Délégation de Service Public du réseau de chaleur et de froid de la Défense

30/10/2024

Rapport d'analyse technique et financier du Délégataire ILD Exercice 2022-2023

GENERIA la Défense, territoire d'énergies

CALIA CONSEIL

MANERGY

SOMMAIRE

1 PREAMBULE 4

1.1 VOS INTERLOCUTEURS 4
1.2 LE CADRE CONTRACTUEL 4
1.2.1 Rappel du cadre concessif initial 4
1.2.2 Les évolutions contractuelles 8
1.3 LES INSTALLATIONS SUPPORT DU SERVICE PUBLIC 12

2 L'EXERCICE, EN BREF 13

2.1 LES FAITS MARQUANTS DE L'ANNEE 13
2.2 LES CHIFFRES CLES 14

3 COMPTE-RENDU TECHNIQUE D'ACTIVITE 15

3.1 BILAN ENERGETIQUE 15
3.1.1 Les données climatiques 15
3.1.2 Les quantités d'énergie livrée à l'abonné 15
3.1.3 Le bilan de la distribution 19
3.1.4 Approvisionnement et consommables 20
3.1.5 Le bilan de la production 22
3.1.6 Synthèse des performances 32
3.2 EXPLOITATION 33
3.2.1 Organisation et effectifs 33
3.2.2 Maintenance 33
3.2.3 Pannes et incidents 34
3.2.4 Sécurité et gestion des sites 34
3.2.5 Environnement – réglementation 35
3.2.6 Qualité du service rendu 45
3.2.7 Activité commerciale 45
3.3 TRAVAUX 47
3.3.1 Programme de renouvellement 47
3.3.2 Travaux de gros entretien et de renouvellement 48
3.3.3 Travaux neufs 51

4 COMPTE-RENDU FINANCIER D'ACTIVITÉ 54

4.1 INTRODUCTION SUR LES MÉTHODES D'AUDIT 54
4.2 PRÉSENTATION DU COMPTE DE RÉSULTAT 54
4.3 ANALYSE DES PRODUITS 55
4.3.1 Présentation des produits 55
4.3.2 Détail des recettes 55
4.3.3 Analyse des produits du Chaud 56
4.3.4 Analyse des produits du Froid 67
4.3.5 Les autres recettes 70

4.4 CHARGES 72
4.4.1 Présentation des charges 72
4.4.2 Charges de personnel 73
4.4.3 Charges d'énergie 73
4.4.4 Les charges d'eau 75
4.4.5 Les charges de fournitures, sous-traitance, impôts et taxes 75
4.4.6 Les autres dépenses et frais de siège 75
4.4.7 Les charges d'investissement 76
4.4.8 Les charges financières 77
4.5 RESULTAT ET COHERENCE AVEC LA COMPTABILITE SOCIALE 78
4.5.1 Synthèse du compte-rendu financier annuel 78
4.5.2 Correspondance avec le compte de résultat (liasse fiscale) 79
4.6 COMPTES DE SUIVI 79
4.6.1 Suivi du compte conventionnel de GER 79
4.6.2 Suivi des quotas de CO2 80
4.6.3 Redevances contractuelles 80
4.6.4 Compte de cogénération 81
4.7 ANALYSE DU BILAN DE LA CONCESSION 82
4.7.1 Synthèse du bilan 82
4.7.2 Évolution de l'actif 82
4.7.3 Évolution du passif 83
4.8 AUTRES ANALYSES SPECIFIQUES 84
4.8.1 Suivi des flux financiers internes au groupe 84
4.8.2 Évolution du résultat et de la marge 84
4.8.3 Comparaison par rapport au prévisionnel de l'avenant 10 84
4.9 BUDGET PREVISIONNEL N+1 85

5 CONCLUSIONS 86

1 PREAMBULE

1.1 VOS INTERLOCUTEURS

Les acteurs de la concession sont :

- GENERIA, anciennement SICUDEF, syndicat mixte ouvert du quartier d'affaires de la Défense, créé en 1965, propriétaire des centrales de production, des réseaux de chaleur et de froid et des installations primaires est l'autorité délégante.
- Les villes de Courbevoie, Nanterre et Puteaux, ainsi que le Conseil Départemental des Hauts de Seine, composent le Comité syndical de GENERIA.
- ILD, anciennement ENERTHERM, titulaire du contrat de délégation de service public pour le réseau de chaleur et le réseau de froid, assure :
  - la fourniture de combustibles et d'électricité pour les centrales de production ;
  - la conduite et l'entretien de l'ensemble des installations ;
  - le gros entretien et le renouvellement des matériels sur les installations ;
  - les relations avec les abonnés. Les abonnés sont titulaires des contrats d'abonnement passés avec ILD.

Autres acteurs :

- L'Établissement public Paris La Défense (PLD), créé le 01/01/2018 et issu de la fusion de l'EPADESA (Établissement Public d'Aménagement de la Défense Seine Arche) aujourd'hui Paris La Défense et DEFACTO (Établissement Public de Gestion et d'Animation de La Défense), a pour mission d'aménager le territoire de la Défense. Son conseil d'administration est composé d'acteurs publics : l'État, les Villes de Courbevoie, Puteaux, Nanterre, la Garenne-Colombes et Paris, le Conseil Départemental des Hauts-de-Seine et le Conseil Régional de l'Île-de-France.

1.2 LE CADRE CONTRACTUEL

1.2.1 Rappel du cadre concessif initial

La première concession pour le réseau de chaleur est confiée au groupement d'entreprises constitué de Charbonnages de France, CGE et GDF.

En 1967, les travaux de création du réseau sont terminés. La société dédiée CLIMADEF est créée pour l'exploitation du réseau. La centrale d'Alençon et le réseau sont mis en service. Les moyens de production comprennent :

- Pour la production de chaleur :
  - 2 chaudières à charbon
  - 2 chaudières mixtes charbon-gaz
  - 1 chaudière gaz

- Pour la production de froid :
  - 2 turbo-alternateurs pour la production d'électricité
  - 7 groupes frigorifiques

Les centrales d'appoint de production de froid Carpeaux et Valmy ont été construites respectivement en 1989 et 1994.

En 1994, une fuite de gaz provoque une explosion de la chaufferie d'Alençon. La chaufferie est réhabilitée et fonctionne désormais uniquement au fioul à très basse teneur en soufre (TBTS).

En 2001, la gestion du réseau est confiée à ENERTHERM. Le contrat de concession est signé pour une durée de 25 ans à compter du 1er septembre 2002.

Des investissements importants sont mis en œuvre de 2006 à 2008, pour la création de la centrale gaz déportée Noël Pons et la mise en place du système de stockage de glace dans la centrale de production de froid d'Alençon.

La thermo-frigo-pompe (GFVT – Groupe Frigorifique et de Valorisation Thermique) est mise en place en 2014 dans la centrale d'Alençon. Cette modification substantielle des installations de production est prise en compte dans les avenants 4 et 6 à la concession.

L'avenant 10 signé en 2018 prévoit la création d'une chaufferie biomasse fonctionnant aux agro-pellets au sein de la chaufferie Alençon. Les travaux sont en cours.

Dans le cadre du verdissement du réseau de chaleur, ENERTHERM change de nom et devient IDEX LA DEFENSE (ILD) le 1er juillet 2021.

Forme du marché

Le SICUDEF a décidé par délibération du Comité Syndical en date du 9 décembre 1999 de lancer une consultation en vue de concéder le service.

Suite à une procédure d'appel d'offres, la convention de DSP est établie le 21 décembre 2001 entre le SICUDEF et ENERTHERM, et prend effet à compter du 1er septembre 2002 pour une durée de 25 ans, soit jusqu'au 31 août 2027.

Ce contrat a fait aujourd'hui l'objet de 12 avenants.

Au 30/09/2023, un 13ème avenant est en cours de préparation et traite notamment de la remise en fonctionnement de la turbine à gaz sur le marché libre pour le prochain exercice.

Règlement de service

Un règlement général de service est appliqué entre GENERIA et le délégataire du contrat de Délégation de Service Public sur la durée du contrat.

Ce règlement définit les rapports contractuels entre les abonnés et le délégataire ; il permet de conclure les polices d'abonnement spécifiques.

Demandes d'abonnement

Chaque abonné souscrit une demande d'abonnement, dont la durée est de :

- 15 ans selon le contrat de DSP
- 5 ans selon le Règlement de Service

Dans les faits, les demandes d'abonnement font référence au Règlement de Service. La durée effective des contrats est donc de 5 ans.

Les abonnements sont ensuite renouvelables tacitement par périodes de 5 ans jusqu'à la fin du contrat de Délégation de Service Public.

Rapport annuel de DSP du délégataire

L'article 70 et 71 de la convention de Délégation de Service Public précise qu'un rapport annuel sur les conditions d'exécution du service doit être remis par le Délégataire chaque année avant le 1er juin qui suit l'exercice considéré.

Ce rapport est établi conformément aux dispositions de l'article L. 1411-3 du Code Général des Collectivités Territoriales et reprend l'intégralité des prescriptions des articles R. 1411-7 et R. 1411-8 dudit Code. Il comprend un compte-rendu technique et environnemental, et un compte-rendu financier.

Le compte-rendu technique comprend :

- Au titre des travaux neufs :
  - Travaux de premier établissement effectués ;
  - Travaux de renouvellement et de gros entretien effectués ;
  - Travaux de branchements et extensions particulières ;
  - Les dépenses réelles, les sommes facturées, et les estimations pour l'ensemble des travaux neufs.

- Au titre de l'exploitation :
  - Quantités de combustible et de chaleur (achetées, produites, distribuées, vendues, état des stocks) ;
  - Éléments permettant de calculer les rendements ;
  - Nombre d'abonnés et évolution ;
  - Liste des abonnés et puissance souscrite par chacun ;
  - Effectifs du service et qualification des agents ;
  - Masse salariale ;
  - Évolution générale des ouvrages ;
  - Travaux de grosses réparations ;
  - Journal des pannes et des interventions ;
  - Journal des réclamations des abonnés ;
  - Les rapports de visite réglementaires des organismes de contrôle agréés.

Le concessionnaire est tenu de remettre annuellement au concédant un compte rendu environnemental qui devra notamment comprendre :

- L'ensemble des résultats des contrôles et visites effectuées au titre de la législation relatives aux installations classées ;
- Les mesures prises pour le respect de la législation sur les installations classées ;
- Le respect des normes quant aux effluents, fumées et déchets ;
- Le nombre d'alertes à la pollution et leur durée ;
- Le nombre de plaintes déposées par les riverains ;
- Le montant des taxes parafiscales acquittées au titre de la pollution.

Le compte-rendu financier comprend :

- La production des comptes :
  - Recettes de l'exploitation ventilés selon les éléments tarifaires ;
  - Les produits financiers ;
- Les charges de l'exercice
  - Personnel
  - Achat d'énergie (électricité, eau)
  - Fournitures ;
  - Sous-traitance
  - Impôts et taxes ;
  - Frais de siège ;
  - Charges relatives aux investissements (amortissement, renouvellement) ;
  - Frais financiers (immobilisations, fonds de roulement) ;
  - Participations contractuelles (dotation, redevances) ;
- État du compte conventionnel de GER de l'exercice écoulé ;
- Le compte d'exploitation prévisionnel de l'exercice en cours ;
- Sinistres enregistrés ;
- Contrats fournisseurs .

Pour l'exercice 2022-2023, les rapports annuels du Délégataire ont été remis en mai 2023.

Le présent rapport a pour objet d'analyser le contenu des comptes-rendus et annuels remis par le Délégataire pour l'exercice 2022-2023.

1.2.2 Les évolutions contractuelles

1.2.2.1 Les avenants

À ce jour, le contrat de concession ILD a fait l'objet de 12 avenants :

- **Avenant n°1 (29/04/2002)** : Ajout d'une condition de puissance souscrite minimale pour autoriser le raccordement d'abonnés hors périmètre ;

- **Avenant n° 2 (08/03/2011)** :
  - Précision du montant des travaux de premier établissement et annexion de l'inventaire des équipements au contrat ;
  - Modification des tarifs de base R1, R2 et R3 ;
  - Modifications de la tarification avec l'introduction :
    - D'un abonnement spécifique saisonnier « commerce » (6 mois hiver / 6 mois été) pour les clients raccordés sur un réseau secondaire et dont la surface est inférieure à 500 m2 ;
    - D'un tarif de secours pour les clients équipés d'une installation autonome et dont l'utilisation du réseau est inférieure à 1 000 heures par an ;
    - D'une nouvelle tarification énergie verte ;
    - D'une tarification d'échange entre concessionnaires du SICUDEF (= R1 abonnés ; pas de R2) ;
    - D'une règle de bonus / malus sur le R3 en fonction du delta T abonnés ;
    - D'un abattement par tranches sur le tarif R2 (chaud et froid) pour les usagers fortement utilisateurs (plus de 1 500 h / an).
  - Précision des modalités de tarification hors périmètre ILD avec différenciation des abonnés à l'intérieur et à l'extérieur du périmètre SICUDEF ;
  - Obligation pour le Délégataire de privilégier les énergies propres et celles qui sont susceptibles de faire baisser le tarif de la chaleur ;
  - Suppression de la possibilité donnée aux abonnés de demander à ILD l'entretien de leurs installations secondaires ;
  - Séparation des frais de raccordement en une part proportionnelle à la puissance souscrite et une part sur devis ;
  - Intégration d'une clause de répartition du solde GER en fin de concession.

- **Avenant n°3 (28/11/2011),** modification de l'indexation des tarifs R1 et R3 froid dans le cadre de la loi Nome (ouverture des marchés de l'électricité et fin programmée des tarifs réglementés associés) ;

- **Avenant n°4 (26/02/2013**) : Augmentation de la puissance de production froid avec la mise en place d'une thermo-frigo-pompe de 7,3 MW financée par ENERTHERM, sans modification de tarif ;

- **Avenant n°5 (07/11/2013**) : Modification des tarifs de base R1F et R3F suite au changement du coût du transport d'électricité (tarif Turpe 4) ;

- **Avenant n°6 (27/06/2014)** : Prise en compte de la production de la turbo-frigo pompe dans la tarification chaleur (prise en compte comme une production gaz) ;

- **Avenant n°7 (27/06/2014)** : modification de l'indexation des tarifs R1 gaz chaud suite à la suppression du tarif réglementé STS ;

- **Avenant n°8 (10/01/2016) :**
  - Harmonisation de la valeur des tarifs de base des redevances auprès du concédant ;
  - Redéfinition de la formule d'indexation du R1 froid,
  - Modification des conditions (températures) de livraison de la chaleur et du froid**.**

- **Avenant n°9 (18/10/2017)** : Modification de l'indexation des tarifs R1 froid et R3 froid suite au changement du coût du transport de l'électricité selon le tarif d'utilisation du réseau public de distribution d'électricité (TURPE 5) ;

- **Avenant n°10 (09/01/2018) :**
  - Définition des modalités de réalisation par ILD de travaux pour le verdissement du réseau et notamment :
    - La définition du programme de travaux ;
    - Les modalités de financement des investissements ;
    - La redéfinition du mix énergétique et de la tarification ;
    - La prolongation de la durée de la concession ;
    - La définition d'une valeur résiduelle des travaux de verdissement en fin de concession ;
    - La modification du programme de gros entretien et renouvellement.
  - Modification des modalités de paiement des frais de raccordement ;
  - Modification du Règlement de Service.

- **Avenant n°11 (08/07/2021)** : Définition des conditions et limites de responsabilités des différentes parties prenantes dans le traitement de données personnelles (RGPD) ;

- **Avenant n°12 (13/02/2023)** : Révision de la tarification dans pour protéger les abonnés d'une forte augmentation du coût de la chaleur en rééquilibrant la structure tarifaire grâce à:
  - L'adaptation aux conditions réelles du marché du prix de la chaleur issue de la biomasse solide (agro-pellets, terme R1Cbs) ;
  - La définition d'un mécanisme de modération du prix du gaz de la chaleur issue du gaz (terme R1Cg) par rapport du prix du gaz et selon 3 principes :
    - Baisse spécifique au type d'abonné : logement ou autre ;
    - Proportionnée en fonction du niveau du gaz ;
    - Encadrée par un mécanisme de plancher et de plafond.
  - La répercussion du coût du CO2 aux abonnés,

- La définition du nouveau prix de la chaleur issue de la TFP, par la création d'un terme R1C TFP (avec une nouvelle indexation sur le prix de l'électricité désormais et non du gaz naturel),
- Le rééquilibrage du terme R2C.

  Et l'actualisation des volumes du dispositif de l'ARENH dans les composantes tarifaires variables R1F et R3 du réseau de froid.

- **Projet Avenant n°13** (en cours de signature durant l'exercice) : Cet avenant a pour objectif de définir les conditions de remise en fonctionnement de la turbine à gaz en cogénération sur le marché libre pour la saison 2023/204 (située dans la centrale Noël Pons). La recette des ventes de l'électricité produite sera versée sur un fonds d'aide à la sobriété énergétique afin d'accompagner les abonnés dans la maîtrise de leurs consommations.

- **Projet Avenant n°14** (lancé durant l'exercice) : Valorisation financière des Certificats d'Économie d'Énergie (CEE). Le contrat de la Concession ne prévoyait pas la possibilité de valoriser ces CEE. L'avenant a donc pour objet de les valoriser pour des opérations de type GER et ensuite de reverser le produit de la redevance CEE sur un fonds d'aide à la sobriété énergétique.

- **Projet Avenant n°15** (en discussion durant l'exercice) : Caractérisation du « coût de la matière » et définition de la formule paramétrique pour déterminer le « coût logistique » de l'agro-pellet selon l'avenant n°12.

1.2.2.2 Mixité énergétique (avenant n°10)

Le contrat de DSP initial prévoit l'utilisation du fioul TTBTS et du gaz comme combustibles.
L'avenant 4 prévoit la mise en place de la TFP.
L'article 3 de l'avenant 10 modifie les sources énergétiques du réseau. Il précise :

« Les énergies utilisées dans des conditions normales de fonctionnement pour la production de chaleur sont les suivantes :

Type d'énergie	Du 1/10/2019 au 30/09/2020	A partir du 1/10/2020
Turbo-frigo-pompe (GF8)	20 %	20 %
Biomasse solide	35 %	35 %
Cogénération gaz	19 %	
Gaz naturel	20%	37%
Biomasse liquide ou Fioul	6 %	8 %

Le Concessionnaire s'engage à ce que la chaleur fournie aux usagers soit produite à plus de 50% à partir d'Energies Renouvelables et de Récupération (EnR&R) à partir du 1er janvier 2020.

La proportion des combustibles et énergies est prévisionnelle et donnée à titre indicatif étant entendu que toute modification substantielle des sources d'énergies utilisées ou des priorités d'engagement pour la production de la chaleur ne pourra se faire que dans l'intérêt des Abonnés et avec l'accord exprès et préalable du Syndicat notamment en cas de circonstances rendant nécessaires le choix d'une autre énergie ou une modification dans la proportion des combustibles au regard de considérations relatives à la sécurité d'approvisionnement ou des personnes ou de considérations environnementales ou réglementaires.

Par ailleurs, le Concessionnaire s'engage à produire la chaleur avec un taux EnR&R supérieur à 50% et ainsi faire bénéficier aux abonnés d'un taux de TVA réduit à compter du 1er janvier 2020.

En cas de non atteinte de ce taux, le Concessionnaire verse aux abonnés ne récupérant pas la TVA une compensation égale à la différence de TVA.

En attendant la mise en service de la chaufferie agro-pellets et afin de bénéficier de la TVA à taux réduit, ILD avait choisi de se fournir au biogaz (partenariat avec la société SAVE).

1.2.2.3 Les conventions d'export

- Centrale de Cogénération : Convention de vente d'électricité EDF

Les conditions de vente d'électricité du réseau de chaleur à EDF étaient définies par une convention. Cette Convention a pris effet le 1er novembre 2008 et ce pour une durée de 12 ans, soit jusqu'au 31 octobre 2020.

L'avenant 7 à la convention, signé en janvier 2014, permet à ILD de bénéficier des nouvelles conditions d'achat de l'électricité définies par l'arrêté du 9 octobre 2013.

À ce jour, la convention de vente d'électricité à EDF est arrivée à échéance. L'électricité produite par la centrale cogénération est donc vendue sur le marché libre.

Export de chaleur et de froid

Les réseaux de chaleur et de froid d'ILD sont équipés de liaisons permettant d'exporter vers :

- Le réseau de froid SUC, dont l'autorité délégante est GENERIA (en secours) ; un import de frigories du réseau SUC vers le réseau ILD est également possible en secours ;
- Les réseaux de chaleur et de froid de la Ville de Courbevoie (SEINERGIE) ;
- Le réseau de chaleur de la Ville de Puteaux (CICEO) ;
- Le réseau de chaleur de la Ville de Suresnes (SOCLIS).

Les liaisons vers les réseaux de chaleur de Puteaux et Suresnes sont techniquement hors service.

Les échanges de froid en secours avec le réseau de froid Front de Seine, dont le Délégataire est la SUC, sont permis par les conventions de DSP, sous réserve que le tarif d'export soit égal au tarif R1 de vente aux abonnés.

