC	37	1013	16,6	8,5	26,7	27,47
	300	1013	16,6	8,5	26,7	27,47
	1000 (CACIC)	1013	15	15	51,47	51,47
THUE ET MUE Commune déléguée de Cheux	37	1013	16,6	8,5	26,7	27,47
	300	1013	16,6	8,5	26,7	27,47
	1000 (CACIC)	1013	15	15	51,47	51,47
LA VESPIERE-FRIARDEL Commune déléguée de la Vespière	37	1013	16,6	8,5	26,7	27,47
	300	1013	16,6	8,5	26,7	27,47
	1000 (CACIC)	1013	15	15	51,47	51,47

- La période « été » débute le 1^{er} avril (inclus) de chaque année et se termine le 30 septembre (inclus).
- La période « hiver » débute le 1^{er} octobre (inclus) et se termine le 31 mars (inclus).

Lorsque la facture d'un usager correspond à une période de consommation qui s'étale consécutivement sur une période d'été et d'hiver ou inversement, le Concessionnaire calcule le montant dû par l'usager en utilisant le coefficient de conversion de la période été et hiver ou inversement, en fonction d'un nombre de jours écoulés pour chacune des périodes.

Pour ce qui concerne la Concession 2012 :

Commune	Pression de livraison (compteur) en mbar	Pression atmosphérique mbar	Température moyenne de la période « été » et de la période « hiver » en ° Celsius		Coefficient de conversion m³ — kWh	
			Période « Été »	Période « hiver »	Période « Été »	Période « hiver »
Saint Martin de Bienfaite la Cressonnière	37	1013	11,7	2,9	27,16	28,02
	300	1013	11,7	2,9	27,16	28,02
	1000(CACIC)	1013	15	15	51,47	51,47
Période hiver : octobre à mars						
Période été : avril à septembre						

VII. Annexe n°2 : Valeurs brutes des ouvrages intégrant les ouvrages remis gratuitement par commune

Par nature d'ouvrages :

Concession 2005 En k€	Colomby-Angerny (Anguerny)	Anisy	Laize-Clinchamps		Souleuvre-en-Bocage (Saint-Martin-des-Besaces)	Trévières	Somme
			(Clinchamps sur Orne)	(Laize la Ville)			
Réseau	255	283	439	220	221	704	2 122
Stockages	10	19	78	25	14	119	265
Biens propres	8	19	11	11	7	7	63
Somme	273	321	528	256	242	830	2 450

Concession 2007 En k€	La Vespière-Friardel (La Vespière)	Orbec	Thue et Mue (Cheux)	Basly	Somme
Réseau	442	1 048	198		1 688
Stockages	237	0	15		252
Biens propres	66	0	8		74
Somme	745	1 048	221		2 014

Concession 2012 En k€	Saint-Martin-de-Bienfaite-la-Cressonnière
Réseau	189
Stockages	29
Biens propres	27
Somme	245

VIII. Annexe n°3 : Ensemble des valeurs comptables par commune intégrant les ouvrages remis gratuitement par commune

Concession 2005 - Ensemble des ouvrages – en €					
Communes	Valeurs brutes	Amortissement techniques	Amortissements de caducité	Valeur nette	Droit du concédant
Colomby-Angerny (Anguerny)	273 610	164 876	141 682	108 734	-5 071
Anisy	321 506	188 346	152 345	133 159	30 477
Laize-Clinchamps (Clinchamps sur Orne)	528 381	345 291	246 680	183 090	24 512
Clinchamps sur Orne (Laize la Ville)	255 762	175 839	128 636	79 923	36 293
Souleuvre-en-Bocage (Saint-Martin-des-Besaces)	241 657	133 956	115 953	107 701	2 881
Trévières	830 004	562 960	408 113	267 044	11 690
Somme en €	2 450 920	1 571 268	1 192 943	879 652	100 783
Somme en k€	2 450	1 571	1 193	880	101

Concession 2007 - Ensemble des ouvrages – en €					
Communes	Valeurs brutes	Amortissement techniques	Amortissements de caducité	Valeur nette	Droit du concédant
Basly					
La Vespière-Friardel (La Vespière)	745 285	526 025	547 495	238 385	-21 820
Orbec	1 047 775	469 178	511 205	494 514	30 094
Thue et Mue (Cheux)	221 144	113 213	121 228	94 256	8 377
Somme en €	2 014 204	1 108 416	1 179 928	827 155	16 651
Somme en k€	2 014	1 108	1 180	965	17

Concession 2012 - Valeurs comptables biens financés par PRIMAGAZ incluant les biens de reprise et les biens propres sans les remises gratuites					
Saint-Martin-de-Bienfaite-la-Cressonnière	Valeurs brutes	Amortissement techniques	Amortissements de caducité	Valeur nette	Droit du concédant
Somme en €	244 536	114 682	64358	129 854	4 237
Somme en k€	245	115	64	129	4