Les exports de chaleur et de froid en secours avec le réseau de chaleur et de froid de Courbevoie, dont le Délégataire est SEINERGIE, sont permis par l'avenant 2 de la convention de DSP d'ILD, sous réserve que le tarif soit supérieur ou égal au tarif de vente aux abonnés.

1.3 LES INSTALLATIONS SUPPORT DU SERVICE PUBLIC

Suite aux travaux de l'avenant 10, les moyens de production de chaud et de froid seront les suivants :

Production de chaleur

- Centrale Alençon :
  - 2 chaudières biomasse (2 x 22,5 MW)
  - 2 chaudières fioul (2 x 45 MW)
  - 2 chaudières vapeur basse pression (2 x 7,5 MW), avec 2 échangeurs (2 x 5 MW)
  - 1 thermofrigopompe (12 MW chaud)
- Centrale Pons :
  - 3 chaudières gaz (2*60 MW + 30 MW)
  - 1 turbine à gaz avec cogénération (18 MW récupéré+12 MW brûleur post combustion)

Production de froid

- Centrale Alençon :
  - 1 thermofrigopompe (7 MW chaud, centrale Alençon)
  - 7 groupes frigorifiques (4 x 18 MW + 3 x 8 MW + 24 MW bacs à glace)
- Centrale Carpeaux :
  - 6 groupes frigorifiques (6 x 1 MW + 30 MW bacs à glace)
- Centrale Valmy :
  - 2 groupes frigorifiques (2 x 3 MW)

2 L'EXERCICE, EN BREF

2.1 LES FAITS MARQUANTS DE L'ANNEE

2.1.1.1 Réseau de chaleur

- Les travaux relatifs au projet de l'agro-pellet se sont poursuivis. Le premier train de livraison d'agro-pellets a été accueilli (depuis le site de Gellainville) sur la plateforme d'ILD en avril 2023. Malgré le retard dans la réception des commandes de matériel, le premier feu a été réalisé en novembre 2023. Le process de chargement, transport, réception et transfert de la matière a été validé par le Délégataire.

- Le montant total actualisé du projet s'élève à 41M€ et a pu bénéficier de subventions à hauteur de 12,5M€ : 11,5M€ portés par l'ADEME et 1M€ portés par le Conseil Régional d'Ile-de-France.

- Après une période d'arrêt technique lors de la précédente saison, la TFP a correctement fonctionné et été utilisée durant toute la période estivale. Ce choix d'ILD a permis d'optimiser le taux d'ARENH.

- La cogénération n'a pas été utilisée de façon continue durant la période hivernale en raison des conditions peu attractives du marché.

- Le réseau a fait l'objet d'un arrêt technique annuel du 31/07/2023 au 06/08/2023.

- L'exercice est marqué par la signature d'un 12ème avenant sur le rééquilibrage de la structure tarifaire de la concession en février 2023 ainsi que l'application d'une solution « spot » (réduction mensuelle de 100 €HT/MWh sur la facture) sur la période d'octobre 2022 à janvier 2023 par ILD, ceci à l'initiative de GENERIA.

2.1.1.2 Réseau de froid

- Démarrage des travaux de la dernière phase de renouvellement des tours aéroréfrigérantes (situées en toiture de la central Alençon) n° 1 et 6 durant l'exercice.

- Le réseau a fait l'objet d'un arrêt technique annuel du 13/02/2023 au 19/02/2023.

2.2 LES CHIFFRES CLES

2.2.1.1 Réseau de chaleur

	Total 2022-2023
Nombre de points de livraison	266
Puissance production	295 MW
Puissance souscrite totale	196 739 kW
Quantité de chaleur produite	233 525 MWh
Quantité de chaleur livrée	208 809 MWh
DJUc	1 872

Tableau 1 : Chiffres clés du réseau de chaleur

2.2.1.2 Réseau de froid

	Total 2022-2023
Nombre de points de livraison	129
Puissance production	115 MW + stockage glace 60 MWh
Puissance souscrite totale	119 859 kW
Energie primaire consommée	28 743 MWh élec
Quantité de froid livrée	75 624 MWh
DJUf	458

Tableau 2 : Chiffres clés du réseau de froid

2.2.1.1 Réseaux de chaud et de froid

	Total 2022-2023
Total produits d'exploitation	89 194 k€
Total charges d'exploitation	73 160 k€
Résultat d'exploitation	16 034 k€
Résultat courant	16 537 k€
Résultat exceptionnel	0 k€
Participation et intéressement	698 k€
Impôt sur les bénéfices	3 851 k€
Résultat net	11 987 k€

3 COMPTE-RENDU TECHNIQUE D'ACTIVITE

3.1 BILAN ENERGETIQUE

3.1.1 Les données climatiques

Afin de rendre compte de la rigueur climatique, les Degrés Jour Unifiés pour la chaleur (DJUc) et le froid (DJUf) sont pris en compte. La station de référence est Paris-Montsouris.

DJU	2021-2022	2022-2023	Écart
DJUc	1 921	1 872	-3 %
DJUf	548	458	-16 %

Tableau 3 : DJUc et DJUf sur les exercices n-1 et n

3.1.2 Les quantités d'énergie livrée à l'abonné

3.1.2.1 Réseau de chaleur

	2021-2022	2022-2023	Variation
DJUc	1 921	1 872	-3%
MWh livrés	249 769	208 809	-16%
Puissance souscrite	196 432	196 739	-0%

Tableau 4 : Chaleur livrée sur les exercices n-1 et n

Cette baisse des ventes de chaleur de 16% est principalement liée au taux d'inoccupation en hausse des bureaux et aux actions de sobriété énergétique réalisées par les abonnés du réseau.

Une adaptation des usages aux coûts élevés de l'énergie a pu également impacter les consommations des abonnés du réseau à la baisse.

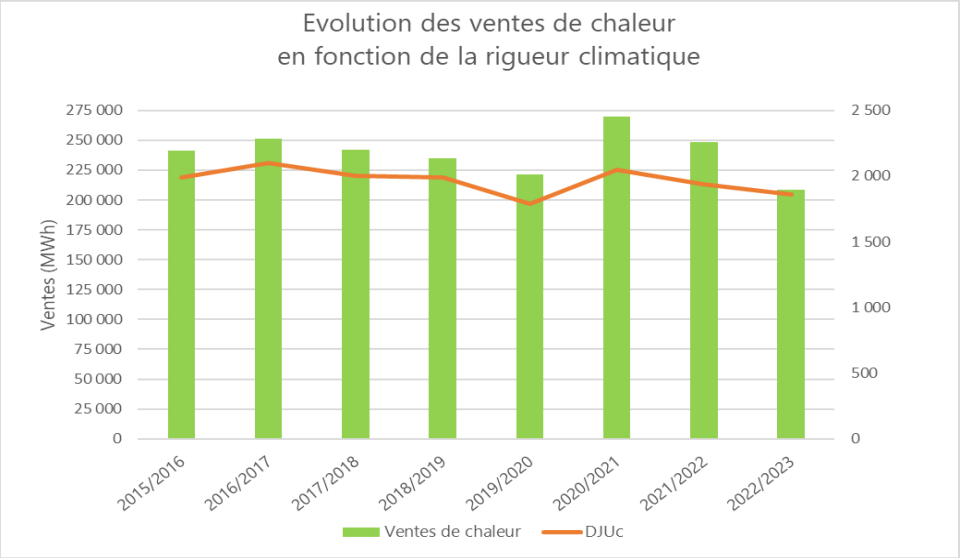


Figure 1 : Évolution des ventes en fonction de la rigueur climatique

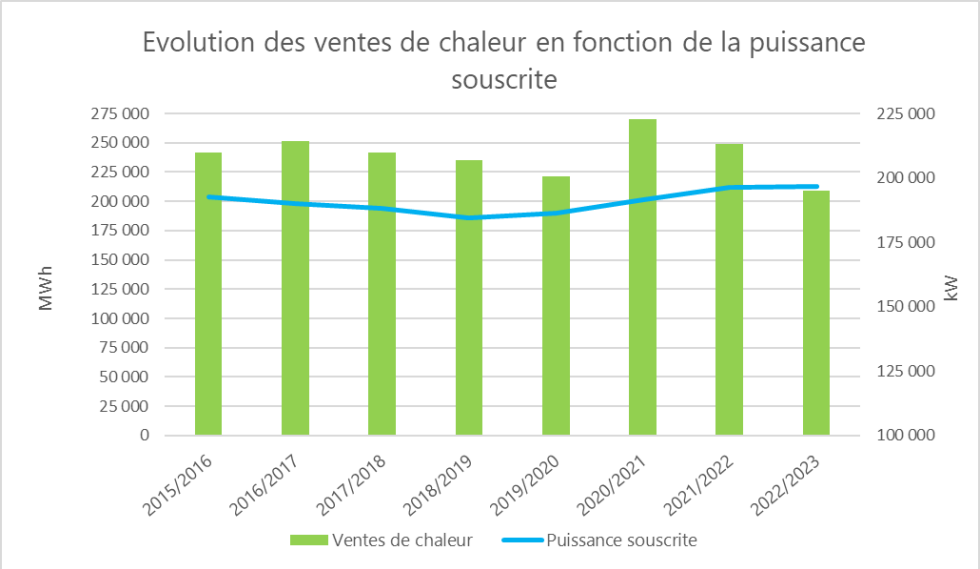


Figure 2 : Évolution des ventes en fonction de la puissance souscrite

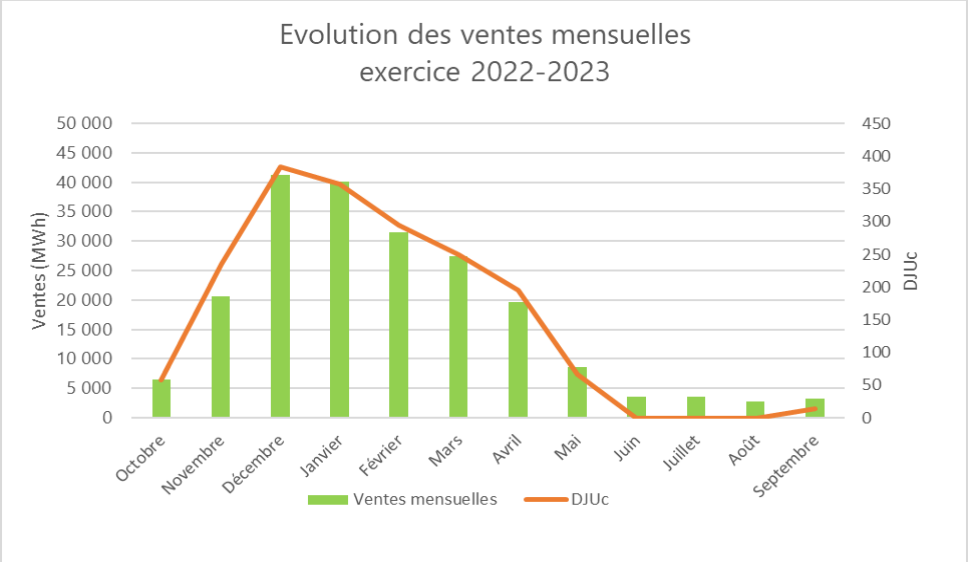


Figure 3 : : Évolution des ventes mensuelles sur l'exercice n

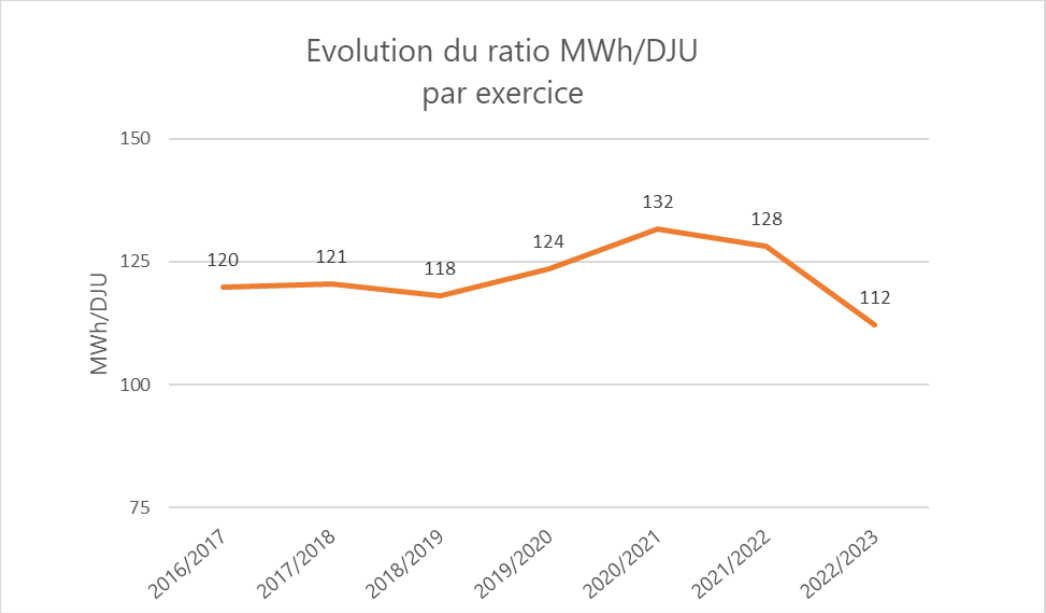


Figure 4 : Évolution du ratio annuel MWh/DJU depuis l'exercice 2016 - 2017

A rigueur climatique équivalente, les ventes de chaleur sont en baisse de 13% par rapport à l'exercice précédent. Le ratio de consommation par DJU est le plus faible depuis les 6 derniers exercices.

Évoqué précédemment, cette baisse proviendrait essentiellement des actions de performance énergétique menées par les abonnés du réseau et de la baisse du taux d'occupation des tours du quartier de La Défense.

Au cours de l'exercice et des différentes réunions trimestrielles d'exploitation qui se sont tenues, ILD n'a pu apporter d'explications supplémentaires à ce phénomène.

3.1.2.2 Réseau de froid

	2021-2022	2022-2023	Variation
DJUf	548	458	-16%
MWh livrés	90 337	75 624	-16%
Puissance souscrite	115 459	119 859	+4%

Tableau 5 : Froid livré sur les exercices n-1 et n

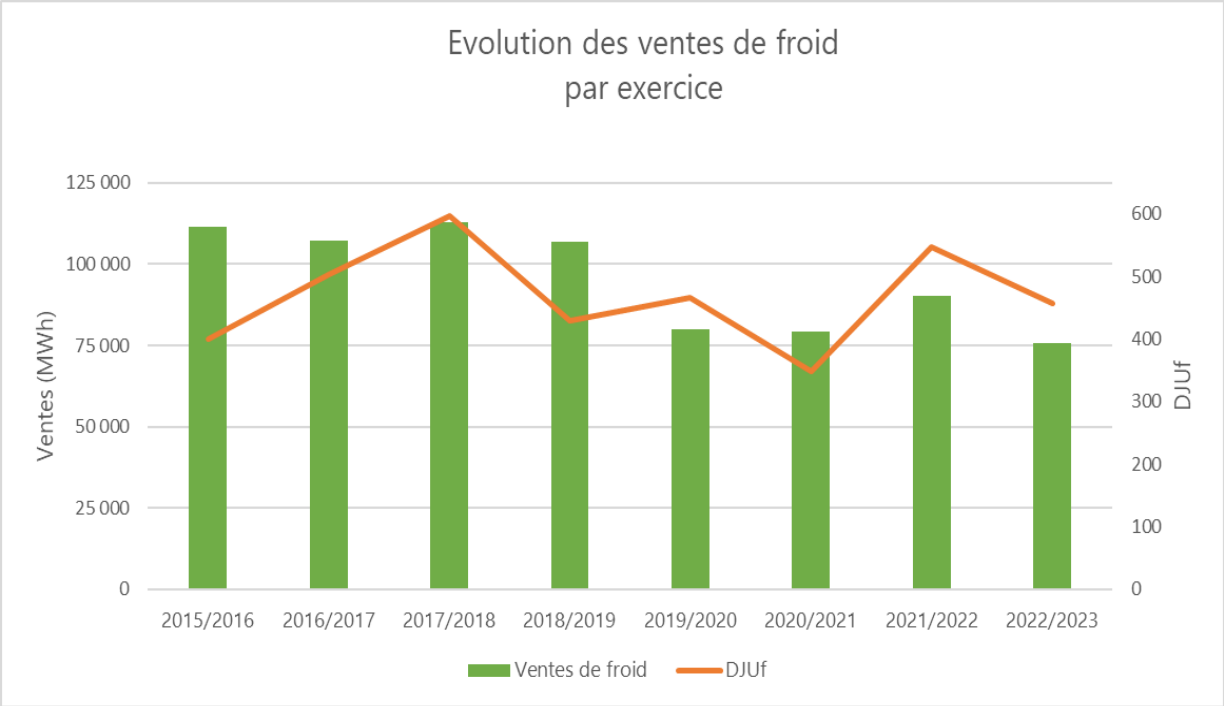


Figure 5 : Évolution des ventes de froid depuis l'exercice 2015 - 2016

Après une reprise des consommations en 2020-2021, on constate que les besoins de froid n'ont pas augmenté et qu'en parallèle la puissance souscrite globale n'a que très peu augmenté sur cet exercice.

D'après les échanges avec le Délégataire durant les réunions trimestrielles, les explications restent identiques bien que la puissance souscrite ait augmenté de 4% par rapport à l'exercice précédent : les baisses de ventes sur cet exercice sont en partie expliquées par une baisse de la rigueur climatique et une meilleure gestion des installations de la part des abonnés.

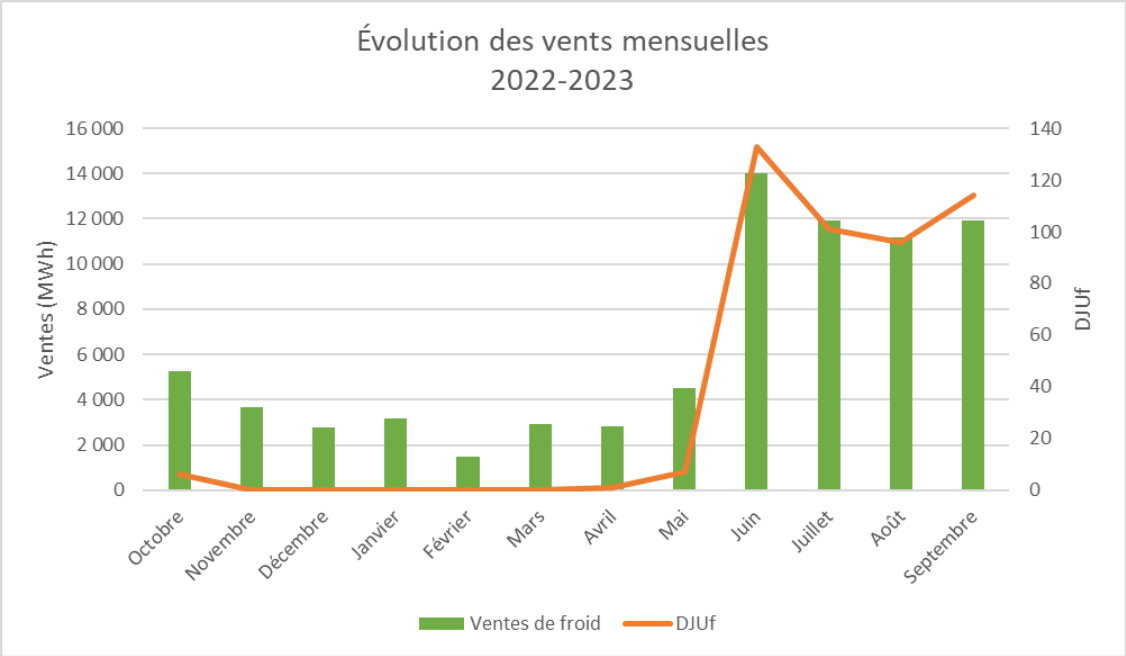


Figure 6 : Évolution des ventes mensuelles de froid sur l'exercice n

Il est à noter que les ventes de froid ne suivent qu'en partie la rigueur climatique, puisque le refroidissement des équipements informatiques représente un talon annuel quelle que soit la chaleur estivale.

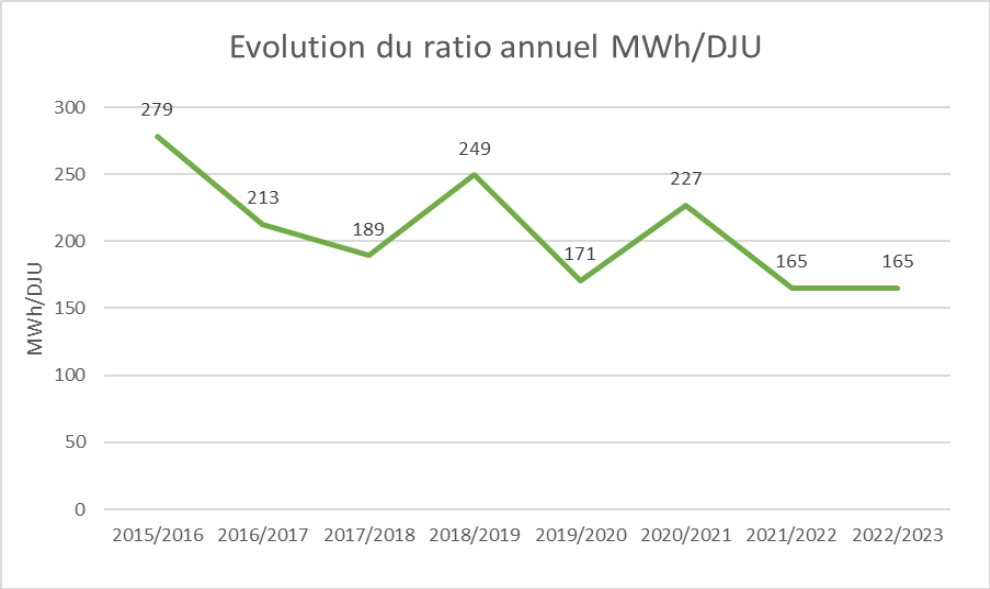


Figure 7 : Évolution du ratio annuel MWh/DJU depuis l'exercice 2015 - 2016

À DJU équivalents les ventes de froid sont stables (ratio MWh/DJUf stable) par rapport à l'exercice précédent.

3.1.3 Le bilan de la distribution

3.1.3.1 Réseau de chaleur

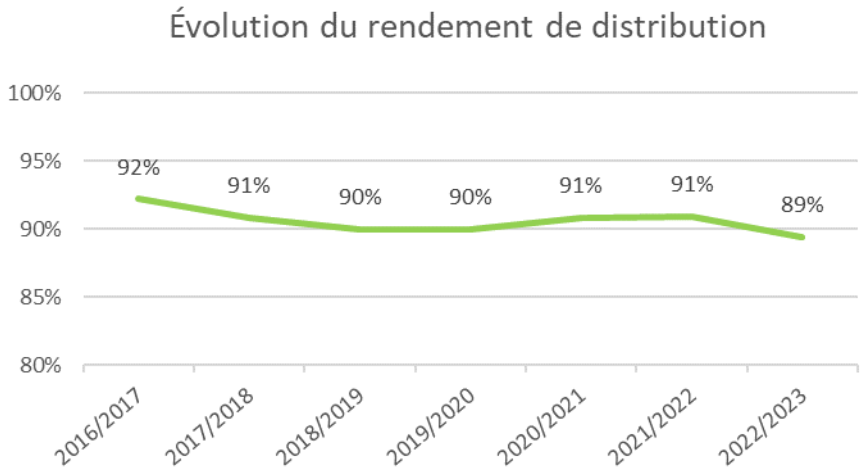


Figure 8 : Évolution du rendement de distribution chaleur depuis l'exercice 2016 - 2017

Le rendement de distribution du réseau est en légère baisse sur cet exercice en lien avec la baisse des besoins de chaleur (plus particulièrement en dehors de période de chauffe). Ce rendement reste néanmoins conforme par rapport à la vétusté du réseau et à son usage (eau surchauffée).

3.1.3.2 Réseau de froid

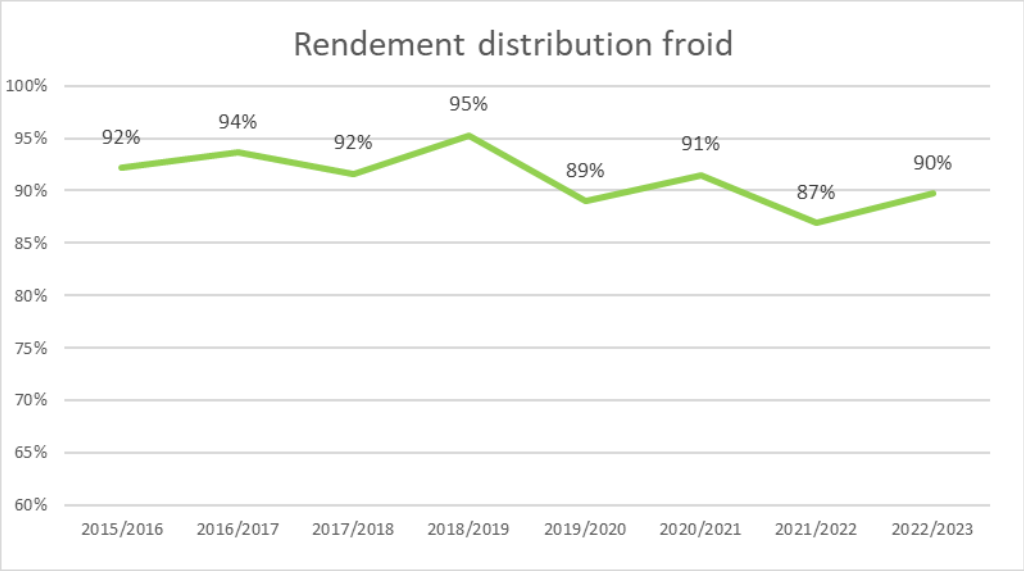


Figure 9 : Évolution du rendement de distribution froid depuis l'exercice 2015 -2016

La baisse du nombre de fuites sur le réseau de froid a permis d'améliorer le rendement de distribution de froid et de retrouver une valeur plus standard par rapport aux exercices précédents.

3.1.4 Approvisionnement et consommables

ILD à recours à la fois l'eau de Seine et l'eau de Ville pour l'utilisation de ses process froids (tours aéroréfrigérantes). Une partie de cette eau est évaporée et une autre est traitée avant d'être rejetée.

Eau de ville

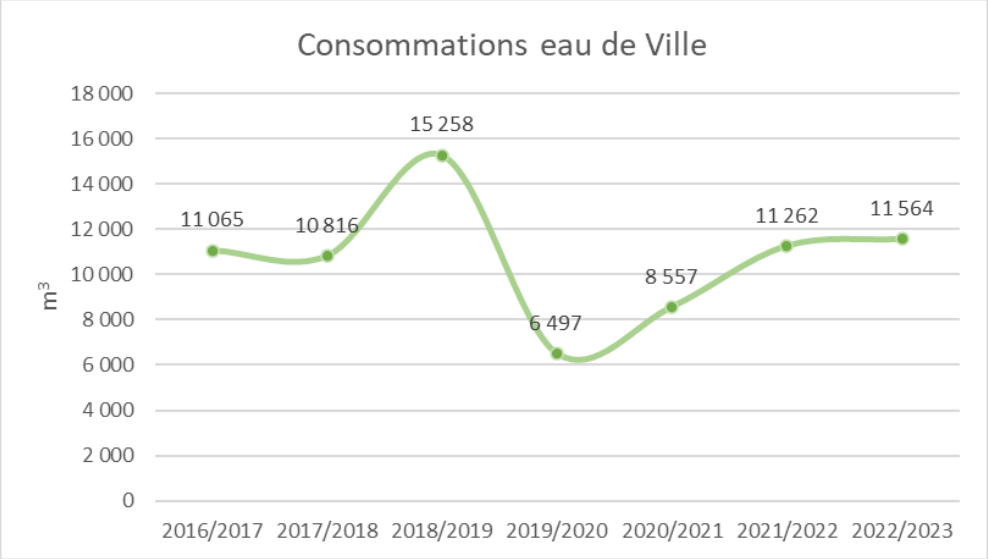


Figure 10 : Évolution de la consommation d'eau de ville par exercice

Les consommations d'eau de ville sont stables par rapport à l'exercice précédent. Ces consommations peuvent provenir des fuites ponctuelles apparues sur le réseau qui ont été compensées par du recours à de l'eau de Ville.

En parallèle, le Délégataire n'a pas fourni d'éléments complémentaires expliquant cette stabilité malgré une baisse des ventes de froid.

Eau de Seine

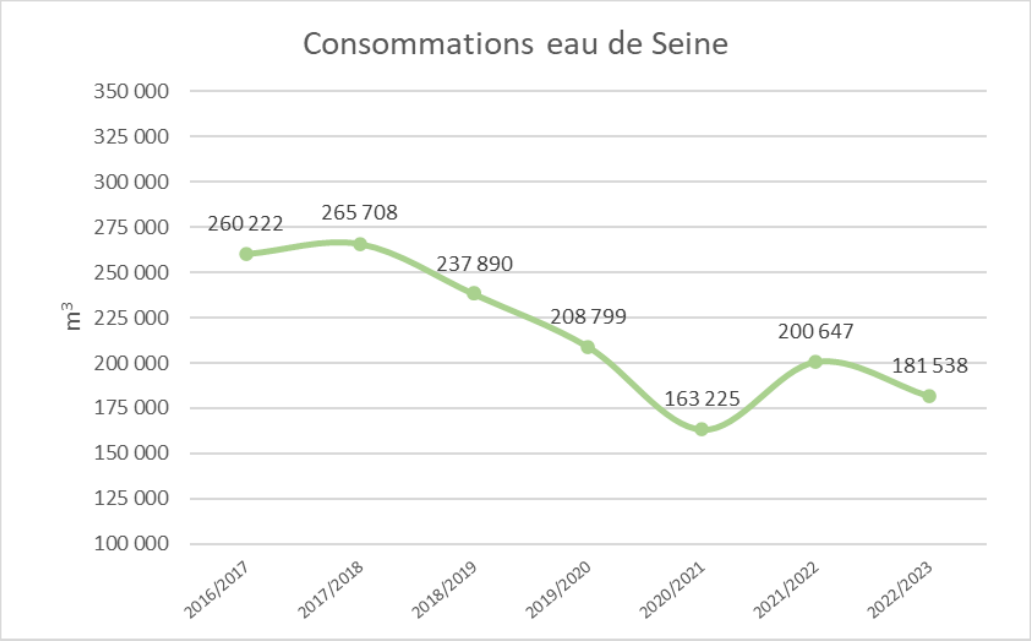


Figure 11 : Évolution de la consommation d'eau de Seine par exercice

La baisse des consommations d'eau de Seine entre les deux exercices est de 10%. Cette diminution s'explique par la baisse de la production de froid à partir des groups froids négatifs et de la TFP. Les tours aéroréfrigérantes ont donc été moins sollicitées et ont par conséquent nécessité moins de refroidissement par de l'eau de Seine.

Cette baisse s'explique également par le nombre moins important de fuites (-77% m3 d'eau liés aux fuites) sur les réseaux au cours de l'exercice. Pour chacune des fuites, le Délégataire a indiqué les volumes d'eau concernés.

3.1.5 Le bilan de la production

3.1.5.1 Réseau de chaleur

Mixité énergétique

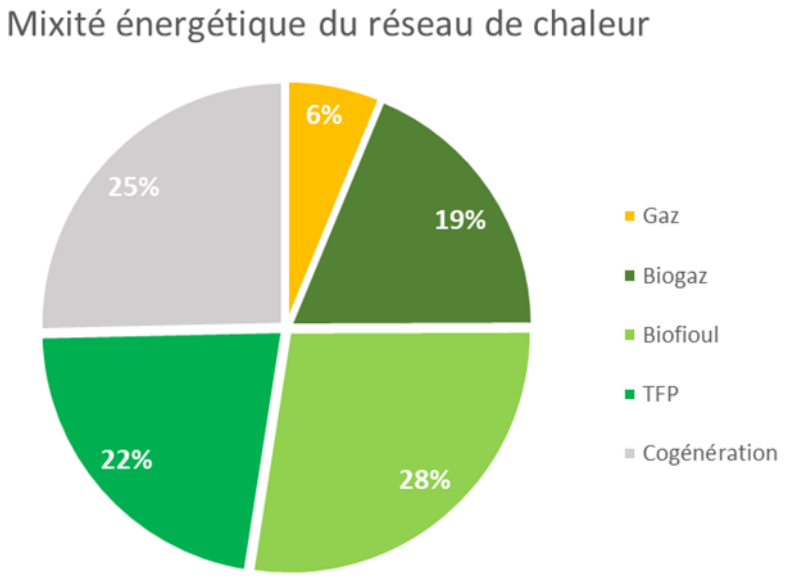


Figure 12 : Mixité énergétique du réseau de chaleur

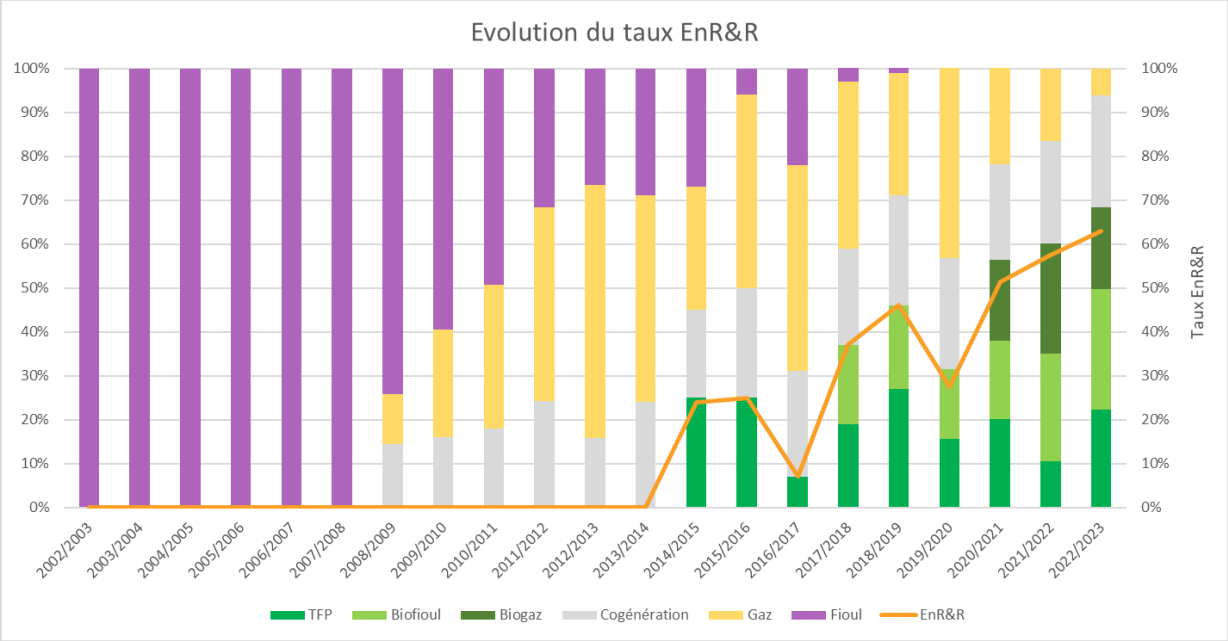


Figure 13 : Évolution du taux EnR&R depuis l'exercice 2002 - 2003

En prenant en considération le biogaz, le taux d'EnR&R est de 62,9% (contre 57,5% en 2021-2022). Il est en hausse par rapport à l'exercice précédent grâce au recours plus fréquent à la TFP (22% contre 11%) et au biofioul (28% contre 24%). Pour rappel, la thermofrigopompe est considérée à 75% EnR.

En effet, la saison a été marquée par l'utilisation de la thermofrigopompe (GF8) durant l'été 2023 et une utilisation plus importante du stockage/déstockage pour le froid, ceci pour deux raisons :

- Les besoins de froid en période hivernale sont désormais trop faibles pour garantir le bon fonctionnement de l'équipement (minimum technique et rendement). Son utilisation en période estivale permet de compenser la période hivernale et d'assurer la part de la TFP dans le mix énergétique telle que prévue.

- Améliorer le taux d'ARENH du réseau de chaleur afin de faire bénéficier aux abonnées un prix plus attractif d'électricité (en 2024).

C'est toutefois le taux EnR&R annuel du réseau qui est considéré pour l'application de la TVA à taux réduit. Le taux EnR&R des années 2022 et 2023 sont respectivement de 54,2% et 52,2% suffisamment importants pour conserver la TVA à 5,5%.

Production de la cogénération

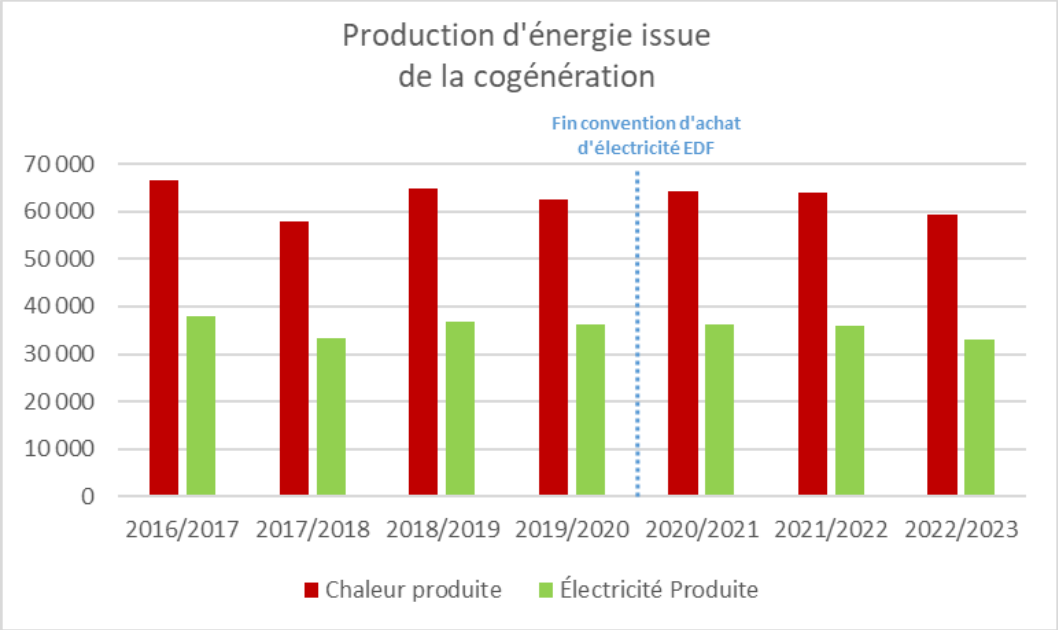


Figure 14 : Production d'énergie issue de la cogénération depuis l'exercice 2016 - 2017

Les productions de chaleur et d'électricité issues de la cogénération sont en baisse sur cet exercice. En effet, les conditions de marché n'ont pas permis de faire tourner la cogénération de façon continue pendant l'hiver.

Bien qu'elle ait fonctionné de manière discontinue (avec interruption) de novembre 2022 à mars 2023 son rendement (production d'énergie thermique et électrique par rapport à l'énergie consommée) est stable à 87%.

Pour rappel, 2019-2020 a constitué le dernier exercice du contrat d'achat d'électricité avec EDF.

Rendement

Afin de juger de la bonne exploitation des installations de production, on s'intéresse au calcul de rendement de l'installation. Ce dernier est calculé comme suit :

$$Rendement\ thermique\ production = \frac{Énergie\ produite\ [MWh]}{Énergie\ consommée\ [MWh\ PCI\ ]}$$

$$Rendement\ global\ thermique\ production\ = \frac{Énergie\ produite\ Alençons + Pons\ [MWh]}{Gaz\ consommé\ + Biofioul\ consommé\ [MWh\ PCI\ ]}$$

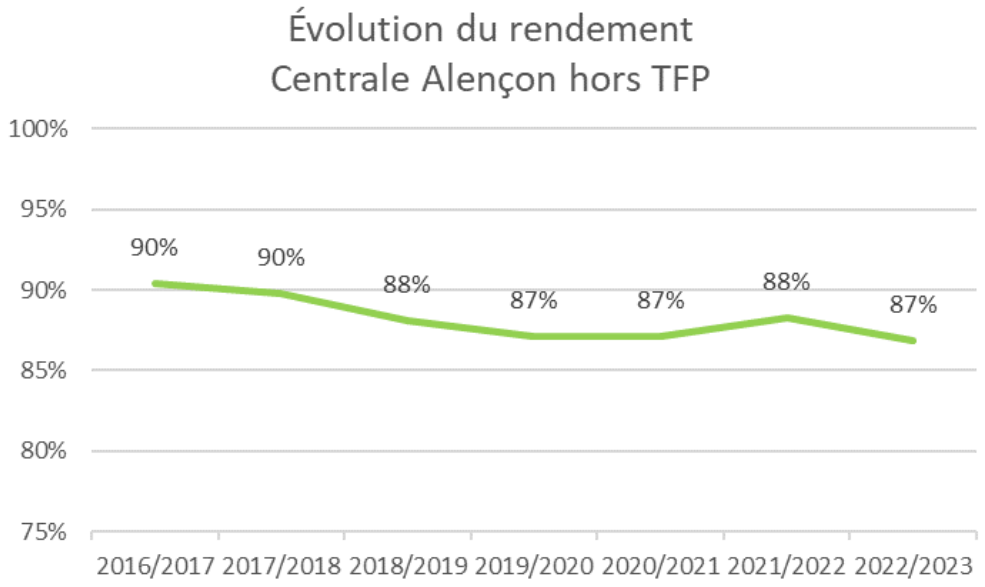


Figure 15 : Évolution du rendement de la centrale Alençon (hors TFP) depuis l'exercice 2016 - 2017

Sur la centrale Alençon, on constate une stabilité du rendement de production sur les 5 derniers exercices.