Avenant n°3 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 domicilié Esplanade Brillaud de Laujardière, ZAC de la Folie Cuvrechef, Porte de l'Europe, CS 75046-140077 Caen Cedex 5,

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

et, d'autre part,

- **Enedis**, gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité, société anonyme à directoire et à conseil de surveillance au capital social de 270 037 000 euros, dont le siège social est sis 34, place des Corolles 92079 Paris La Défense, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Nanterre sous le numéro 444 608 442, représentée par **Monsieur Olivier LAGNEL**, Directeur Régional Enedis, agissant en vertu des délégations de pouvoirs qui lui ont été consenties le 1^{er} novembre 2025 par Mme la Présidente et les membres du Directoire d'Enedis, faisant élection de domicile au 9, Place de la Pucelle, 76024 Rouen Cedex,

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

et ensemble « **les Parties** ».

Exposé des motifs

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

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

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 réglementation précitée pour l'établissement des ouvrages du réseau public de distribution d'électricité, sauf cas d'urgence dont elle fait part au gestionnaire du réseau de distribution

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

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 maîtrise 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 2025. 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 2026.

Dans le cadre de la prolongation de la présente convention, les Parties s'accordent à expérimenter les modalités opérationnelles liées aux évolutions du PSEDO et d'étudier les évolutions qui pourraient intervenir en matière des formats d'échanges cartographiques (standard Starelec...) dans le cadre du Dossier des Ouvrages Construits. Il sera également affiné l'usage de l'outil e-Plans de dématérialisation des échanges.

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 1^{er} janvier 2023, pour expirer **le 31 décembre 2026**. 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 1^{er} 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 intégreront 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 / /

Pour l'Autorité concédante,

La Présidente du SDEC-ENERGIE,

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE

Pour le Concessionnaire,

Le Directeur Régional Normandie Enedis

Monsieur Jean-Olivier MARTIN



Avenant n°3 à la Convention relative à la valorisation par le Concessionnaire des ouvrages construits sous la maîtrise d'ouvrage de l'Autorité concédante

Entre les soussignés :

Syndicat Départemental d'Énergies 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 domicilié Esplanade Brillaud de Laujardière, ZAC de la Folie Cuvrechef, 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 Olivier LAGNEL, Directeur Régional Enedis, agissant en vertu des délégations de pouvoirs qui lui ont été consenties le 1^{er} novembre 2025 par Mme la Présidente et les membres du Directoire d'Enedis, faisant election 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 réglementés de vente.

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

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 n°2 à la convention arrivant à son terme le 31 décembre 2025, 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 maîtrise d’ouvrage de l’Autorité concédante d’échanges en date du 22 décembre 2022, jusqu’au 31 décembre 2026.

Dans le cadre de la prolongation de la présente convention, les Parties s'accordent à expérimenter le nouvel outil Racing d'Enedis de valorisation des affaires et les échanges de données associées, sans emporter modification des modalités contractuelles antérieures visant à prendre en compte les caractéristiques des ouvrages remis.

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 1^{er} 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 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 / /2025

Pour l’Autorité concédante,

La Présidente du SDEC-ENERGIE,

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE

Pour le Concessionnaire,

Le Directeur Régional Normandie Enedis

Monsieur Olivier LAGNEL



Direction du Patrimoine

**Avenant n° 1 à la CONVENTION CADRE
RELATIVE A L'OCCUPATION DU DPAC PAR LES
RÉSEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION
D'ÉLECTRICITÉ SUR LE DÉPARTEMENT DU
CALVADOS**

Sapn /
Le Syndicat Départemental d'Energies du Calvados
usuellement dénommé SDEC ENERGIE /
Enedis

N.B. : Chaque page de l'avenant à la Convention Cadre sera paraphée par les Parties

Avenant n° 1 à la CONVENTION CADRE RELATIVE À L'OCCUPATION DU DPAC PAR LES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ SUR LE DÉPARTEMENT DU CALVADOS

ENTRE :

La **Société des Autoroutes Paris Normandie** (Sapn), Société Anonyme au capital social de 14.000.000 Euros, dont le siège social est situé : 30, boulevard Gallieni – 92130 Issy-les-Moulineaux, Immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Nanterre sous le numéro 632 054 029, Représentée par XXX, en qualité de XXX, demeurant : XXX, dûment habilité aux fins des présentes, Ci-après dénommée « Sapn », de première part,

ET :