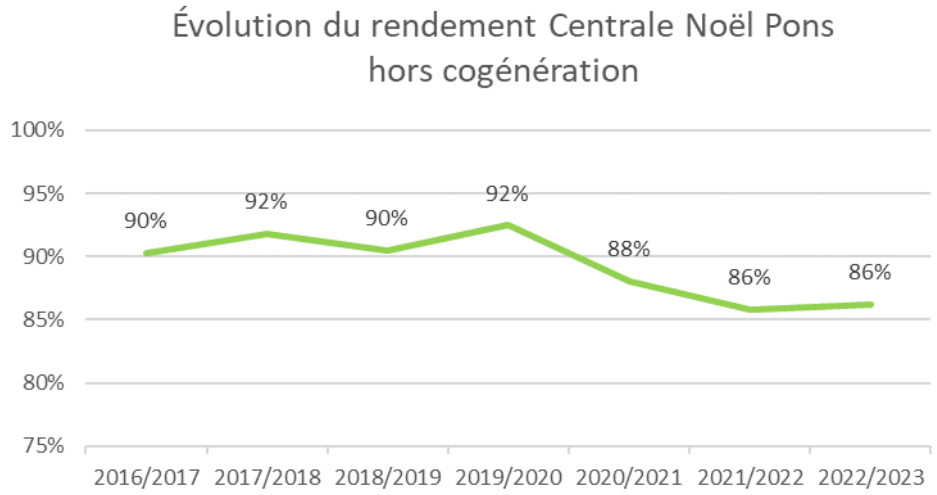


Figure 16 : Évolution du rendement de la centrale Noël Pons (hors cogénération) depuis l'exercice 2016 - 2017

Le rendement de la centrale est stable par rapport à l'exercice précédent.

On note toutefois une chute de 5% du rendement depuis l'exercice 2019-2020. Cette baisse de performance a été confirmée par le Délégataire durant l'exercice précédent et est toujours en cours d'investigation avec GRT Gaz. Les résultats de cette investigation n'ont pas été transmis au Délégant.

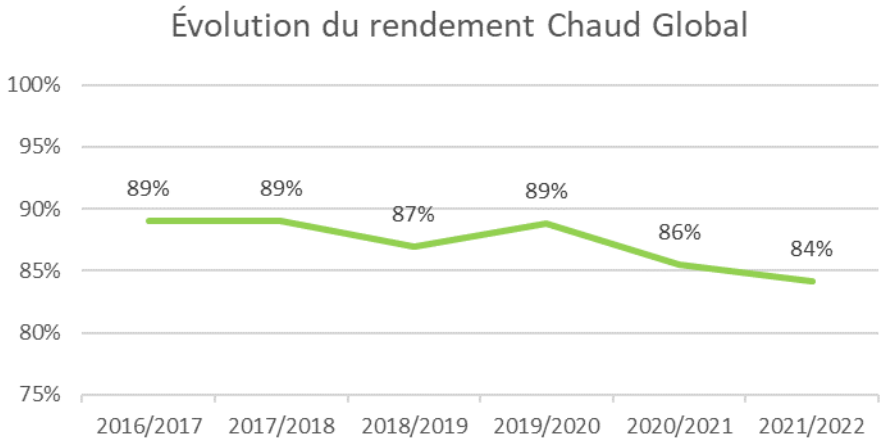


Figure 17 : Évolution du rendement Chaud Global depuis l'exercice 2016 - 2017

Le rendement chaud global continue de chuter depuis 2019/2020, soit près de 5 points. L'analyse des performances de la TFP « chaud » est traitée dans la suite du rapport.

Pour information, il n'existe aucun dispositif de bonus/malus basé sur la performance des abonnés pour le réseau chaud.

3.1.5.2 Réseau de froid

Mixité énergétique

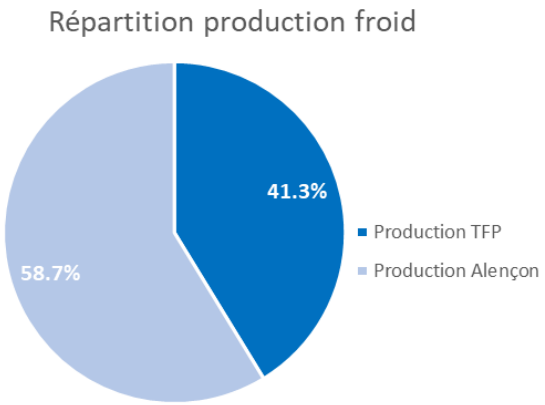


Figure 18 : Mixité énergétique du réseau de froid

Sur cet exercice, la production de froid à partir de la TFP a été plus importante : 41% en 2022-2023 contre 20% en 2021-2022. Pour rappel, durant l'exercice précédent la TFP avait été arrêtée pour des raisons techniques et n'avait pu produire autant de froid que les exercices précédents.

La majorité de la production de froid a été réalisée par la centrale Alençon, c'est-à-dire à partir des groupes froids (59%).

Les centrales Carpeaux et Valmy n'ont de nouveau pas été sollicitées durant cet exercice.

Coefficient de performance

Afin de juger de la bonne exploitation du réseau, on s'intéresse au calcul du coefficient de performance (COP) des installations. Ce dernier est calculé comme suit :

$$COP\ froid_{\ Alençon} = \frac{Energie\ produite\ par\ les\ GF\ d'Alençon}{Electricité\ Alençon}$$

$$COP\ froid_{\ Alençon\ hors\ TFP} = \frac{Energie\ Produite\ Alençon - Energie\ produite\ TFP}{Electricité\ Alençon - Electricité\ TFP\ froid}$$

$$COP\ froid_{\ Global} = \frac{Total\ Froid\ Produit}{Electricité\ Centrales}$$

En 2022-2023, le $COP_{\text{Valmy et Carpeaux}}$ n'est pas calculé car les centrales Carpeaux et Valmy n'ont pas été utilisées. On a donc : $COP_{\text{Alençon}} = COP_{\text{Global}}$.

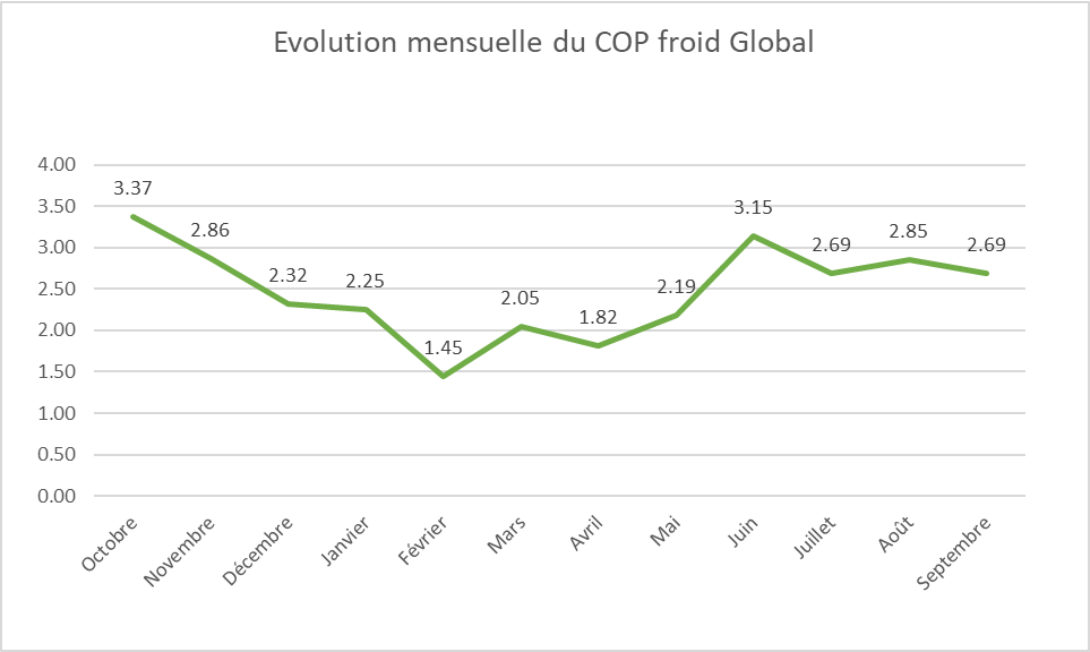


Figure 19 : Évolution mensuelle du COP Froid Global sur l'exercice n

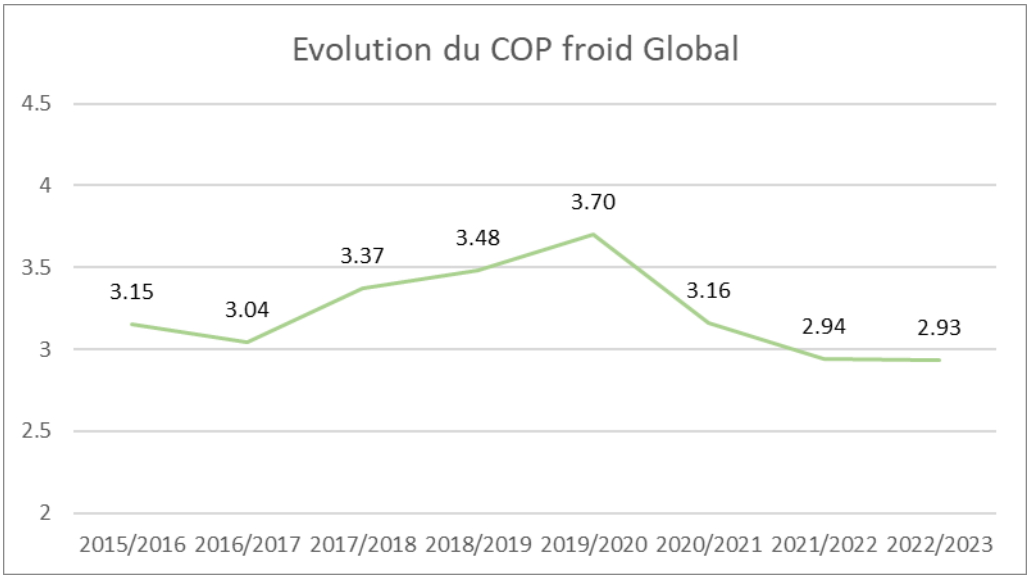


Figure 20 : Évolution du COP Froid Global depuis l'exercice 2016 - 2017

Le COP froid global de l'exercice est stable par rapport à l'exercice précédent mais reste toutefois bas et ceci de manière consécutive depuis 2020-2021. Cela s'explique par la baisse des besoins de froid constatée depuis plusieurs exercices ainsi que le fonctionnement quasi permanent de la TFP sur l'exercice.

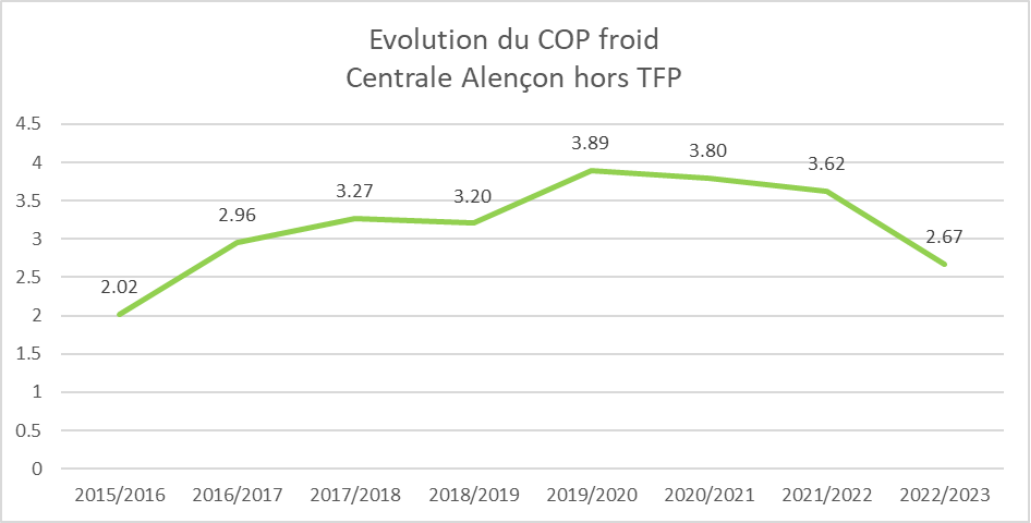


Figure 21 : Évolution du COP Froid de la centrale Alençon (hors TFP) depuis l'exercice 2015 - 2016

Le COP centrale Alençon hors TFP froid (COP des 7 groupes froids) s'est dégradé de l'ordre de 26% par rapport l'exercice précédent. Cela s'explique en partie par la baisse des besoins de froid constatée depuis plusieurs exercices. De mai à septembre 2023, ILD a optimisé son taux d'ARENH pour lisser sa consommation d'électricité entre les heures creuses et pleines, en sollicitant davantage les trois groupes de stockage, dont le rendement est environ 25 % inférieur à celui des groupes froids en production directe. Cela a dégradé le COP froid hors TFP, affectant également les COP froid production et ventes.

Évolution du delta de température du réseau de froid

La performance des centrales de production de froid dépend directement de l'écart de température entre le circuit de départ et le circuit retour. Pour améliorer la performance du réseau, un système de bonus/malus (avenant n°2 du contrat de DSP) a été mis en place auprès des abonnés pour les encourager à mieux gérer leurs installations et avoir un delta de température plus important.

Écart de température moyen annuel	Mesure applicable sur la redevance R3
< 4°C	Malus de 10%
Compris entre 4°C et 6°C	Malus de 5%
Compris entre 6°C et 8°C	0%
> 8°C	Bonus de 5%

Tableau 6 : Bonus et malus appliqués aux abonnés

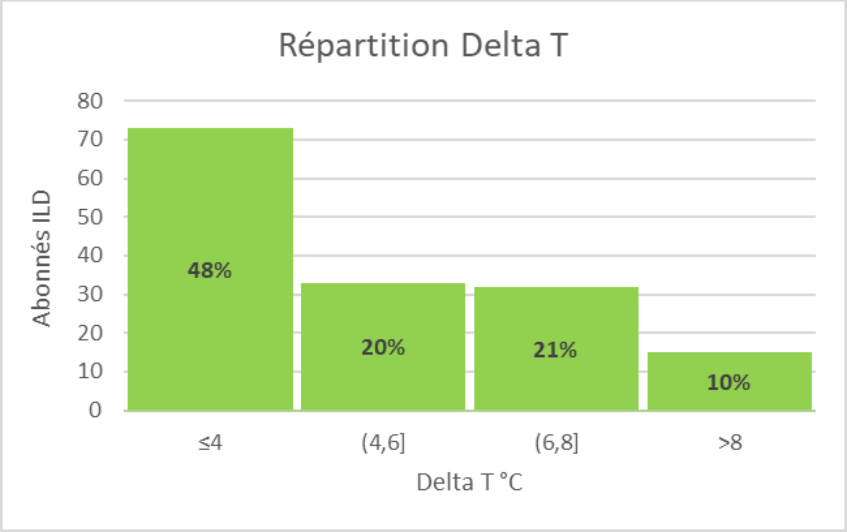


Figure 22 : Répartition des abonnés sur les Delta T

Le graphe ci-dessus recense la répartition des abonnés en fonction du delta T moyen de ces derniers sur l'exercice 2022-2023. Le pourcentage indiqué représente la part de la consommation totale que représente chaque catégorie.

Parmi les 153 points de livraison qui ont consommé du froid, 15 bénéficient du bonus mis en place (delta T supérieur à 8°C), soit 10% des abonnés. Ce nombre est stable par rapport à l'exercice précédent.

106 abonnés sont sujets au malus (delta T inférieur à 6°C) et enfin 32 abonnés ne sont sujet ni au bonus ni au malus.

Ces chiffres mettent en évidence une baisse de qualité de la gestion des installations secondaires de la part de certains abonnés.

Ce dispositif de bonus/malus se traduit par l'émission d'un avoir dans le cas d'un bonus ou d'une facture dans le cas d'un malus auprès des abonnés concernés.

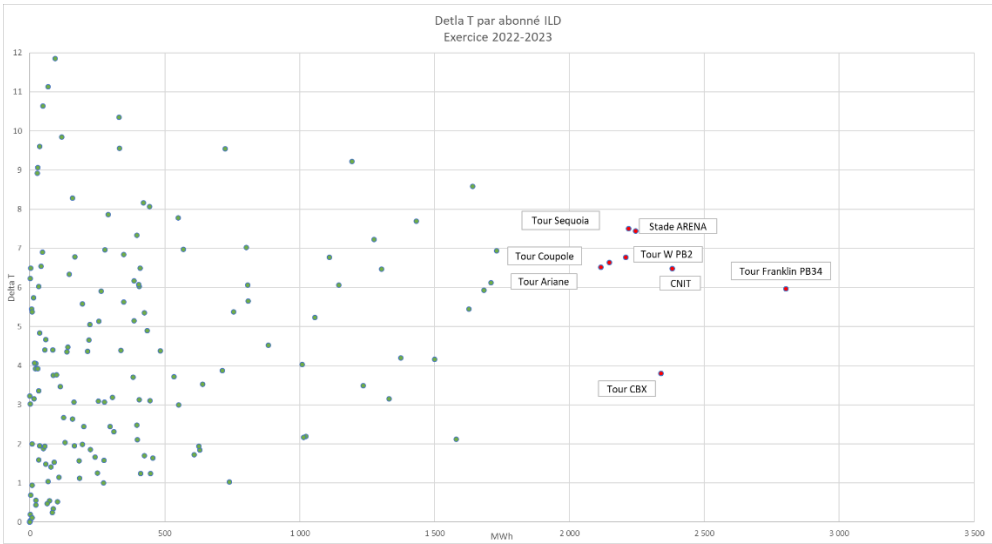


Figure 23 : Delta T par abonné ILD sur l'exercice 2023

Le tableau ci-dessus présente la répartition des abonnés en fonction de leurs consommations et de leur Delta T moyen sur l'année.

Plus un point est situé à droite du graphique, plus sa consommation est importante. Plus un point est haut, plus le Delta T est important.

On observe que quatre des plus gros consommateurs, (Tours Franklin, PB2, Sequoia, Coupole et Ariane) ont des deltas T supérieurs à 6 exceptée la tour CBX.

Les sites sur lesquels il serait nécessaire d'optimiser le delta T est la tour CBX.

3.1.5.3 Performances de la thermofrigopompe (TFP) :

Afin de juger de la bonne exploitation des installations de production, on s'intéresse au calcul du coefficient de performance (COP) de la TFP. Ce dernier est calculé comme suit :

$$COP_{TFP\ froid} = \frac{Froid\ Produit\ TFP}{Elec\ TFP\ froid}$$

$$COP_{TFP\ chaud} = \frac{Chaleur\ Produite\ TFP}{Elec\ TFP\ chaud}$$

$$COP_{TFP} = \frac{Energie\ Produite\ (chaleur + froid)}{Electricité\ totale\ TFP}$$

Avec :

$$Elec\ TFP\ chaud = Elec\ auxiliaires\ chaud + Elec\ compresseur * \frac{Chaleur\ Produite\ TFP}{Energie\ produite\ TFP\ (chaleur + froid)}$$

$$Elec\ TFP\ froid = Elec\ compresseur * \frac{Froid\ Produit\ TFP}{Energie\ produite\ TFP\ (chaleur + froid)}$$

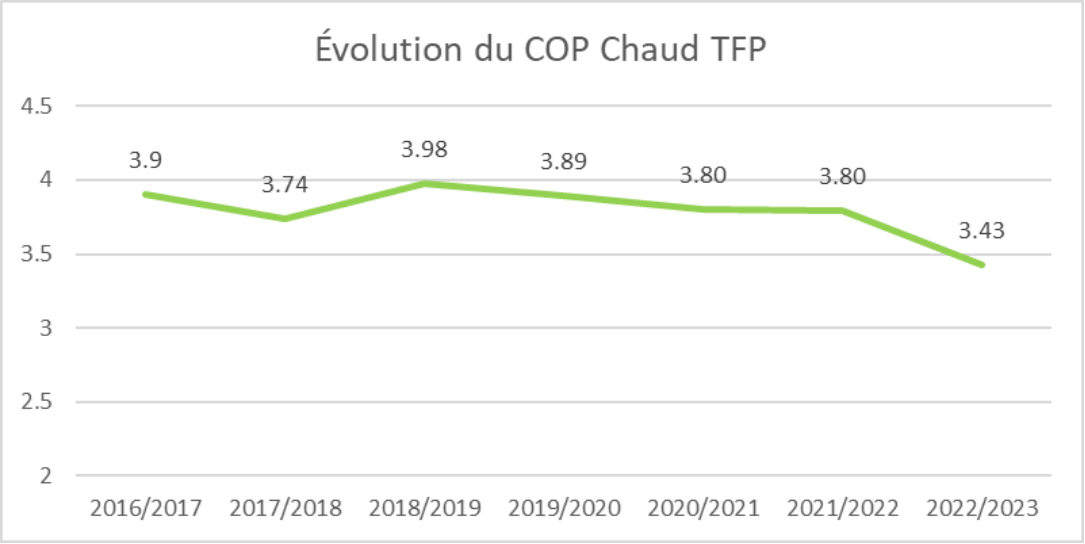


Figure 24 : Évolution COP Chaud TFP depuis l'exercice 2016 - 2017

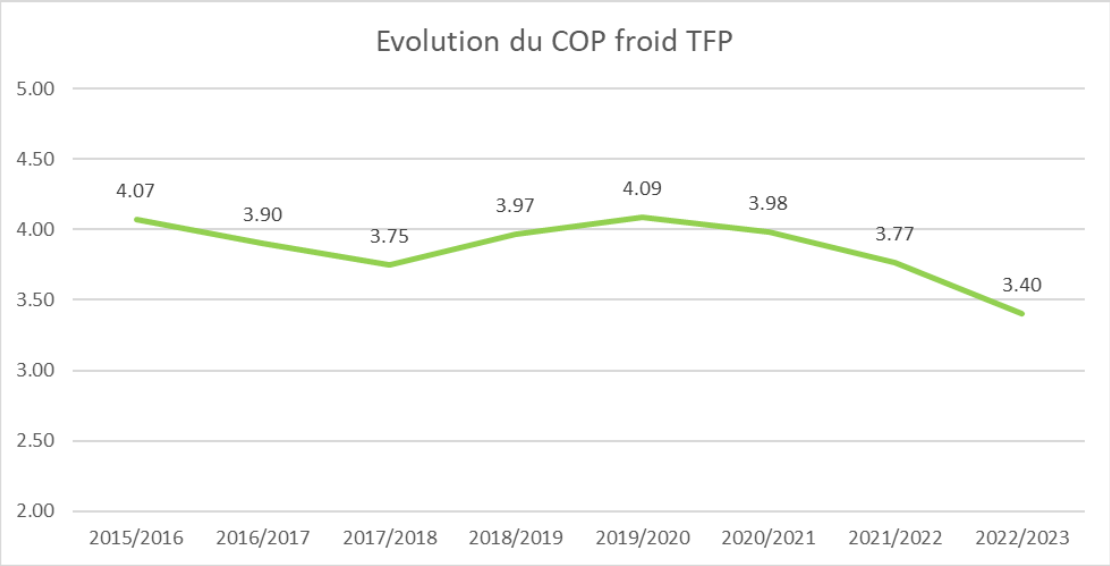


Figure 25 : Évolution COP froid TFP depuis l'exercice 2015 - 2016

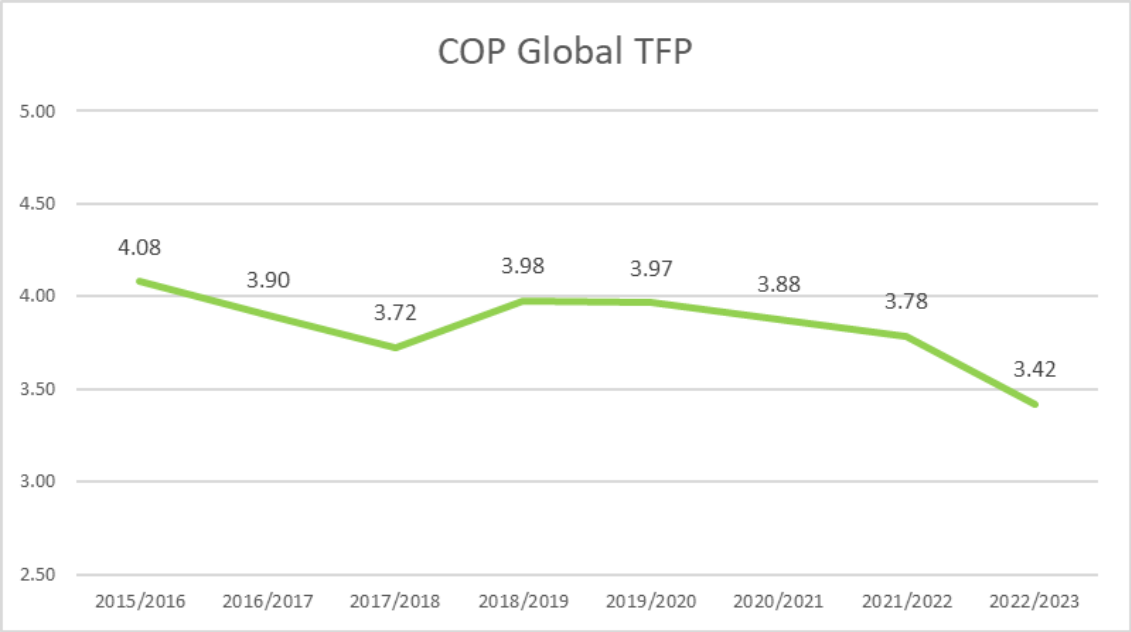


Figure 26 : Évolution annuelle du COP Global TFP depuis l'exercice 2015 - 2016

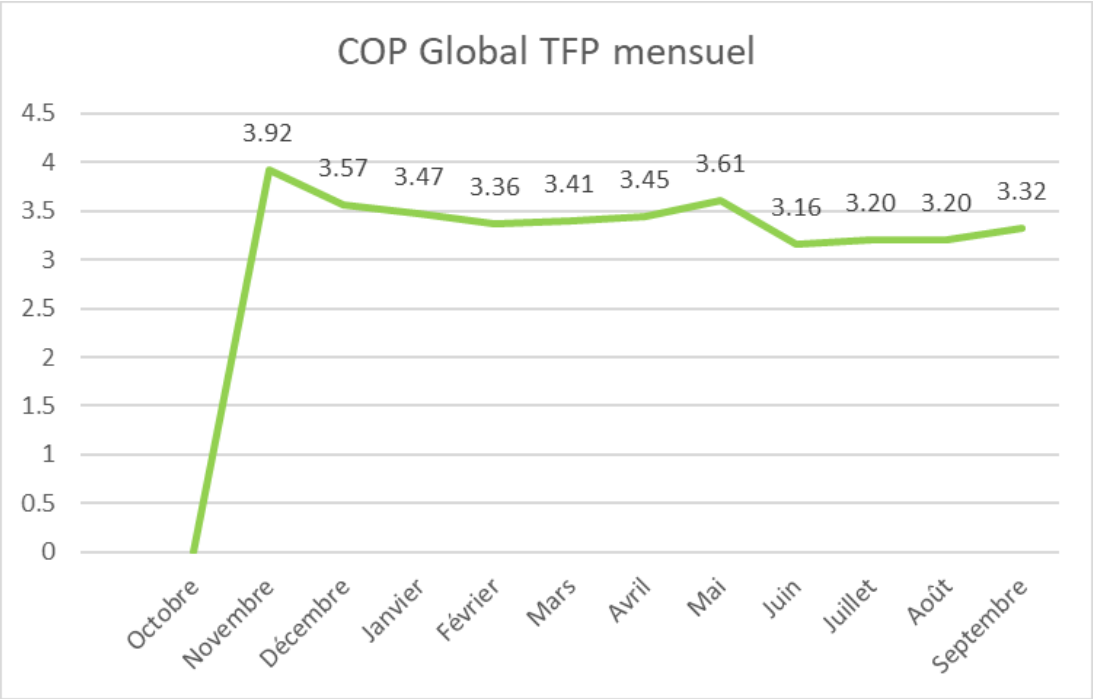


Figure 27 : Évolution mensuelle du COP Global TFP sur l'exercice n

La baisse du COP global de la TFP est due à la fois à la dégradation de son COP froid et à la fois de celui de son COP chaud.

Le faible du COP froid de la TFP se justifie par le fonctionnement quasi permanent de la TFP sur l'exercice et l'utilisation du stockage/déstockage en 2023.

3.1.6 Synthèse des performances

3.1.6.1 Réseau de chaleur

Le tableau ci-dessous présente l'évolution des caractéristiques du réseau par rapport à l'exercice 2021-2022 :

	Total 2021-2022	Total 2022-2023	Évolution
Nombre de points de livraison	262	266	+2%
Longueur du réseau	26,7 km	27,0 km	+1%
Puissance production	115 MW (Alençon) + 180 MW (Pons) = 295 MW		
Puissance souscrite totale	196 432 kW	196 739 kW	+0%
Quantité de chaleur consommée	248 769 MWh	208 809	-16%
Quantité de chaleur produite	273 544 MWh	233 525	-15%
DJU	1 921	1 872	-3%
Taux EnR&R	57,7%	62,9%	+9%
COP TFP Chaud	3,8	3,4	-11%

Tableau 7 : Performances du réseau de chaleur sur les exercices n-1 et n

3.1.6.2 Réseau de froid

Le tableau ci-dessous présente l'évolution des caractéristiques du réseau depuis l'exercice 2021-2022 :

	Total 2021-2022	Total 2022-2023	Évolution
Nombre de points de livraison	129	129	-%
Longueur du réseau	15,2 km	19,1 km	+26%
Puissance production	103 MW (Alençon) + 2*6 MW (Carpeaux & Valmy) =115 MW + stockage glace 60 MWh		
Puissance souscrite totale	115 459 kW	119 859 kW	+4%
Energie primaire consommée	28 482 MWh élec	28 743 MWh élec	+1%
Quantité de froid livrée	90 337 MWh	75 624 MWh	+4%
DJUf	548	458	-16%
Delta T Moyen	5,9°C	5,1°C	-14%
COP Global	2,94	2,93	+0%

Tableau 8 : Performances du réseau de froid sur les exercices n-1 et n

3.2 EXPLOITATION

3.2.1 Organisation et effectifs

Les interlocuteurs principaux sur ce contrat sont les suivants :

- Directeur Régional en charge d'IDEX LA DEFENSE : Frédéric JOSEPH
- Directrice Études/AMO : Séverine BOUCHEX
- Directeur de la Performance technique et économique : Olivier FLECK
- Directrices Maintenance et QHSE : Séverine BOUCHEX
- Équipe Commerciale : Samy KOCHEIDA,
- Directrice Administrative et Financière : Christelle VALLETTE

En ce qui concerne l'exploitation, les équipes du Directeur Technique sont organisées de la manière suivante :

- Une équipe Performance Technique/Économique dirigée par Olivier FLECK, constituée de 16 personnes, qui assure la conduite ;
- Une équipe Maintenance Réseaux constituée de 6 personnes ;
- Une équipe Maintenance Mécanique constituée de 10 personnes ;
- Une équipe Maintenance Courant faible/fort constituée de 5 personnes ;
- Une équipe Sites et équipe renfort constituée de 3 personnes ;
- Une équipe Logistique Méthodes constituée de 1 personne

L'organigramme et la liste des qualifications des agents sont fournis en annexe du rapport d'activités du Délégataire. Au 30/09/2023, les effectifs d'ILD sont constitués de 70 personnes pour 66 équivalents-temps-plein (ETP). Cet effectif est stable depuis le début du contrat de la Concession.

3.2.2 Maintenance

Chaque réseau a fait l'objet d'un arrêt technique annuel :

- Du 31/07/2023 au 06/08/2023 pour le réseau de chaleur ;
- Du 13/02/2023 au 19/02/2023 pour le réseau de froid.

3.2.3 Pannes et incidents

Le nombre de fuites a diminué de 40% par rapport à l'exercice précédent. En effet, 9 fuites se sont déclarées au cours de l'exercice :

- 3 sur le réseau d'eau glacée ;
- 5 sur le réseau de chaleur ;
- 1 sur le réseau d'alimentation en eau de Seine.

3.2.4 Sécurité et gestion des sites

Un accident a eu lieu en mai 2023 : Lésion au dos suite à une chute lors du déplacement d'une plaque d'un équipement.

Le plan d'actions sécurité d'ILD pour l'exercice 2022-2023 comprenait les objectifs suivants pour lesquels certaines actions sont encore à réaliser au cours du prochain exercice :

- Maîtrise des risques métiers : gaz, ATEX électricité, consignation travaux :
  - Vérifier les équipements vis à vis du zonage ATEX, mise à jour du DRPE et assurer le respect des règles d'intervention sur le matériel ;
  - Améliorer et sécuriser l'accès aux équipements ;
  - Mettre à jour les schémas de principes et fiches de manœuvre.
- Amélioration de la prise en compte des risques santé : gaz dangereux, amiante, produits chimiques :
  - Rédaction et affichage des notices d'information simplifiées pour les produits chimiques utilisés ;
  - Améliorer la connaissance et la prise en compte du risque amiante sur les installations ;
  - Réalisation d'une cartographie des bruits aux postes de travail en 2023 après mise en service des équipements du projet agro-pellets ;
  - Réaliser un bilan ergonomique avec la médecine du travail sur la salle de conduite ;
  - Réaliser un diagnostic sur l'éclairage et la mise à niveau par zone selon un échéancier.

3.2.5 Environnement – réglementation

3.2.5.1 Environnement

Rejets aqueux

Centrale Alençon

Les résultats trimestriels sont satisfaisants pour le pH, la Demande Chimique en Oxygène (DCO) et la Demande Biologique en Oxygène sur 5j (DBO5) :

Trimestre	pH	DCO	DBO5	Remarques
T4 2022	8,3	30	<3,0	Les valeurs sont conformes aux préconisations.
T1 2023	8,4	12	3	Les valeurs sont conformes aux préconisations. La teneur en chlorure est toutefois élevée. Lien éventuel à confirmer avec la régénération d'un adoucisseur lors du prélèvement.
T2 2023	7,8	22	5,3	Les valeurs sont conformes aux préconisations. La teneur en chlorure est toutefois élevée. Lien à confirmer avec une régénération d'adoucisseur lors du prélèvement.
T3 2023	8,0	51	<3,0	Les valeurs sont conformes aux préconisations.
Normes préconisées	**5,5-8,5**	**<1 250**	**<800**	

Tableau 9 : Qualité des rejets aqueux de la centrale Alençon

Centrale Pons

Les résultats de l'exercice sont satisfaisants pour le pH, la Demande Chimique en Oxygène (DCO) et les Matières en suspension (MES) :

Trimestre	pH	DCO	MES	Remarques
2022-2023	8,1	21	3	Les valeurs sont conformes aux préconisations.
Normes préconisées	**5,5-8,5**	**<1 250**	**<100**	

Tableau 10 : Qualité des rejets aqueux de la centrale Pons

Rejets atmosphériques

Les bilans annuels de surveillance et contrôles périodiques semestriels réglementaires des rejets atmosphériques des centrales Alençon et Noël Pons de 2022 et 2023 ont été transmis.

Centrale Alençon

Nombre	2022	2023	Variation
Dépassement de la *VLE mensuelle **SO_2	1	**0**	-100%
Dépassement de la *VLE mensuelle **NO_x	3	**5**	+66%
Dépassement de la *VLE mensuelle **CO	13	**15**	+15%
Dépassement de la *VLE mensuelle Poussières	4	**2**	-50%
Dépassement de la *VLE mensuelle NH_3	0	**4**	-%

**VLE : Valeur Limite d'Émission*

*** SO_2 : Dioxyde de soufre, NO_x : Oxyde d'azote, CO : dioxyde de carbone et NH_3 : ammoniac*

Tableau 11 : Qualité des rejets atmosphériques de la centrale Alençon

Un contrôle inopiné sur les rejets atmosphériques de la centrale Alençon (conduit 3 uniquement) a été réalisé le 16/02/23. Les résultats ont mis en évidence quelques dépassements de VLE concernant les NOx et certains métaux (hg+Cd+Tl). Suite à ce contrôle, le Délégataire a mené les actions correctives suivantes durant l'été 2023 pour fiabiliser le traitement des fumées :

- remplacement des manches catalytiques ;
- révision et réparation des systèmes de réinjection d'urée et bicar nécessaire au traitement des fumées.

Ces actions ont été efficaces, puisque lors du second contrôle le 18/12/23 aucun dépassement de VLE n'a été relevé.

Centrale Noël Pons

Conduit	2022				2023			
	F100 Turbine à gaz	F200 chaudière	F300 chaudière	F400 chaudière	F100 Turbine à gaz	F200 chaudière	F300 chaudière	F400 chaudière
Dépassement de *VLE mensuelle **NO_x	1	0	0	0	0	0	0	0
Dépassement de la *VLE mensuelle **CO	0	3	0	0	0	0	0	0

**VLE : Valeur Limite d'Émission*

*** NO_x : Oxyde d'azote et CO : dioxyde de carbone*

Tableau 12 : Qualité des rejets atmosphériques de la centrale Noël Pons

Pour rappel, depuis la parution de l'arrêté préfectoral du 10/10/2020 actualisant les prescriptions de la centrale PONS (*Arrêté Préfectoral DCPPAT 2020-153 du 10-10-2020-31802 ENERTHERM*), la

mesure des VLE horaires du SO_2 , n'est plus obligatoire. Elles sont ainsi réalisées semestriellement. Le nombre de dépassements horaires n'est donc plus comptabilisé.

Les résultats des mesures discontinues réalisées semestriellement du 07/12/22, 07/03/23 et 06/12/23 pour le programme de surveillance des rejets atmosphériques sur les années 2022 et 2023 font apparaître que les conditions 3.2.4 (VLE) et 3.3 (surveillance des rejets) de l'Arrêté Préfectoral du 10/10/2020 sont respectées puisque les résultats ne dépassent pas les valeurs limite d'émission.

Qualité des eaux souterraines

L'analyse des eaux souterraines (HAP et hydrocarbures) des centrales Alençon et Pons sont conformes sur les deux semestres de l'année 2023. Les résultats de ces analyses démontrent que les nappes souterraines ne sont pas polluées (valeurs contrôle : pH, redox et conductivité).

Pour rappel, sur le dernier exercice trois nouveaux piézomètres (en complément de l'existant) avaient été implantés autour de la centrale Alençon afin de surveiller la qualité des eaux souterraines de manière continue. Ils sont spécialement conçus pour mesurer la pression de l'eau dans les aquifères, et ainsi obtenir des informations sur le niveau des nappes phréatiques et sur la qualité de l'eau.

La centrale Alençon compte 4 piézomètres et la centrale Pons en compte 3.

Prélèvements et consommations d'eau

Les volumes indiqués dans le tableau sont des volumes annuels selon différents postes nécessitant de l'eau. Les consommations d'eau diffèrent de ceux indiqués précédemment en partie 3.4.5 car ils sont annuels et non sur l'exercice.

Paramètre	Volume (m3)		Variation
Prélèvements d'eau	2022	2023	
Eau de Ville	10 343	6 943	-33%
Eau de Seine	241 217	175 369	-27%
Consommations d'eau		--	-
Production de chaleur	19 735	18 346	-7%
Production de froid	237 803	179 270	-25%

Tableau 13 : Prélèvements et consommation d'eau

Les résultats des mesures réalisées annuellement pour le programme de surveillance des prélèvements et consommations d'eau sur 2023 font apparaître que les conditions 4.2.1 de l'Arrêté Préfectoral du 22/03/2021 sont respectées.

Contenu CO2

Les valeurs du tableau sont issues des déclarations annuelles du Syndicat National de Chauffage Urbain et de la Climatisation Urbaine (SNCU).

Deux types de contenu CO_2 sont calculés dans ces déclarations :

- **Contenu CO_2 en émission directes** : il s'agit du contenu CO_2 calculé selon la méthodologie historique de l'enquête SNCU. Il sera utilisé pour les calculs RT2012 jusqu'à sa disparition, puisqu'il sera remplacé par le contenu CO_2 en ACV ;

- **Contenu CO_2 ACV** : il s'agit du contenu CO_2 calculé sur le périmètre ACV du réseau de chaleur ou de froid et qui devra être considéré pour la RE2020.

Réseau de chaleur

	2022	2023	Variation
Énergie entrante [MWh]	255 395	**227 783**	-11%
Électricité cogénérée [MWh]	34 745	**21 117**	-39%
Consommations électricité auxiliaires réseau [MWh]	5 048	**6 447**	+28%
Énergie livrée [MWh]	221 206	**205 541**	-7%
Contenu CO_2 émissions directes [kg/kWh]	0,104	**0,136**	+31%
Contenu $CO_{2\ ACV}$ [kg/kWh]	0,171	**0,176**	+3%
Taux EnR&R [%] hors biogaz	38,5%	**42,2%**	+10%
Taux EnR&R [%] avec biogaz	54,2%	**52,2%**	-4%

Tableau 14 : Contenu CO2 du réseau de chaleur

Le contenu CO_2 en émissions directes augmente fortement entre l'année 2022 et 2023 pour deux principales raisons :

- l'utilisation continue de la TFP sur l'année 2023, où en 2022 elle avait fonctionné 4 mois de moins en raison de son arrêt technique
- la réalisation les tests sur les chaudières agro-pellets réalisés durant le T4 2023.

Le calcul du contenu CO_2 du Délégataire ne calcule pas d'émissions directes (considérées comme nulles) pour le biogaz et pour le biofioul.

Dans le calcul du contenu CO_2 ACV du Délégataire, les émissions du biogaz et du biofioul sont calculées et prises en compte dans le calcul des émissions pour le biogaz et le biofioul.

La méthode de calcul du taux EnR&R (ADEME) diffère de celle pour l'éligibilité à la TVA réduite. Dans ce calcul, le biogaz n'est pas considéré comme une énergie renouvelable tandis qu'il l'est dans celui de la TVA réduite.