Le **Syndicat Départemental d'Energies du Calvados**, usuellement dénommé SDEC ENERGIE, autorité concédante du service public du développement et de l'exploitation des réseaux de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés sur son territoire dont le siège social est situé : Esplanade Brillaud de Laujardière - ZAC de la Folie Cuvrechef – Porte de l'Europe – CS 75046 – 14077 Caen Cedex 5, Représenté par Madame la Présidente, Catherine GOURNEY LECONTE dûment habilité à cet effet par décision en date du, Ci-après dénommé le « SDEC ENERGIE », de deuxième part,

ET :

Enedis, Société Anonyme au capital social de XXX, dont le siège social est situé : XXX Immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés XXX Représentée par XXX, en qualité de XXX, demeurant : XXX, dûment habilité aux fins des présentes, Ci-après dénommée « Enedis », de troisième part.

Sapn, le SDEC ENERGIE et Enedis pourront être ci-après collectivement dénommés les « Parties » et/ou, individuellement, la « Partie ».

Le SDEC ENERGIE et Enedis pourront être ci-après collectivement dénommés les « Maîtres d'ouvrage » et/ou, individuellement, le « Maître d'ouvrage. »

Le terme « Maître d'ouvrage » emporte les prestations de maîtrise d'œuvre confiées par Enedis ou le SDEC ENERGIE à leurs sous-traitants et aux titulaires des marchés publics.

CECI RAPPELÉ, IL EST CONVENU CE QUI SUIT :

Le SDEC ENERGIE et Enedis ont conclu, le 29 juin 2018, une convention de concession pour le service public du développement et de l'exploitation des réseaux de distribution d'électricité.

En application des dispositions combinées des articles, L.2224-31 du Code général des collectivités territoriales, L.322-8 du Code de l'Energie et, 6, 7, 8 du cahier des charges, annexé à ladite convention de concession, la maîtrise d'ouvrage des travaux sur les réseaux de distribution d'électricité est répartie entre le SDEC ENERGIE et Enedis en fonction de la finalité, de la nature des travaux et de la catégorie des communes concernée.

Les ouvrages réalisés par le SDEC ENERGIE sont remis à ENEDIS à compter de la notification de l'Avis de Mise en Exploitation d'Ouvrage (AMEO), le concessionnaire en assure dès lors la responsabilité et les exploite conformément aux dispositions de l'article 10 dudit cahier des charges.

Les travaux réalisés (ci-après les « Installations ») par le SDEC ENERGIE et Enedis peuvent exercer une emprise sur le domaine public autoroutier concédé à Sapn (ci-après le « DPAC »).

Les Maîtres d'ouvrage occupent le DPAC, le cas échéant, pendant la période de réalisation des travaux. Enedis, exploite ensuite les Installations et occupe le DPAC durant toute la période d'exploitation des Installations.

Les Parties se sont rapprochées afin de convenir du recours à une convention d'occupation prévoyant une redevance forfaitaire annuelle pour la réalisation et l'exploitation de l'ensemble des Installations ainsi que l'occupation du DPAC.

Lors de leurs discussions relatives à la passation d'une telle convention, les Parties ont décidé que les deux phases successives (travaux et exploitation), dont la responsabilité incombe au SDEC ENERGIE et à Enedis pour la phase des travaux et à Enedis exclusivement pour la phase exploitation, seront traitées en même temps au sein de ladite convention.

Les Parties ont donc signé le 12/02/2021 une convention cadre relative à l'occupation du DPAC par les réseaux de distribution publique d'électricité sur le département du Calvados. Celle-ci arrivant à son terme le 11 février 2026, les parties ont décidé de la reconduire pour une durée de 5 ans.

ARTICLE 1 - OBJET DE L'AVENANT

Les parties conviennent de prolonger la durée de la convention relative à l'occupation du DPAC par les réseaux de distribution publique d'électricité sur le département du Calvados en date du 12 février 2021 jusqu'au 11 février 2031.

Les dispositions de l'article 11 de ladite convention sont donc supprimées et remplacées par les dispositions ci-dessous :

Article 11 – Durée de la convention cadre et des conventions particulières

11.2 Convention Cadre

La Convention Cadre est conclue pour la plus courte durée, soit de la concession accordée par l'État à Sapn (à titre indicatif, échéance actuellement fixée au 31 août 2033), soit d'une durée de cinq (5) ans.

Un (1) an avant l'arrivée à terme du délai de cinq (5) ans, les Maîtres d'ouvrage peuvent solliciter Sapn afin d'obtenir la reconduction de la Convention Cadre pour une période d'égale durée si la durée restante de la Concession accordée par l'État à Sapn le permet.

Durant cette dernière année, le montant de la redevance forfaitaire annuelle est renégocié par les Parties pour les cinq (5) années à venir.