Réseau de froid

	2022	2023	Variation
Énergie entrante [MWh]	29 358	**30 640**	+4%
Consommations électricité auxiliaires réseau [MWh]	10 534	**9 433**	-10%
Énergie livrée [MWh]	89 431	**75 387**	-16%
Contenu CO_2 *[kg/kWh]*	0,013	**0,016**	+23%
Contenu $CO_{2\ ACV}$ *[kg/kWh]*	0,025	**0,030**	+20%
Taux EnR&R [%]	Non Défini	**Non Défini**	-

Tableau 15 : Contenu CO2 du réseau de froid

Bien que l'énergie livrée (les ventes) ait été moins importante (-16%), l'énergie entrante (production de froid) en 2023 est légèrement plus importante. Ce phénomène se répercute directement sur le contenu CO_2 du réseau.

Quotas CO2

Les centrales Alençon et Pons sont soumises aux quotas CO_2. Ceux-ci sont contrôlés par un vérificateur avant transmission aux autorités compétentes.

	2022	2023	Variation
Production Alençon (MWh PCI)	36 743	**61 507**	+67%
Émissions Alençon [tCO_2]	8	**15**	+88%
Production Pons (MWh PCI)	142 073	**112 471**	-21%
Émissions Pons [tCO_2]	32 805	**25 550**	-22%
Émissions Totales [tCO_2]	32 813	**25 565**	-22%

Tableau 16 : Émissions CO2 des centrales Alençon et Pons

L'importante augmentation d'émission de tCO_2 de la centrale Alençon est expliquée en partie 3.5.2 .

La baisse d'émission de tCO_2 de la centrale Pons est due à un recours moins important au gaz naturel (-15%) et biogaz (-43%) par rapport à 2022.

Quotas de CO_2 (tonnes)	2022	2023	Variation
Stock en fin de période n-1	48 815	**29 050**	-40%
Quotas alloués n	16 049	**14 216**	-11%
Quotas consommés n	32 813	**25 565**	-22%
Stock en fin de période n	29 050	**17 702**	-39%

Tableau 17 : Quotas Co2 des centrales Alençon et Pons

ILD dispose à fin 2023 d'un stock de **17 702 tonnes de quotas CO_2**.

3.2.5.2 Réglementation

Certains contrôles tels que « Déchets d'exploitation » et « Matériel incendie » ne sont pas accompagnés d'attestation de contrôle.

Le nombre de réserves pour les « Installations électriques » a de nouveau augmenté, atteignant un nombre similaire à ceux des exercices antérieurs à 2021-2022. Un effort particulier devra être réalisé par le délégataire afin de réduire le nombre de réserves

Centrale Alençon

	Contrôle	Périodicité	Organisme	Date dernier contrôle 2022-2023	Remarques
ENVIRONNEMENT	Rejets atmosphériques	Journalier	ILD	En continu	Envoi mensuel à la DRIEE
		Annuel	Organisme indépendant	12/12/22	RAS
	Rendement	Annuel	Organisme indépendant	21/12/23	RAS
	Rejets aqueux	Trimestriel	Sous-traitant	T3 2023	T1 et T2 2023 : teneur en chlorure supérieure aux normes.
	Prélèvement eaux souterraines	Semestriel	Sous-traitant	15/11/23	Conforme
	Déchets Exploitation	Mensuel	Organisme indépendant	-	Au total 133 tonnes sur l'exercice. Le plan de gestion des déchets a été établi selon l'obligation 5.10 de l'arrêté préfectoral du 22/03/2021 sur le site de Courbevoie. Suivi interne des déchets ILD transmis. Attestation d'organisme indépendant non transmise.

	Contrôle	Périodicité	Organisme	Date dernier contrôle 2022-2023	Remarques
SÉCURITÉ	Matériel incendie	Mensuel	Organisme indépendant	15/06/23	Concerne le dépotage camion, cuve biofioul, extincteurs, détection incendie .... 20 extincteurs ont été remplacés/ajoutés en 2023, 1 extincteur est à remplacer pour le prochain exercice.
	Analyses d'eau TAR	Bimensuel	Sous-traitant	09/2023	RAS
	Nettoyage et désinfection des circuits de refroidissement	Annuel	Sous-traitant	25/04/23	RAS
	Équipements sous pression	24 mois ou 48 mois	ILD	2021	La majorité des prochains contrôles est attendue pour 2024-2025. Aucune observation n'est indiquée dans le suivi interne d'ILD
	Appareil de levage	Annuel	Organisme indépendant	17/02/2023	10 observations dont 7 traitées au cours de l'année 2023.
	Compteur thermique	Tous les 48 mois	ILD	En continu	65/383 compteurs chaud et froid ont été contrôlés (37 chaud et 28 froid)
ÉLECTRICITÉ	Installations électriques	Annuel	Organisme indépendant	17/08/23	42 réserves (dont 18 restantes de l'année N-1)

Tableau 18 : Contrôles réglementaires Centrale Alençon

Centrales Pons, Valmy et Carpeaux

– Noël Pons:

	Contrôle	Périodicité	Organisme	Date dernier contrôle 2022-2023	Remarques
ENVIRONNEMENT	Rejets atmosphériques	Journalier	ILD	En continu	Envoi mensuel à la DRIEE
		Annuel	Organisme indépendant	07/03/23	RAS
	Rendement	Annuel	Organisme indépendant	07/03/23	RAS, rendement entre 64% et 95%.
	Rejets aqueux	Trimestriel	Sous-traitant	30/11/23	RAS
	Prélèvement eaux souterraines	Semestriel	Sous-traitant	15/11/23	RAS
	Déchets Exploitation	Mensuel	Organisme indépendant	-	Déchets transférés sur le site d'Alençon.
SÉCURITÉ	Matériel incendie	Mensuel	Organisme indépendant	07/11/2022	RAS
ÉLECTRICITÉ	Installations électriques	Annuel	Organisme indépendant	14/09/23	12 observations (dont 10 restantes de l'année N-1)
	Appareil de levage	Annuel	Organisme indépendant	10/03/23	15 observations dont 5 traitées au cours de l'année 2023
	Compteur thermique	Tous les 48 mois	ILD	-	En commun avec la centrale Alençon
MESURE *	Analyses d'eau TAR	Mensuel	Sous-traitant	-	-
	Nettoyage circuits refroidissement	Annuel	Sous-traitant	-	Non transmis
	Équipements sous pression	24 mois ou 48 mois	Organisme indépendant	2021	La majorité des prochains contrôles est attendue pour 2024-2025. Aucune observation n'est indiquée dans le suivi interne d'ILD

**contrôles non réglementaires*

Tableau 19 : Contrôles réglementaires centrale Noël Pons

– Valmy :

	Contrôle	Périodicité	Organisme	Date dernier contrôle 2022-2023	Remarques
ENVIRONNEMENT	Rejets atmosphériques	Journalier	ILD	-	-
		Annuel	Organisme indépendant	-	-
	Rendement	Annuel	Organisme indépendant	-	-
	Rejets aqueux	Trimestriel	Sous-traitant	-	-
	Prélèvement eaux souterraines	Semestriel	Sous-traitant	-	-
	Déchets Exploitation	Mensuel	Organisme indépendant	-	Déchets transférés sur le site d'Alençon.
SÉCURITÉ	Matériel incendie	Mensuel	Organisme indépendant	07/11/2022	RAS
ÉLECTRICITÉ	Installations électriques	Annuel	Organisme indépendant	06/06/23	23 observations (dont 22 restantes de l'année N-1)
	Appareil de levage	Annuel	Organisme indépendant	15/02/23	2 observations
	Compteur thermique	Tous les 48 mois	ILD	-	En commun avec la centrale Alençon
MESURE *	Analyses d'eau TAR	Mensuel	Sous-traitant	-	Mise en cocon du réseau des TAR avec vidange en janvier 23.
	Nettoyage circuits refroidissement	Annuel	Sous-traitant	-	Dernière désinfection en juin 2022. Suite à la mise en cocon et vidange du réseau des TAR, les contrôles n'étaient pas nécessaires.
	Équipements sous pression	24 mois ou 48 mois	Organisme indépendant	2020/2021	Aucune nécessité de réaliser des vérifications sur cet exercice.

**contrôles non réglementaires*

Tableau 20 : Contrôles réglementaires centrale Valmy

- Carpeaux :

	Contrôle	Périodicité	Organisme	Date dernier contrôle 2022-2023	Remarques
ENVIRONNEMENT	Rejets atmosphériques	Journalier	ILD	-	-
		Annuel	Organisme indépendant	-	-
	Rendement	Annuel	Organisme indépendant	-	-
	Rejets aqueux	Trimestriel	Sous-traitant	-	-
	Prélèvement eaux souterraines	Semestriel	Sous-traitant	-	-
	Déchets Exploitation	Mensuel	Organisme indépendant	-	Déchets transférés sur le site d'Alençon.
SÉCURITÉ	Matériel incendie	Mensuel	Organisme indépendant	07/11/2022	RAS
ÉLECTRICITÉ	Installations électriques	Annuel	Organisme indépendant	06/09/23	23 observations (dont 22 restantes de l'année N-1)
	Appareil de levage	Annuel	Organisme indépendant	15/02/23	3 observations dont 2 traitées au cours de l'année 2023
	Compteur thermique	Tous les 48 mois	ILD	-	En commun avec la centrale Alençon
MESURE *	Analyses d'eau TAR	Mensuel	Sous-traitant	-	-
	Nettoyage circuits refroidissement	Annuel	Sous-traitant	-	Non transmis
	Équipements sous pression	24 mois ou 48 mois	Organisme indépendant	2020/2021	Aucune nécessité de réaliser des vérifications sur cet exercice.

**contrôles non réglementaires*

Tableau 21 : Contrôles réglementaires centrale Carpeaux

3.2.6 Qualité du service rendu

Au cours de l'exercice, 179 réclamations ont été remontées :

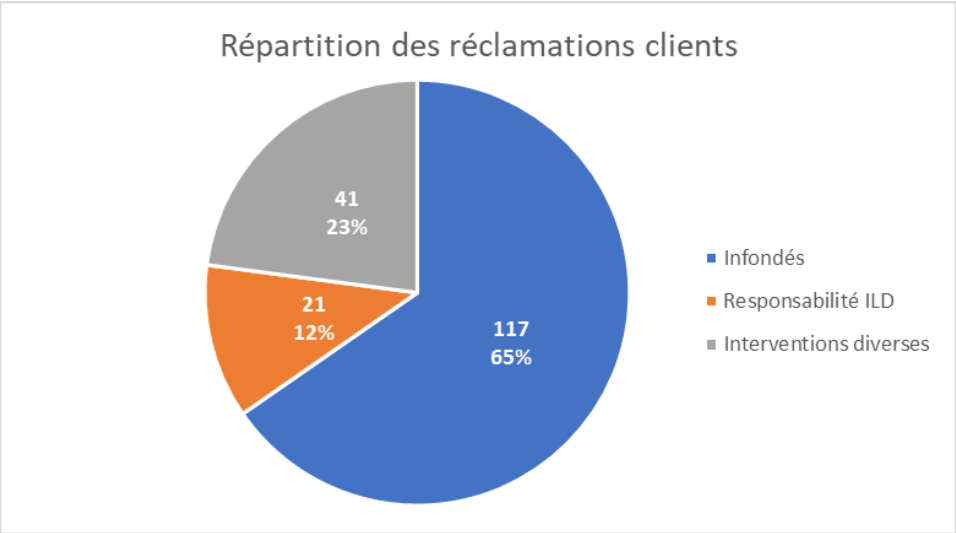


Figure 28 : Réclamations des clients

Le nombre de réclamations est identique par rapport à l'exercice précédent.
Les réclamations liées à la hausse du tarif chaud n'ont pas été recensées par le Délégataire.

3.2.7 Activité commerciale

3.2.7.1 Réseau de chaleur

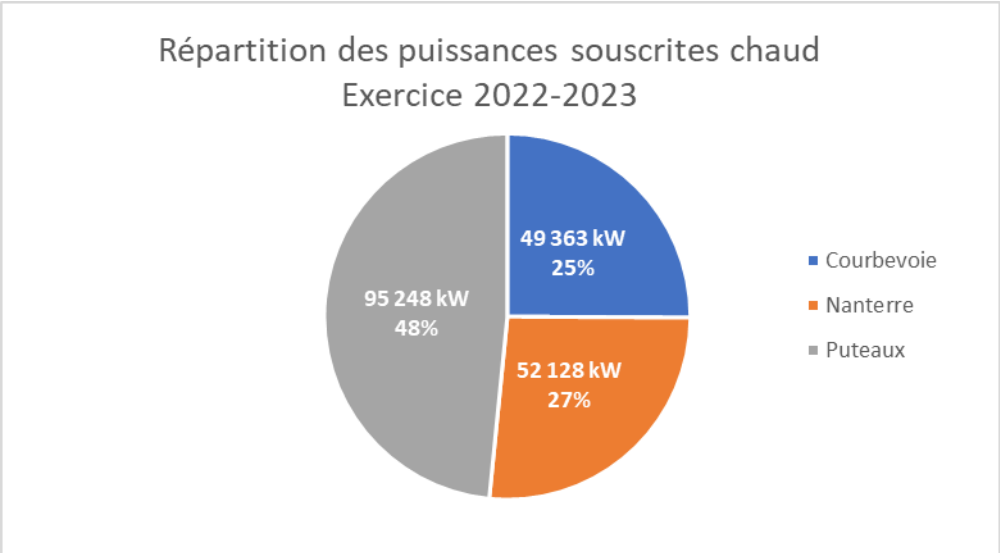


Figure 29 : Répartition des puissances souscrites sur le réseau de chaleur

La répartition des puissances souscrites a peu évolué et reste similaire à celle de l'exercice 2021-2022.

	Nombre d'abonnés
Diminution de puissance	8
Augmentation de puissance	4
Nouveaux raccordements	2
Résiliation	3

Tableau 22 : Évolution des puissances souscrites par rapport à l'exercice précédent sur le réseau de chaleur

	2021-2022	2022-2023	Écart
Total puissance souscrite [kW]	196 432	196 739	+0%

Tableau 23 : Puissance annuelle souscrite du réseau de chaleur sur les exercices n-1 et n

Sur l'ensemble de l'exercice, la puissance souscrite totale est stable. Les 2 nouveaux sites qui se sont raccordés au réseau de chaleur sont : la *Tour Aurore (800 kW) et Lot 20/21 de la ZAC des Bergères (80kW).*

3 abonnés ont résilié leur contrat de chaleur : *Pharmacie Boieldieu (10 kW), Conservateur Cimetière (88 kW) et Crèche des Roses Wilson (77 kW).*

Le CEP de l'Avenant n°12 (exprimé en année civile et non en saison de chauffe) prévoit une puissance souscrite chaud totale de 195 MW en 2022 et 201 MW en 2023. Si nous faisons l'exercice d'estimer la puissance souscrite totale attendue à la fin de l'exercice 2022-2023, en lissant mensuellement les 6 MW de développement entre 2022 et 2023, celle-ci aurait dû être d'environ 199 MW. Le développement du réseau de chaud connaît donc un léger retard sur cet exercice.

L'inventaire des abonnés au 30/09/2023 est présenté en **Annexe 1**.

3.2.7.2 Réseau de froid

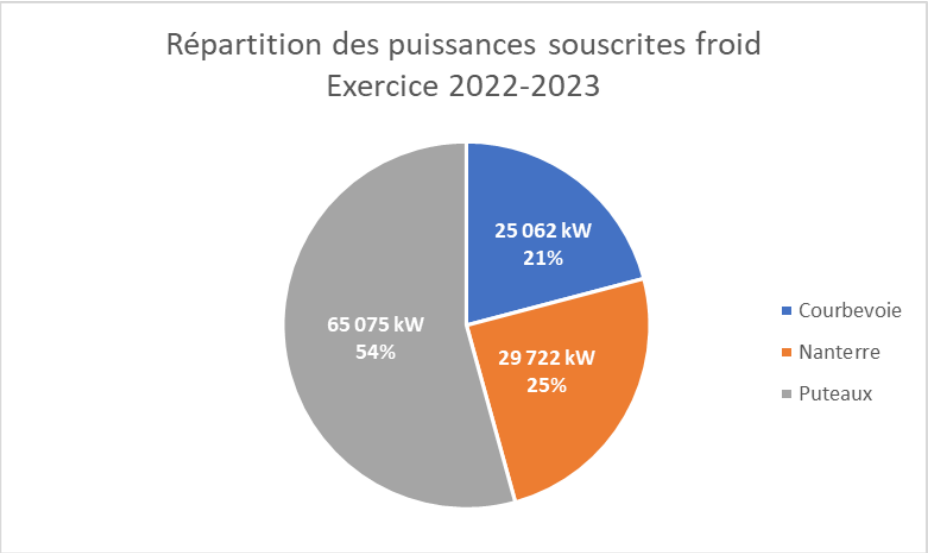


Tableau 24 : Répartition des puissances souscrites du réseau de froid

De même que pour le réseau de chaleur, la répartition des puissances souscrites du réseau de froid a peu évolué par rapport à celle de l'exercice 2021-2022.

	Nombre d'abonnés
Diminution de puissance	1
Augmentation de puissance	5
Nouveaux raccordements	1
Résiliation	0

Tableau 25 : Évolution des puissances souscrites par rapport à l'exercice précédent sur le réseau de froid

	2021-2022	2022-2023	Écart
Total puissance souscrite [kW]	115 456	119 859	+4%

Tableau 26 : Puissance annuelle souscrite du réseau de froid sur les exercices n-1 et n

Il y a eu un nouveau raccordement sur cet exercice, celui de la *tour HEKLA* pour une puissance souscrite de 2 450 kW. Les 1 953 kW restants proviennent des demandes d'augmentations de puissance.

Le CEP de l'Avenant n°12 (exprimé en année civile et non en saison de chauffe) prévoit une puissance souscrite froid totale de 115,1 MW en 2022 et 116,7 MW en 2023. Si nous faisons le même exercice que pour le chaud, celle-ci aurait dû être de 115,3 MW pour l'exercice 2022-2023. Le développement du réseau de froid connaît donc une avance sur cet exercice (avec notamment la tour HEKLA).

L'inventaire des abonnés au 30/09/2023 est présenté en **Annexe 2**.

3.3 TRAVAUX

3.3.1 Programme de renouvellement

ILD s'est engagé dans le contrat de DSP à réaliser les travaux suivants :

- Dans le cadre du contrat de DSP initial :
  - Rénovation et transformation de la centrale Alençon (chaleur + froid), comprenant notamment la rénovation et remise aux normes des équipements existants, la reprise des volumes et enveloppes des centrales, la séparation des locaux chaud et froid, l'amélioration de l'isolation acoustique de la centrale froid, la relocalisation des tours de refroidissement ;
  - Construction de la centrale gaz Noël Pons et de la liaison eau surchauffée et électrique reliant les deux chaufferies.

    Ces travaux ont été réalisés.

- Dans le cadre de l'avenant 10
  - Travaux de verdissement du réseau de chaleur incluant notamment :

- La transformation des chaudières fioul 3 et 4 mises sous cocon pour les adapter à la combustion d'agro-pellets ;
- La mise en place de brûleurs à pulvérisation pour une puissance totale de 45 MW ;
- L'adaptation de trois cuves de stockage fioul en stockage d'agro-pellets ;
- La création d'un poste de broyage et d'acheminement vers les brûleurs ;
- La création des ouvrages de manutention et convoyage du combustible depuis les voies ferrées vers le stockage ;
- L'adaptation de la filtration et du traitement des fumées.

ILD s'était initialement engagé à achever ces travaux à la date de mise en service prévisionnelle fixée le 1er octobre 2019.

Les principaux travaux de gros entretien renouvellement prévus sur l'exercice 2023-2024 sont les suivants :

- Phase 3 (dernière phase) de renouvellement des tours aéroréfrigérantes (TAR n°1 et n°6) ;
- Travaux de rénovation du réseau d'eau glacée existant, raccordement en eau glacée et surchauffée du bâtiment Open Source situé à Nanterre (5 phases travaux) ;
- Renouvellement des pompes d'eau chaude primaire « CNIT » et « Esplanade » de la centrale Carpeaux (6 pompes dont 2 de secours) ;
- Renouvellement de l'équipement producteur de javel en continu (ECO MX) permettant de traiter l'eau des tours aéroréfrigérantes.

Hors des travaux GER, les travaux de la chaufferie biomasse prendront fin. Les tests des chaudières biomasse seront réalisés entre les mois de novembre et décembre 2023, pour une mise en service industrielle prévue début 2024.
Dans le cadre du contrat (articles 2.4 et 2.5 de l'Avenant n°10), des visites contradictoires seront réalisées par GENERIA. Elles feront l'objet de procès-verbaux concernant l'atteinte des performances garanties et l'acceptation des ouvrages.

3.3.2 Travaux de gros entretien et de renouvellement

Les dépenses GER concernent des travaux de maintien et de remise en état des installations ainsi que des travaux de renouvellement du matériel. Sur l'exercice 2022-2023, ces travaux comprennent notamment (montants d'investissement supérieurs à 50 k€HT) :

Réseau de chaleur :

- La mise en conformité d'équipements du projet agro-pellets : manchette télescopique de déchargement des cendres ;

- Le remplacement du TGBT (Alençon) ;
- Le remplacement du calorifuge de la tuyauterie (Alençon) ;
- Génie civil suite à une fuite d'eau glacée sous le pont SNCF ;
- Le renouvellement des tubes du condenseur de la TFP/GF8 ;
- Le remplacement d'échangeurs en sous-stations :
    - 2 échangeurs en sous-station SILIC AXA ;
    - 3 échangeurs primaire en sous-station CB50 ;
    - 3 échangeurs primaire en sous-station Usine Commune,
- La réalisation de travaux de réparation de réseaux suite à des fuites ;
- Le renouvellement des réseaux pour le raccordement du bâtiment Open Source (voir partie 2.1.3) ;
- Le remplacement des pompes des chaudières GES1 et GES2.

Comme évoqué dans l'analyse du précédent exercice, des investissements liés au projet agro-pellets sont intégrés aux dépenses GER, car selon le Délégataire certains travaux consistent à transformer/rénover des installations existantes en installations adaptées au projet (mise en conformité) et rentrent ainsi dans le cadre du GER.

Sur cet exercice ces investissements sont moins conséquents (26k€) et concernent uniquement la manchette télescopique de déchargement des cendres.

Réseau de froid :

- La réalisation de travaux de réparation de réseaux suite à des fuites ;
- Le renouvellement des tubes du condenseur de la TFP/GF8 ;
- Le renouvellement des tours aéroréfrigérantes ;
- Le renouvellement des réseaux pour le raccordement du bâtiment Open Source ;
- Le remplacement de tuyauteries ;
- Le remplacement de différents types de vannes.

Total des dépenses :

Le total des dépenses de gros entretien renouvellement s'élève à **5 511 k€ HT** sur l'exercice 2022-2023, décomposé comme suit :

- Production de chaleur : **554 k€**
- Production de froid : **1 299 k€**
- Services communs : **738 k€**
- Centrales déportées (Valmy et Carpeaux) : **319 k€**
- Central Noël Pons : **65 k€**
- Réseaux de distribution chaleur et froid : **2 536 k€** (dont 1 462 k€ pour le chaud et 1 074 k€ pour le froid

Il est à noter que les montants des travaux présentés dans le rapport annuel ne correspondent pas à ceux présentés dans l'état mensuel des investissements de GER (factures fournisseurs, commandes). Ils recensent l'ensemble des investissements en service.

L'état mensuel fait quant à lui état d'un montant total de travaux de 5 704 k€ sur l'exercice, contre un montant de 5 511 k€ présenté dans le corps du rapport. Par ailleurs, le montant impacté dans le compte de GER est quant à lui de 4 815 k€. Par ailleurs, le montant prévu au plan de renouvellement de la Concession est de 5 000k€HT, en cohérence avec les dépenses réalisées sur cet exercice.

Les factures fournisseurs des états mensuels sont ainsi réparties :

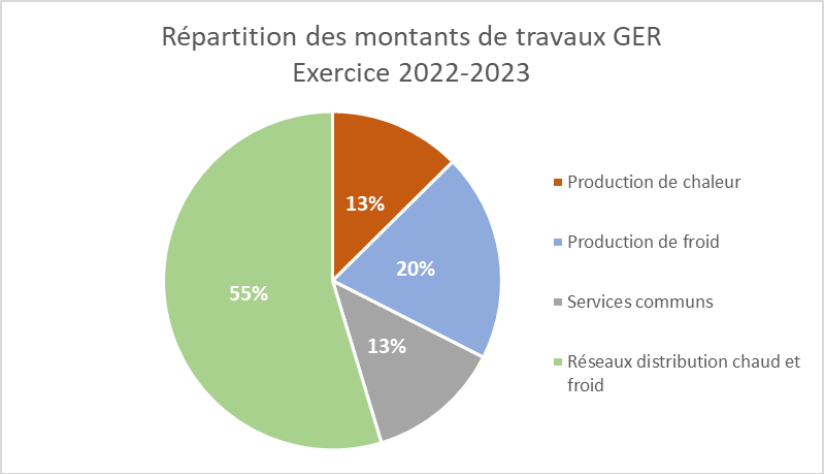


Figure 30 : Répartition des montants des travaux GER sur l'exercice n

La majorité des montants de travaux GER est allouée aux travaux de :

- distribution de chaleur et/ou de froid (calorifuge, vannes, pompes, échangeurs, fuites) : 55% des dépenses ;
- production de froid : 20% dont près de 12% sont dédiés au renouvellement des TAR.

3.3.3 Travaux neufs

3.3.3.1 Travaux de premier établissement (Avenant n°10)

Les travaux du projet agro-pellets, principalement relatifs au combustible, aux chaudières, aux installations électriques, aux process électriques, au traitement des fumées, au broyeur et au génie civil, ont été réalisés sur la durée de l'exercice. Le montant total des commandes associées à ces postes s'élève à 5 338 k€ HT.

- Pour le lot **Combustibles** (N°1a – 1 489 k€ HT), les travaux sont réalisés dans les zones suivantes:
  - dépotage trains et camion (phase 1) ;
  - stockage et broyage du combustible (phase 1) ;
  - déchargement et transport wagon (phase 2).
- Pour le lot Broyeur (N°1b – 873 k€ HT), les travaux réalisés concernent les liaisons convoyeur, compresseur azote, TGBT travaux.
- Pour le lot **Chaudières** (N°2a – 2 951 k€ HT), les travaux concernent l'adaptation des chaudières GES 3 et 4 (clapet d'air frais, stockage de poudre, système d'injection…)
- Pour le lot **Traitement des fumées** (N°2b – 828 k€ HT), les travaux concernent les massifs pour le traitement des fumées (catalyseur, filtre…)
- Pour le lot **Génie** Civil (N°11 – 159 k€ HT), les travaux sont réalisés en zone de dépotage et de caniveau sous les chaudières.
- Pour le lot **Installations électriques** (N°17 – 174 k€HT), les travaux concernent les process agro-pellet, notamment les TGBT 4 et 6.
- Pour le lot **Process électriques** (N°18 -1 508 k€ HT), les travaux concernent les armoires électriques, leur paramétrage et l'alimentation électrique des zones évoquées du lot 1a.

3.3.3.2 Travaux d'extensions, raccordements et divers travaux neufs

Les dépenses des travaux d'extension ainsi que ceux de raccordements sur l'exercice 2022-2023 comprennent (montants d'investissement supérieurs à 20 k€) :

- La création de réseaux hydrauliques en vue de raccordements aux réseaux de chaleur et de froid des sites suivants :
  - Le Croissant
  - Open Source
  - Tour Hekla
  - The Link
  - ZAC des Bergères
  - ZAC des Groues

- Divers travaux neufs :
  - Projet Eole : Dévoiement de réseaux pour l'accès aux chambres et désamiantage ;
  - Doublement RD914 : Dévoiement des réseaux froid ;
  - Raccordement de nouveaux abonnés aux réseaux.

Le total des dépenses de travaux neufs s'élève à **13 259 k€ HT** sur l'exercice 2022-2023, décomposé comme suit :

- Production de chaleur : **7 046 k€** ;
- Production de froid : **217 k€** ;
- Services communs : **4 109 k€ ;**
- Centrales déportées (Valmy et Carpeaux) : **0 k€ ;**
- Centrale Noël Pons : **43 k€ ;**
- Réseaux de distribution chaleur et froid 1 844 k€ (dont 1 439 k€ pour le chaud et 405 k€ pour le froid).

De même que pour les travaux de GER, les montants des travaux présentés dans le rapport annuel ne correspondent pas à ceux présentés dans l'état mensuel des investissements neufs (factures fournisseurs). Effectivement, les montants présentés dans le rapport annuel sont ceux recensant l'ensemble des investissements en service. L'état mensuel quant à lui, fait état d'un montant total de travaux de 17 984 k€ sur l'exercice, contre un montant 13 259 k€ présenté dans le corps du rapport. Les factures fournisseurs des états mensuels sont ainsi réparties :

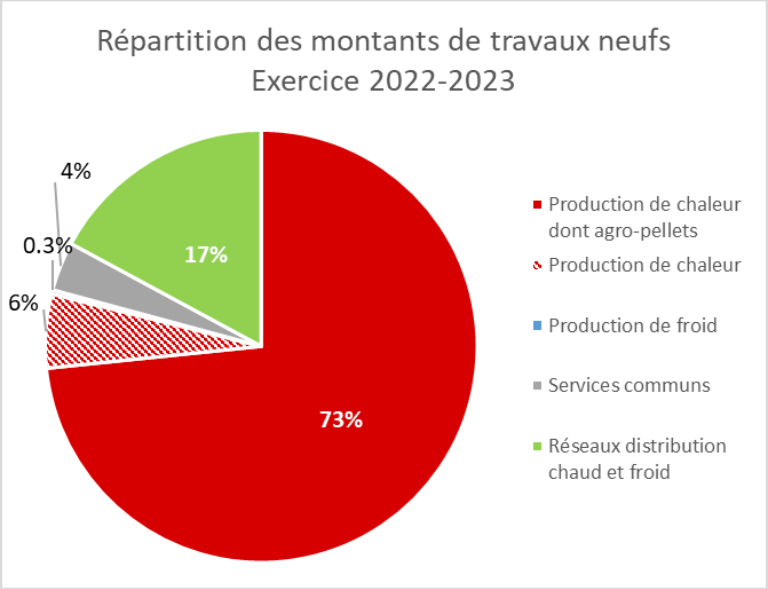


Figure 31 : Répartition des montants des travaux neufs sur l'exercice

La majorité des montants de travaux neufs concerne la production de chaleur, plus particulièrement l'agro-pellet (73%).

Les travaux réalisés dans la centrale N.Pons : sont des travaux concernant le bâtiment de la centrale (pas les équipements).

Les dépenses totales sont en baisse de 22% par rapport à l'exercice 2021-2022. En effet, des travaux liés aux agro-pellets de moins grande ampleur ont été réalisés en raison de la fin proche du chantier.

4 COMPTE-RENDU FINANCIER D'ACTIVITÉ

4.1 INTRODUCTION SUR LES MÉTHODES D'AUDIT

Sources documentaires et échanges avec Idex la Défense

L'audit est réalisé sur la base :

- Du rapport annuel d'activité ;
- Des annexes financières, conformes au cadre contractuel ;
- D'échanges avec ILD sous la forme de séries de questions/réponses :
  - Deux séries de questions ont été envoyées à ILD ;
  - ILD a apporté des réponses à l'ensemble des questions et a fourni les documents justificatifs appropriés.

En l'absence de changements de méthode comptable, l'audit a pu être réalisé dans des conditions équivalentes à l'audit N-1.

4.2 PRÉSENTATION DU COMPTE DE RÉSULTAT

La synthèse du compte-rendu financier 2022-2023 d'ILD est la suivante :

COMPTE-RENDU FINANCIER - K€	2021-2022	2022-2023	Ventilation	Evol n/n-1	Ecart n/n-1
TOTAL PRODUITS	89 326	90 725	100%	2%	1 400
Chaleur	65 809	45 572	50%	-31%	-20 237
Froid	19 331	31 053	34%	61%	11 722
Electricité	2 578	9 294	10%	261%	6 716
Autres recettes	1 608	4 806	5%	199%	3 198
TOTAL CHARGES	78 187	74 189	100%	-5%	-3 998
Personnel	5 974	6 577	9%	10%	603
Achat d'énergie	40 773	33 479	45%	-18%	-7 294
Achats d'eau	473	334	0%	-29%	-139
Fourniture	585	732	1%	25%	147
Sous-traitance	1 364	1 409	2%	3%	45
Autres dépenses et frais de siège	5 794	8 253	11%	42%	2 459
Loyer du crédit-bail	7 801	7 707	10%	-1%	-94
Impôt et taxes	1 603	1 784	2%	11%	182
Participations contractuelles	3 112	3 275	4%	5%	163
Charges investissements	9 541	9 439	13%	-1%	-102
Autres charges	1 167	1 198	2%	3%	31
RESULTAT BRUT	11 139	16 537		48%	5 398
Taux de résultat brut, en % du CA	*12%*	*18%*			

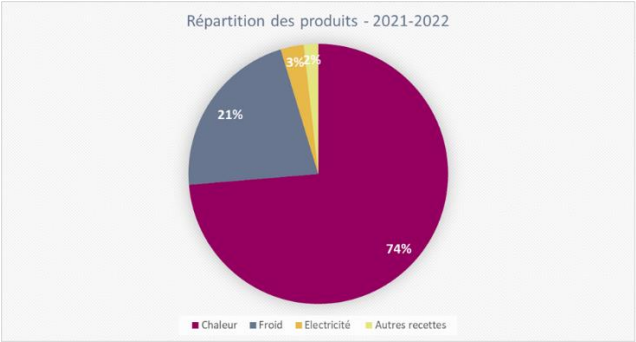
4.3 ANALYSE DES PRODUITS

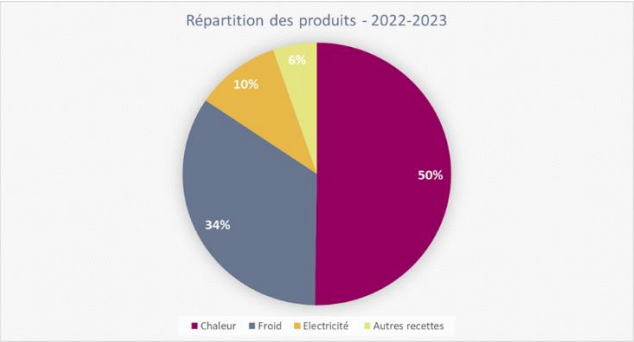
4.3.1 Présentation des produits

Les produits de la concession sont les suivants en 2022-2023 :

COMPTE-RENDU FINANCIER - K€	2021-2022	2022-2023	Ventilation	Evol n/n-1	Ecart n/n-1
TOTAL PRODUITS	89 326	90 725	100%	2%	1 400
Chaleur	65 809	45 572	50%	-31%	-20 237
Froid	19 331	31 053	34%	61%	11 722
Electricité	2 578	9 294	10%	261%	6 716
Autres recettes	1 608	4 806	5%	199%	3 198

Les produits totaux s'élèvent à **90 725 k€, en augmentation de 2% par rapport à n-1** (+1 400 k€). Le chiffre d'affaires énergie (ventes chaleur + froid) représente 84% des produits. Il diminue de **31% pour la chaleur** (-20 237 k€) et il augmente **de 61% pour le froid** (+11 722 k€). **Les recettes électriques sont en hausse de + 6 716 k€ (cogénération) et les « autres recettes », augmentent de 3 198 k€** en raison notamment de la hausse des frais de raccordement et des produits financiers par rapport à n-1 (+1 771 k€ et +1 359 k€).





En 2022-2023, les produits sont constitués à 50% par la chaleur (74% en 2021-2022), 34% par le froid (21% en 2021-2022), 10% par l'électricité (contre 3% en 2021-2022) et 6% par les autres recettes. **La part du chaud dans les produits a fortement régressé (-24 points) après une forte augmentation lors des exercices précédents dans le contexte de la crise énergétique (+20 points entre les exercices n-1 et n-2).**

4.3.2 Détail des recettes

Elles sont majoritairement composées des recettes relatives au chaud (50%) et au froid (34%).

Elles ont augmenté de **2% par rapport à n-1 (+1 400 k€)**, du fait des évolutions suivantes :

- Recettes de froid : +61%, soit +11 722 k€ ;
- Recettes de chaud : -31%, soit -20 237 k€ ;
- Recettes électriques (cogénération) : +6 716 k€ ;
- Ventes diverses : +1 605 k€ ; autres produits : +1 593 k€.

COMPTE-RENDU FINANCIER - K€	2021-2022	2022-2023	Ventilation	Evol n/n-1	Ecart n/n-1
RECETTES CHAUD	65 809	45 572	50%	-31%	-20 237
R1	53 413	30 410	34%	-43%	-23 003
R2	12 396	15 162	17%	22%	2 766
RECETTES FROID	19 331	31 053	34%	61%	11 722
R1	6 543	12 240	13%	87%	5 698
R2	8 095	8 810	10%	9%	716
R3	4 693	10 002	11%	113%	5 309
RECETTES ELECTRIQUES	2 578	9 294	10%	261%	6 716
VENTES DIVERSES	865	2 469	3%	186%	1 605
AUTRES PRODUITS	743	2 336	3%	214%	1 593
TOTAL - K€	89 326	90 725	100%	2%	1 400

4.3.3 Analyse des produits du Chaud

4.3.3.1 Compte-rendu financier – Recettes chaud

Les recettes relatives au chaud s'élèvent à **45 572 k€ (74% du CA).**

COMPTE-RENDU FINANCIER - K€	2021-2022	2022-2023	Ventilation	Evol n/n-1	Ecart n/n-1
RECETTES CHAUD	65 809	45 572	100,0%	-30,8%	-20 237
R1	**53 413**	**30 410**	**66,7%**	**-43,1%**	**-23 003**
Dont concession	52 250	29 537	64,8%	-43,5%	-22 712
Chaleur (logements)	*33 500*	*22 878*	*50,2%*	*-31,7%*	*-10 623*
Chaleur (autres)	*18 749*	*6 659*	*14,6%*	*-64,5%*	*-12 090*
Dont hors concession	1 163	873	1,9%	-24,9%	-290
Dont vente en gros	0	0	0,0%	-	0
Gros (logement)	*0*	*0*	*0,0%*	-	*0*
Régularisation Prop Hab	0	0	0,0%	-	0
R2	**12 396**	**15 162**	**33,3%**	**22,3%**	**2 766**
Dont concession	12 005	14 659	32,2%	22,1%	2 654
Chaleur (logements)	*3 222*	*3 853*	*8,5%*	*19,6%*	*632*
Chaleur (autres)	*8 844*	*10 853*	*23,8%*	*22,7%*	*2 009*
Chaleur (abattements - logements)	*-41*	*-42*	*-0,1%*	*1,2%*	*-1*
Chaleur (abattements - autres)	*-19*	*-6*	*0,0%*	*-70,9%*	*14*
Dont hors concession	391	503	1,1%	28,6%	112

Les recettes de chaud ont été diminué de 30,8% **par rapport à n-1 (-20 237 k€).** Cela résulte de **la diminution de -23 003 k€ des recettes R1, en raison de la baisse des coûts de l'énergie après le pic de la crise, de la mise en œuvre de l'avenant 12 et d'une régression des ventes.**

4.3.3.2 Recettes proportionnelles – R1 chaud

Le R1 chaud s'élève à 30 410 k€. **Il est inférieur de 43,1% à son niveau n-1** (-23 003 k€), en raison d'un tarif moyen en baisse de 69,1 € HT/MWh (-32%) et d'une diminution de 39 960 MWh des quantités vendues (-16%). Les effets prix et volume sont les suivants :

- Effet prix : -17 M€ ;
- Effet volume : -6 M€.

R1 CHAUD - €	2021-2022	2022-2023
Recettes R1 chaud	53 412 868	30 410 239
Ventes, en MWh	248 769	208 809
Tarif moyen, en € HT/MWh	214,7	145,6

Focus sur l'effet-prix R1C – Paramètre fioul

Le tarif moyen du R1C fioul non pondéré par les volumes vendus a diminué de 6,9% sur la période de chauffe (octobre à mars) et de 11,5% sur l'année.

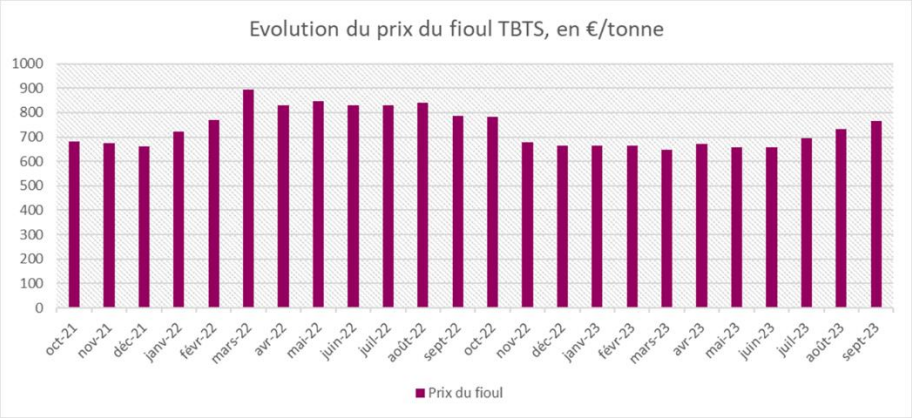
Les tarifs mensuels 2022-2023 ont été **supérieurs à ceux de l'exercice 2021-2022 sur les mois d'octobre à décembre mais systématiquement inférieurs à partir de janvier 2023.**

R1C fioul "autres" - €/MWh	2021-2022	2022-2023	Evolution n/n-1
octobre	121,4	139,2	14,6%
novembre	120,1	120,3	0,2%
décembre	117,8	118,1	0,2%
janvier	128,2	118,2	-7,9%
février	136,6	118,4	-13,3%
mars	158,7	115,1	-27,5%
avril	147,2	119,6	-18,8%
mai	150,7	117,0	-22,3%
juin	147,7	117,2	-20,6%
juillet	147,7	123,4	-16,5%
août	149,0	130,0	-12,8%
septembre	139,5	136,4	-2,2%
Tarif moyen octobre à mars	130,5	121,5	-6,9%
Tarif moyen annuel	138,7	122,7	-11,5%

Le fioul TBTS est l'indice représentatif du coût du R1C fioul.