En cas d'échec des négociations dans ce délai d'un (1) an, ou si les Maîtres d'ouvrage n'ont pas sollicité la reconduction de la Convention Cadre avant son arrivée à terme, celle-ci prend fin de plein droit.

Elle peut également prendre fin de manière anticipée dans les conditions mentionnées à l'article 12 de la Convention Cadre ci-après.

Lorsque la Convention Cadre arrive à terme, que ce soit son terme normal ou un terme anticipé, l'ensemble des Conventions Particulières en vigueur prennent également fin de plein droit.

Chaque Maître d'ouvrage sera tenu d'évacuer tous les matériaux en excès et de remettre en état les lieux mis à disposition, ainsi que les installations du domaine public qu'il aurait endommagées dans un délai de trois (3) mois suivant le terme, normal ou anticipé, de la Convention Cadre.

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 en trois (3) exemplaires originaux, dont un (1) exemplaire original pour chacune des Parties.

À Le	À Le	À Le
Pour Sapn	Pour le SDEC ENERGIE	Pour Enedis

XXX	Catherine GOURNEY-LECONTE	XXX
-----	---------------------------	-----

PROJET EN ATTENTE VALIDATION SAPN

Projet Résilience post-Ciarán

Accord de méthode entre le SDEC ENERGIE et Enedis Direction Régionale Normandie

Préambule

La tempête Ciarán, qui a traversé la Normandie le 2 novembre 2023, a constitué un événement exceptionnel : au plus fort de la crise, 65 000 clients ont été privés d'électricité dans le Calvados. Si environ 85% des clients ont pu être rétablis en 48h, la réalimentation de tous les clients, malgré les renforts anticipés et performants de la Force d'Intervention Électricité (FIRE), a nécessité 11 jours.

Cet épisode a confirmé que malgré la robustesse du réseau électrique du Calvados et ses capacités de réalimentation, certains secteurs restent sensibles aux aléas climatiques extrêmes.

À la suite de la tempête, Enedis a décidé d'initier le projet « Résilience post-Ciarán », dont l'objectif principal est de réduire l'impact et la durée des coupures lors d'événements exceptionnels sur les départements concernés.

Ce projet se distingue par :

- Une réponse concrète à l'événement, avec le lancement des études et des premières actions sur le Calvados dès 2024 ;
- Une enveloppe Enedis budgétaire dédiée et sécurisée (à titre indicatif, ce programme pluriannuel est d'environ 120 M€ à la maille de la Normandie, hors PPI) ;
- Une programmation sectorielle, efficiente dans sa mise en œuvre et s'étendant jusqu'en 2030, sans se substituer à la planification pluriannuelle des investissements dans le cadre du schéma directeur.

Le présent accord de méthode vise à instaurer une coopération renforcée entre le SDEC ENERGIE et la DR Normandie d'Enedis pendant toute la durée du projet. Il repose sur une volonté commune de coordonner les investissements pour renforcer la résilience des réseaux HTA et BT, conformément à la répartition de la maîtrise d'ouvrage définie dans le cahier des charges de concession. Cette collaboration prévoit également la recherche de coordination des chantiers, des échanges réguliers sur l'avancement des programmes respectifs et leur valorisation.

SOMMAIRE

Préambule	1
1 — Les éléments de contexte.....	3
1.1. Les incidents subis sur les réseaux	3
1.2. La résilience, enjeu commun majeur	3
1.3. Le phénomène d'exception conduit à des orientations spécifiques	3
2 — Nos ambitions communes.....	4
2.1. Les principes de mise en œuvre	4
2.2. Un enjeu fondamental de mise en commun	4
2.3. Présentation des programmes annuels respectifs : mise en œuvre opérationnelle	4
2.4. Une nécessité de portage auprès des acteurs locaux et régionaux	5
3 — Date d'effet	6

1 — Les éléments de contexte

Un vaste complexe météorologique dépressionnaire a circulé sur les Îles Britanniques du 31 octobre au 2 novembre 2023. Au Sud de ce complexe, une dépression nommée Ciarán par les services météorologiques irlandais a été à l'origine de vents exceptionnels en Normandie. Pour reprendre l'analyse de Météo France, cette violente tempête automnale est d'une ampleur inégalée en Normandie. En termes d'intensité, cette tempête est inédite et correspond sans conteste à la tempête la plus dévastatrice sur la Normandie depuis que les réseaux électriques ont été construits.

Le retour d'expérience de l'impact de Ciarán sur le réseau électrique conforte l'approche de renouvellement ciblé des réseaux les plus exposés aux aléas climatiques, notamment à travers le plan Aléas climatiques et la quasi-éradication des fils nus basse tension.

1.1. Les incidents subis sur les réseaux

Sur la haute tension de type A (HTA), les dégâts furent importants sur le réseau aérien du fait de la force du vent provoquant des incidents dont des chutes d'arbres, de branches ou d'autres éléments externes.

Sur la basse tension (BT), les dégâts constatés ont été - comparables à ceux-identifiés sur le réseau HTA, notamment du fait des chutes d'arbres, de branches ou d'autres éléments externes mais aussi de la force du vent. Les communes à forte prédominance de fils nus ont été les plus impactées.

1.2. La résilience, enjeu commun majeur

Le syndicat départemental d'énergies du Calvados ci-après SDEC ENERGIE et Enedis investissent depuis de nombreuses années dans les réseaux électriques afin d'améliorer leur résilience face aux aléas climatiques et d'accompagner la transition énergétique, dans le respect de la répartition de la maîtrise d'ouvrage définie dans le cahier des charges du contrat de concession. Enedis assure l'exploitation de l'ensemble des réseaux publics de distribution d'électricité.

Les réseaux électriques sont essentiels à la vie économique et sociale du territoire du Calvados, leur résilience est une priorité. Le projet Résilience post-Ciarán a pour objectif de diminuer l'impact sur la continuité d'alimentation et de rétablir au plus vite la totalité des clients du territoire après un événement climatique de cette ampleur.

1.3. Le phénomène d'exception conduit à des orientations spécifiques

Dès 1999, les tempêtes Lothar et Martin ont conduit Enedis à travailler sur la prévention des impacts physiques du climat sur ses activités.

Les plans aléas climatiques ont posé les fondements des politiques d'engagement d'Enedis, et notamment :

- Évaluer les impacts du changement climatique sur les activités existantes et futures ;
- Faire évoluer les organisations de gestion de crise ;
- Adapter les ouvrages existants pour les rendre moins sensibles aux conditions climatiques et résilients aux situations extrêmes.

Les tempêtes exceptionnelles comme celle de Ciarán engendrent des dégâts très importants sur les réseaux malgré les investissements réalisés par l'ensemble des maîtres d'ouvrage (SDEC ENERGIE et Enedis).

Un travail concerté entre ces maîtres d'ouvrage doit être renforcé pour orienter les choix d'investissements à la lumière d'un tel événement et réduire les temps de coupure et les dégâts lors de prochains événements climatiques extrêmes.

2 — Nos ambitions communes

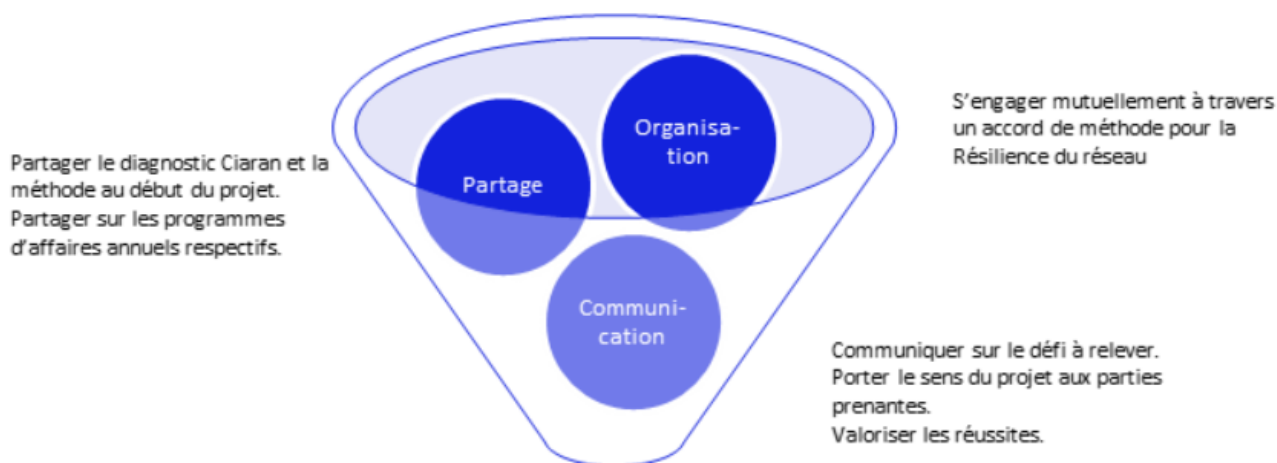
L'ambition commune du SDEC ENERGIE et d'Enedis est de diminuer l'impact des épisodes climatiques majeurs pour les clients du territoire. Pour cela, un travail sur la réduction des incidents (en nombre et en impact) et sur l'amélioration de la réactivité de réalimentation est partagé.

Ainsi,

- Enedis prévoit de positionner sur l'ensemble du département du Calvados de l'ordre de 20% du montant des investissements du projet Résilience post-Ciarán pendant toute la durée du projet, à savoir de 2024 à 2030 dans la limite des ressources financières consacrées au projet Résilience post-Ciarán.
- Le SDEC ENERGIE prévoit de viser la suppression des fils nus BT des départs HTA traités par Enedis dans la limite des ressources financières qui lui sont accordées et de la validation des collectivités pour d'éventuels effacements de réseaux coordonnés. Pour mémoire, les financements disponibles qui ciblent l'éradication des fils nus sont les fonds FACÉ Intempéries, les participations de la convention dite « Article 8 » et des fonds propres du SDEC ENERGIE.

2.1. Les principes de mise en œuvre

Une volonté commune autour de 3 axes : partage, organisation et communication



2.2. Un enjeu fondamental de mise en commun

Par cet accord de méthode, le SDEC ENERGIE et Enedis affirment cette volonté de dialoguer dans un esprit de transparence et de prise en compte des expressions de chacun pour une convergence d'intérêts sur la résilience du réseau électrique.

2.3. Présentation des programmes annuels respectifs : mise en œuvre opérationnelle

Le diagnostic post-Ciarán a permis de dégager une vision commune des impacts de la tempête Ciarán et des orientations techniques à décliner sur le territoire.

Enedis et le SDEC ENERGIE conviennent de travailler par départ HTA. Au regard de l'objectif de résilience, chaque départ HTA fait l'objet d'un traitement adapté. La liste des départs concernés à la suite du diagnostic est donnée par Enedis en annexe 1. Les données sur chaque départ concerné sont actualisées à pas semestriel.

Accord de méthode entre
le SDEC ENERGIE et Enedis Direction Régionale Normandie

Afin d'établir un programme commun de travaux coordonnés dans le cadre de la résilience « post Ciaran », il est convenu qu'Enedis transmette au SDEC ENERGIE la liste de ses travaux avec leurs APS au plus tard le 1er juin de l'année N (sachant qu'en fonction de la réalisation des APS, ces derniers peuvent être communiqués au SDEC ENERGIE au fil de l'eau avant cette date).

Avant le 15 octobre de l'année N, Enedis et le SDEC ENERGIE s'efforcent de s'adresser leurs projets respectifs de programme prévisionnel de travaux de l'année N+1, sur la base du format proposé en annexe 2.

A l'issue de cette présentation, deux cas de figure envisageables :

- 1) Le croisement des projets respectifs d'Enedis (sur la base d'APS) et du SDEC ENERGIE permet de constater des projets communs qui viendront alimenter un programme annuel N+1 de travaux coordonnés,
- 2) Les projets respectifs n'ont pas de tracé commun : le SDEC ENERGIE s'efforcera, en fonction des cas de figure, d'élaborer un programme spécifique dans le cadre de la résilience du réseau basse tension en coordination avec les projets HTA d'Enedis.
A cet effet, en accord avec les collectivités, un programme annuel de travaux coordonnés pourra être établi, dans le cas contraire, Enedis mettra en œuvre son programme sans coordination.

Avant le 1^{er} décembre de l'année N, une réunion d'échanges est organisée entre Enedis et le SDEC ENERGIE pour réaliser d'éventuels ajustements nécessaires et identifier les affaires coordonnées du programme prévisionnel de travaux de l'année N+1. Cette réunion est l'occasion de préciser les orientations techniques des deux parties.

Le programme annuel arrêté pourra éventuellement être complété par Enedis ou par le SDEC ENERGIE jusqu'en mars de l'année N+1.

Pour 2026, ces délais pourront être adaptés.

Pour chaque départ, Enedis et le SDEC ENERGIE disposent d'une vision commune des travaux prévus et du calendrier de ces travaux. Le partage sur les travaux à réaliser doit faciliter une meilleure planification et coordination des travaux selon les maîtrises d'ouvrages respectives.

La présentation de ce programme annuel s'organise en fonction des paramètres ci-dessous :

- Une carte des travaux ;
- Les opérations prévues sur l'année N+1 au titre du programme prévisionnel ;
- La localisation, selon les types de travaux : commune principale, postes HTA/BT concernés, départ HTA, départ BT... ;
- Les quantités techniques prévues (dépose de longueurs de réseau BT et HTA...);
- Le montant financier prévisionnel annuel.

Pour illustrer ce programme, un exemple de tableau présentant ces programmes annuels est proposé en annexe 2.

Des échanges à pas trimestriels ont lieu entre le SDEC ENERGIE et Enedis afin de présenter l'éventuelle évolution de la nature et du calendrier des travaux. Cette fréquence sera adaptée en fonction du nombre d'affaires.

2.4. Une nécessité de portage auprès des acteurs locaux et régionaux

Le SDEC ENERGIE et Enedis s'entendent pour expliquer et valoriser les travaux auprès des collectivités concernées. Lors d'opérations coordonnées, une communication conjointe du SDEC ENERGIE et d'Enedis pourrait être mutualisée auprès des collectivités concernées.

Accord de méthode entre
le SDEC ENERGIE et Enedis Direction Régionale Normandie

3 — Date d'effet

Le présent accord de méthode prendra effet après signature par les parties.

Fait à Caen, le 7 novembre 2025

**Pour Enedis
Le Directeur Régional Normandie**

**Pour le SDEC ENERGIE,
La Présidente**

Monsieur Olivier LAGNEL

Madame Catherine GOURNEY-LECONTE

Accord de méthode entre
le SDEC ENERGIE et Enedis Direction Régionale Normandie

Annexe 1
Liste indicative des départs HTA concernés

Code GDO départ HTA	Départ HTA	Données à fin 2024					Prévision de traitement de la résilience du départ d'ici 2030 (total / partiel /à instruire)
		Longueur totale du départ en km (principale et antennes)	dont longueur en aérien du départ (km)	Longueur de fils nus BT associés au départ HTA, sur le territoire du SDEC ENERGIE (km)	dont longueur de fils nus BT en zone ER associés au départ HTA, sur le territoire du SDEC ENERGIE (km)	dont longueur de fils nus BT en zone urbaine associés au départ HTA, sur le territoire du SDEC ENERGIE (km)	
BAYEUC0001	VERNAY	86,6	71,3	0,4	0,4	0	
BAYEUC0002	ESQUAY	34,3	23,1	0	0	0	
BAYEUC0003	LONGUE	35,7	20,7	0,2	0,2	0,1	
BAYEUC0010	ASNELL	50,9	32,3	0,7	0,5	0,2	
BAYEUC0012	SUBLES	27,2	17	0	0	0	
BAYEUC0014	MAISON	51,3	33,4	0,6	0	0,6	
BOCAGC0002	HOTTOT	71,1	59,2	0	0	0	
BOCAGC0003	AUNAY	36,2	25,7	3,2	0	3,2	
BOCAGC0009	HAMARS	54,6	42,1	0	0	0	
C.NOIC0003	MONTPI	77,9	65,5	1,8	1,8	0	
C.NOIC0004	DRUANC	53,7	50,9	0	0	0	
C.NOIC0005	VASSY	63,6	53,5	0,3	0	0,3	
C.NOIC0012	THURY	39,6	26,9	0,5	0,1	0,4	
C.NOIC0013	ST PIE	24,9	22,3	0,2	0	0,2	
C.NOIC0016	SUISSE	58,7	37,2	0,6	0,6	0	
CAUMOC0001	CAHAGN	28	23,7	0	0	0	
CAUMOC0002	LIVRY	32,9	29,3	0,3	0,3	0	
CAUMOC0004	JURQUE	85,3	68,3	0,4	0,4	0	
CAUMOC0005	ST MAR	50	37,9	0	0	0	
CAUMOC0006	TRACY	55,1	43,8	0,2	0,2	0	
CAUMOC0008	ST OUE	101,3	68,3	0,4	0,4	0	
CAUMOC0009	CORMOL	50,5	42,1	0	0	0	
CAUMOC0010	BALLER	16,7	12,7	0,1	0,1	0	
CREULC0001	CREPON	41	11,2	4,1	4,1	0	
CREULC0005	LANTHE	24,6	4,8	0	0	0	
CREULC0006	BRECY	40,5	31,8	0,6	0,6	0	
DIVESC0006	DOZULE	73,3	41	1,4	1,4	0	
DOUV6C0008	THAON	22,4	9	0	0	0	
DRONNC0016	CHICHE	32,4	20,7	0	0	0	
F.ETOC0004	GAVRUS	35,8	21,9	0	0	0	
F.ETOC0007	VIEUX	35,9	18,5	0,1	0,1	0	
F.ETOC0013	BARON	25	2,1	0	0	0	
ISIGNC0002	GRANDC	30	20,9	0	0	0	
ISIGNC0004	LISON	49,9	30,6	2	0,9	1,1	
ISIGNC0005	VOUILL	28,3	16,5	1,3	0	1,3	
ISIGNC0010	NEUILL	60,5	25,3	0,7	0,7	0	
LISIEC0008	STMART	60,8	43	1,2	0,5	0,8	
LISIEC0010	BOISSI	72,8	37,3	2,4	1,4	1	
LISIEC0012	ORBEC	64,8	39,5	1,4	0,4	1,1	
LISIEC0014	OUILLY	50,9	33,4	0,5	0,1	0,5	
LIVARC0001	BELLOU	85,1	66	0,2	0,2	0	

Accord de méthode entre
le SDEC ENERGIE et Enedis Direction Régionale Normandie

Code GDO départ HTA	Départ HTA	Données à fin 2024					Prévision de traitement de la résilience du départ d'ici 2030 (total / partiel / à instruire)
		Longueur totale du départ en km (principale et antennes)	dont longueur en aérien du départ (km)	Longueur de fils nus BT associés au départ HTA, sur le territoire du SDEC ENERGIE (km)	dont longueur de fils nus BT en zone ER associés au départ HTA, sur le territoire du SDEC ENERGIE (km)	dont longueur de fils nus BT en zone urbaine associés au départ HTA, sur le territoire du SDEC ENERGIE (km)	
LIVARC0006	ST JUL	52,1	42	0,5	0,5	0	
LOUV5C0006	HEBERT	68	39,1	0,1	0,1	0	
ODON C0004	FONTEN	46,1	21,8	0	0	0	
ODON C0006	PUTOT	18,8	3,2	0	0	0	
ORBECC0002	COURTO	54,3	31,3	0,1	0,1	0	
ORBECC0003	FAMILL	86,5	70,9	0,5	0,1	0,4	
PERCYC0004	ECAJEU	49,9	39	0	0	0	
PERCYC0005	LIEURY	59	51,2	0,3	0,3	0	
PERCYC0010	AIRAN	32,9	16,1	0,1	0,1	0	
SAONNC0004	MANDEV	82,8	59,4	0,4	0,4	0	
SAONNC0005	STEMAR	55,4	33,7	2,5	0,1	2,3	
SAONNC0006	BERNES	50,8	39,3	1,2	0,4	0,8	
TOUQUC0013	PONTLE	48,7	29,4	0,1	0,1	0	
TOUQUC0016	CROIX	19,2	7,3	0,8	0	0,8	
VALLEC0002	MOYAUX	39,1	31,5	0,1	0,1	0	
VALLEC0003	BREUIL	48,9	28,3	0,2	0,2	0	
VALLEC0004	BLANGY	56,9	45,2	0,5	0,5	0	
VALLEC0005	ST HYM	63	41,6	0,5	0,5	0	
VALLEC0009	TORQUE	56,9	35	0,7	0,7	0	
VARETC0006	GONNEV	30,3	17,3	0,3	0	0,3	
VARETC0011	ABLON	19,3	7,9	2,2	0	2,2	
VASTOC0006	MORTEA	45,6	25,6	0,2	0,2	0	
VASTOC0009	ROQUET	58,5	39	0,2	0	0,2	
VIRE C0001	ROULOU	55,6	51,6	0,9	0,1	0,8	
VIRE C0003	BENYBO	83,8	61	0,7	0,1	0,5	
VIRE C0007	PONTFA	79,8	70,5	0,2	0,2	0	
VIRE C0010	CHAMPB	71	63,6	0,2	0	0,2	
VIRE C0011	GUILBE	86,4	65,5	0	0	0	
VIRE C0013	TALLEV	66,9	58,6	0,6	0	0,6	
VIRE C0015	LANDEL	71,8	60,2	0,1	0,1	0	
VIRE C0017	PRESLE	86	75,4	0,2	0,2	0	
VIRE C0022	RULLY	73,3	53,2	0	0	0	
Total							

Annexe 2
Modèles de programmes prévisionnels de travaux

Modèle Enedis

Numéro d'affaire	Intitulé d'affaire	Tension principale	Poste Source	Départ HTA	Poste HTA/BT	INSEE	Commune principale	Adresse
------------------	--------------------	--------------------	--------------	------------	--------------	-------	--------------------	---------

Quantités techniques prévues sur l'affaire					Quantité financière	Calendrier
Réseau HTA souterrain posé (m)	Réseau HTA aérien déposé (m)	Réseau BT souterrain posé (m)	Réseau BT aérien déposé (m)	OMT (nb)	Montants cumulés (k€ HT)	Prévision année des travaux

Modèle SDEC ENERGIE

Numéro d'affaire	Intitulé Affaire	Source de financement	Poste HTA/BT	EPCI	INSEE	Commune principale	Adresse
------------------	------------------	-----------------------	--------------	------	-------	--------------------	---------

Quantités techniques prévues sur l'affaire			Financier prévu sur l'affaire			
Réseau souterrain posé (m)	Réseau aérien déposé (m)	dont Fils nus BT déposé (m)	Réalisé années antérieures (k€ HT)	Prévu année N (k€ HT)	Prévu année N+1 (k€ HT)	Trimestre travaux estimé