Fioul TBTS - €/tonne	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	Evolution n/n-1
octobre	453,4	622,9	562,3	442,6	683,2	783,1	14,6%
novembre	473,7	542,2	571,1	486,2	675,9	677,0	0,2%
décembre	482,5	489,0	639,0	489,9	662,8	664,4	0,2%
janvier	523,3	545,5	597,0	521,6	721,6	664,9	-7,9%
février	508,4	581,3	525,6	575,5	768,4	666,2	-13,3%
mars	510,9	578,4	373,4	563,4	893,0	647,5	-27,5%
avril	537,5	598,8	347,6	564,3	828,5	672,9	-18,8%
mai	591,7	587,8	405,4	558,7	847,9	658,4	-22,3%
juin	591,9	584,1	443,2	598,4	831,2	659,6	-20,6%
juillet	589,3	575,2	445,3	612,0	831,3	694,5	-16,5%
août	588,3	538,0	456,8	597,1	838,4	731,3	-12,8%
septembre	606,4	561,1	444,3	597,1	784,7	767,6	-2,2%
Coût moyen d'octobre à mars	492,0	559,9	544,7	513,2	734,1	683,8	-6,9%
Coût moyen annuel	538,1	567,0	484,2	550,6	780,6	690,6	-11,5%

Le fioul TBTS a évolué de la façon suivante sur les deux derniers exercices :



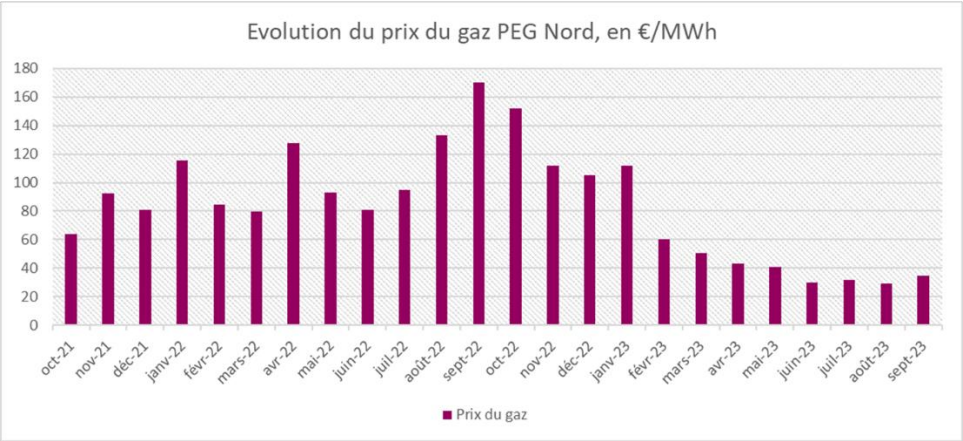
Au 30 septembre 2023, le coefficient de révision du R1C fioul était de **1,6877 contre 1,7254 au 30 septembre 2022 (soit une diminution de 2,2%).** Il s'agit de la première fois depuis septembre 2020 que l'indexation au 30.09 est inférieure à sa valeur N-1.

Focus sur l'effet-prix R1C – Paramètre gaz

Le PEG Nord constitue le principal paramètre de révision du R1C gaz :

Gaz PEG Nord - €/MWh	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	Evolution n/n-1
octobre	17,2	28,0	13,0	11,2	63,7	151,9	138,4%
novembre	18,4	26,4	15,6	14,0	92,4	112,1	21,3%
décembre	19,9	24,9	15,8	13,8	80,7	105,1	30,2%
janvier	21,4	24,1	14,3	16,2	115,2	111,7	-3,1%
février	19,1	22,0	11,1	20,5	84,4	60,4	-28,4%
mars	18,9	18,3	9,1	17,4	79,8	50,7	-36,5%
avril	18,8	15,8	8,4	17,2	127,4	43,3	-66,0%
mai	19,3	14,9	6,6	20,0	92,9	40,9	-56,0%
juin	21,6	13,3	4,8	24,7	80,8	30,1	-62,7%
juillet	21,8	10,7	5,1	28,5	95,0	31,5	-66,8%
août	22,2	11,0	5,3	35,6	133,0	29,6	-77,8%
septembre	23,7	11,2	7,9	44,1	170,4	34,5	-79,8%
Coût moyen d'octobre à mars	19,2	24,0	13,1	15,5	86,0	98,6	14,6%
Coût moyen annuel	20,2	18,4	9,7	21,9	101,3	66,8	-34,1%

Le PEG Nord a évolué de la façon suivante sur les deux derniers exercices :



Focus sur le mécanisme de modération du R1Cgaz

L'avenant 12 a introduit un coefficient de modération du prix de la chaleur qui est produite à partir du gaz naturel (R1Cgaz). La modération se fait selon **plusieurs principes :**

- La baisse est différenciée selon la nature des abonnés (logement ou autre) ;
- Elle est proportionnée en fonction du niveau de prix du gaz appréhendé via le PEG, qui constitue le principal indice représentatif du coût du gaz. Le mécanisme joue donc un rôle d'amortisseur ;
- Elle est encadrée par un PEG plancher et PEG un plafond.

Pour **les abonnés logement**, les conditions d'application sont les suivantes :

- Si PEG < 40 € HT/MWh PCS : coefficient de modération de 10% (niveau plancher) ;
- Si PEG compris entre 40 et 68 € HT/MWh PCS : coefficient de modération = 10% + (PEG-40)/100 ;
- Si PEG > 68 € HT/MWh PCS : coefficient de modération de 38% (niveau plafond).

Pour **les abonnés autres** : un principe similaire, dans des proportions moindres :

- Si PEG < 40 € HT/MWh PCS : coefficient de modération de 5% (niveau plancher) ;
- Si PEG compris entre 40 et 68 € HT/MWh PCS : coefficient de modération = 5% + (PEG-40)/100 ;
- Si PEG > 68 € HT/MWh PCS : coefficient de modération de 19% (niveau plafond).

Pour les logements, l'impact du mécanisme de modération du coût du gaz a été le suivant **sur**

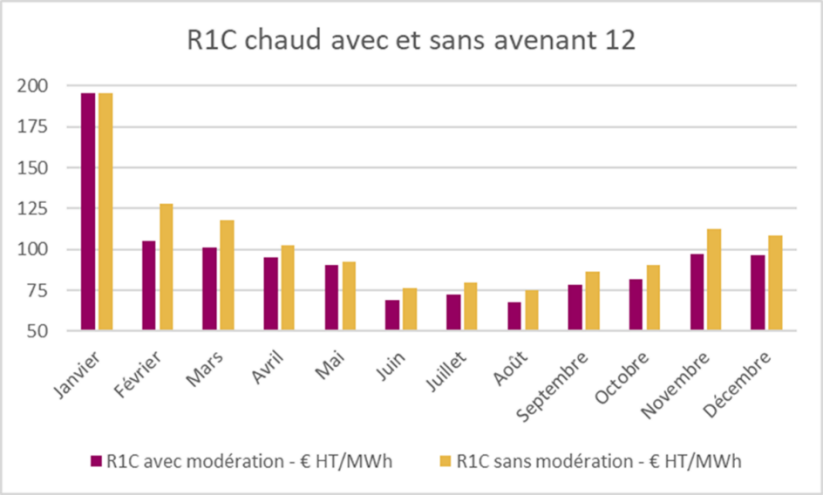
l'année civile 2023 (compte tenu d'une application à partir du mois de février 2023) :

- Impact : -0,9 M€ en l'espace de 11 mois (02/2023 à 12/2023) ;
- Soit une baisse de 9% du tarif R1 chaud en tenant compte du mixte énergétique.

COEFFICIENTS DE MODERATION GAZ	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre	Total
PEG Nord - € HT/MWh PCS	112	60	51	43	41	30	32	30	34	36	46	44	47
Coefficient de modération logements - %	38%	30%	21%	13%	11%	10%	10%	10%	10%	10%	16%	14%	-
Coefficient de modération autres - %	19%	15%	10%	7%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	8%	7%	-

IMPACT LOGEMENTS - k€ HT	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre	Total
Consommations R1 - MWh	14 703	11 612	10 557	8 032	3 382	2 084	2 272	1 693	2 039	3 654	10 078	12 507	**82 611**
R1C avec modération - € HT/MWh	195	105	101	95	91	69	72	68	78	82	97	97	**113**
R1C sans modération - € HT/MWh	195	128	118	103	93	76	80	75	87	91	113	108	**124**
Impact R1C - € HT/MWh	0	-23	-17	-7	-2	-7	-7	-7	-8	-9	-16	-12	**-11**
Impact R1C - %	0%	-18%	-14%	-7%	-2%	-9%	-9%	-9%	-9%	-9%	-14%	-11%	**-9%**
CA R1C avec modération - € HT	2 873 837	1 222 791	1 066 570	766 861	306 289	144 304	164 023	115 157	159 981	299 667	976 106	1 207 426	**9 303 012**
CA R1C sans modération - € HT	2 873 837	1 486 932	1 247 263	825 755	313 864	159 079	180 884	126 930	176 532	330 776	1 137 402	1 354 443	**10 213 698**
Impact total facture R1C- € HT	0	-264 141	-180 693	-58 894	-7 574	-14 775	-16 862	-11 773	-16 551	-31 109	-161 296	-147 017	**-910 686**
Impact total facture R1C - %	0%	-18%	-14%	-7%	-2%	-9%	-9%	-9%	-9%	-9%	-14%	-11%	**-9%**

Illustration graphique de l'impact sur le R1C chaud pour les abonnés logements :



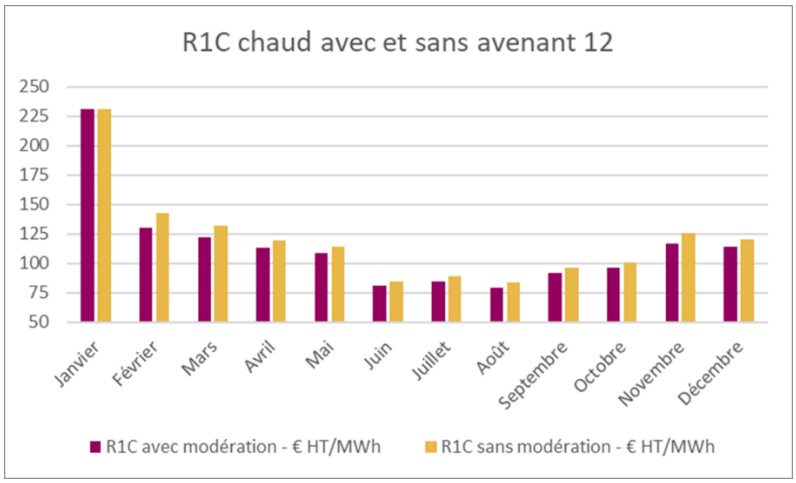
Pour les autres, l'impact du mécanisme de modération du coût du gaz a été le suivant **sur l'année civile 2023** (compte tenu d'une application à partir du mois de février 2023) :

- Impact : -0,5 M€ en l'espace de 11 mois (02/2023 à 12/2023) ;
- Soit une baisse de 5% du tarif R1 chaud (<coefficient de modération du fait du mixte énergétique).

COEFFICIENTS DE MODERATION GAZ	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre	Total
PEG Nord - € HT/MWh PCS	112	60	51	43	41	30	32	30	34	36	46	44	47
Coefficient de modération logements - %	38%	30%	21%	13%	11%	10%	10%	10%	10%	10%	16%	14%	-
Coefficient de modération autres - %	19%	15%	10%	7%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	8%	7%	-

IMPACT AUTRES - k€ HT	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre	Total
Consommations R1 - MWh	25 405	19 900	16 834	11 596	5 223	1 447	1 238	1 072	1 294	4 137	14 276	20 509	**122 931**
R1C avec modération - € HT/MWh	231	130	122	113	108	81	84	80	92	96	117	114	**140**
R1C sans modération - € HT/MWh	231	142	131	119	114	85	89	83	96	101	126	121	**147**
Impact R1C - € HT/MWh	0	-13	-10	-6	-5	-4	-4	-4	-5	-5	-9	-7	**-7**
Impact R1C - %	0%	-9%	-7%	-5%	-5%	-5%	-5%	-5%	-5%	-5%	-7%	-5%	**-5%**
CA R1C avec modération - € HT	3 397 433	1 507 658	1 287 389	909 113	366 591	168 799	191 908	134 694	187 232	350 771	1 175 957	1 425 420	**11 102 965**
CA R1C sans modération - € HT	3 397 433	1 654 623	1 387 924	959 233	384 212	177 019	201 296	141 245	196 441	368 080	1 265 674	1 507 191	**11 640 371**
Impact total facture R1C- € HT	0	-146 965	-100 535	-50 119	-17 621	-8 220	-9 388	-6 550	-9 209	-17 309	-89 717	-81 771	**-537 406**
Impact total facture R1C - %	0%	-9%	-7%	-5%	-5%	-5%	-5%	-5%	-5%	-5%	-7%	-5%	**-5%**

Illustration graphique de l'impact sur le R1C chaud pour les abonnés autres :



Au global (abonnés logements + autres), l'impact est le suivant :

- Une baisse de 1,4 M€ de la facture sur l'année civile 2023 ;
- Ce qui représente une diminution de 7%.

IMPACT LOGEMENTS + AUTRES - k€ HT	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre	Total
CA R1C avec modération - € HT	6 271 270	2 730 449	2 353 959	1 675 975	672 880	313 103	355 931	249 851	347 212	650 437	2 152 063	2 632 846	**20 405 978**
CA R1C sans modération - € HT	6 271 270	3 141 555	2 635 187	1 784 988	698 076	336 098	382 181	268 175	372 973	698 856	2 403 076	2 861 635	**21 854 070**
Impact total facture R1C- € HT	0	-411 106	-281 228	-109 014	-25 195	-22 995	-26 249	-18 324	-25 760	-48 418	-251 013	-228 789	**-1 448 092**
Impact total facture R1C - %	0%	-13%	-11%	-6%	-4%	-7%	-7%	-7%	-7%	-7%	-10%	-8%	**-7%**

Il convient par ailleurs de rappeler que les négociations menées par GENERIA avaient, avant la mise en œuvre de l'avenant 12, débouché sur une **solution « spot » :**

- Baisse mensuelle de la facture à hauteur de 100 HT par MWh d'octobre 2022 à janvier 2023
- Pour un montant total de 3,4 M€ (geste commercial supporté par ILD).

Focus sur l'effet-prix R1C – Paramètre gaz

La formule de révision du R1C gaz est assise sur les composantes suivantes :

- Energie (89,18%) ;
- Transport (6,82%) ;
- TICGN (3,78%) ;
- Taxes (0,22%).

Au 30/09/2023, le coefficient de révision s'établissait à **1,8025 (8,4592 au 30/09/2022). La diminution du coefficient résulte de la composante énergie**, représentative du coût du combustible, en baisse de 79,8% par rapport à son niveau de n-1. Cela résulte :

- De la diminution générale des prix du gaz (indice PEG) ;
- Qui a été amplifiée par la mise en œuvre de l'avenant 12 qui permet une modération du R1c gaz.

Indices de révision R1 chaud gaz	Pondération	30.09.2019	30.09.2020	30.09.2021	30.09.2022	30.09.2023	Evolution n/n-1
Coeff. Révision transport	6,82%	1,0501	1,0651	1,0532	1,0487	1,0647	1,5%
Coeff. Révision énergie	89,18%	0,6131	0,4314	2,4240	9,3605	1,8949	-79,8%
Coeff. Révision Exonération TICGN	3,78%	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	0,0%
Coeff. Révision taxes	0,22%	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	0,0%
Révision formule	100,00%	0,6584	0,4974	2,2735	8,4592	1,8025	-78,7%

Le tarif moyen du R1C gaz non pondéré par les volumes vendus a augmenté de 11,5% sur la période de chauffe (octobre à mars) mais diminué de 35,4% sur l'année entière.

Les tarifs moyens 2022-2023 ont été **supérieurs à ceux de l'exercice 2021-2022 sur les mois d'octobre à décembre mais systématiquement inférieurs à partir de janvier 2023.**

R1C gaz "autres" - €/MWh	2021-2022	2022-2023	Evolution n/n-1
octobre	172,9	403,9	133,6%
novembre	247,9	299,5	20,8%
décembre	217,4	281,3	29,4%
janvier	307,8	298,5	-3,0%
février	227,1	140,1	-38,3%
mars	215,1	125,0	-41,9%
avril	339,6	111,9	-67,1%
mai	249,4	107,4	-56,9%
juin	217,6	81,0	-62,8%
juillet	254,9	84,5	-66,9%
août	354,4	79,6	-77,5%
septembre	452,2	91,8	-79,7%
Tarif moyen octobre à mars	231,4	258,1	11,5%
Tarif moyen annuel	271,4	175,4	-35,4%

Focus sur l'effet-prix R1C – Paramètre thermo frigo pompe

L'avenant 12 définit **un nouveau prix de la chaleur issue de la thermo frigo pompe, en créant un terme R1C TFP assorti d'une nouvelle indexation**. Pour rappel, la chaleur produite à partir de la TFP était auparavant indexée sur le paramètre gaz, ce qui n'était pas cohérent.

Lorsque de la chaleur est produite à partir de la TFP :

- R1C TFP « Logement » = 0,43 x Pélec ;
- R1C TFP « Autres » = 0,96 x Pélec.

Pélec étant composé du coût du transport de l'électricité, du coût de fourniture et des taxes appliquées sur les coûts.

À noter qu'en cas d'évolution différenciée défavorable des prix du gaz et de l'électricité, les prix R1C TFP sont **plafonnés respectivement par les prix R1C gaz**.

Le tarif moyen du R1C TFP non pondéré par les volumes vendus est de 102,7 €/MWh sur la période allant de février (mise en œuvre de l'avenant 12) à septembre.

R1C TFP "autres" - €/MWh	2022-2023
octobre	0,0
novembre	0,0
décembre	0,0
janvier	0,0
février	140,1
mars	125,0
avril	111,9
mai	107,4
juin	81,0
juillet	84,5
août	79,6
septembre	91,8
Tarif moyen février à septembre	102,7

Focus sur l'effet-prix R1C – L'impact du mixte énergétique

L'évolution du R1C ne dépend pas seulement des tarifs R1C fioul, gaz et TFP mais aussi de la mixité énergétique réelle. La mixité globale varie entre les deux exercices **au profit de la TFP, dont la tarification a été introduite en février** (38% TFP, 16% fioul et 48% gaz).

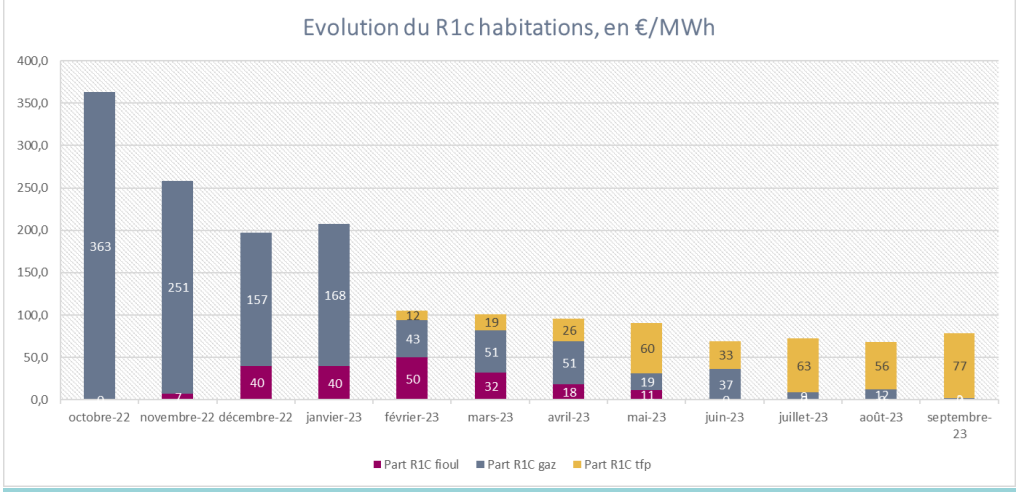
Mixte énergétique fioul/gaz/TFP - %	Gaz 2021-2022	Gaz 2022-2023	Fioul 2021-2022	Fioul 2022-2023	TFP 2022-2023
octobre	100%	100%	0%	0%	0%
novembre	74%	93%	26%	7%	0%
décembre	73%	62%	27%	38%	0%
janvier	73%	63%	27%	37%	0%
février	66%	42%	35%	47%	11%
mars	69%	51%	31%	31%	19%
avril	64%	54%	37%	17%	29%
mai	100%	21%	0%	11%	68%
juin	100%	53%	0%	0%	47%
juillet	100%	12%	0%	0%	88%
août	100%	18%	0%	0%	82%
septembre	100%	2%	0%	0%	98%
Moyenne octobre à mars	76%	68%	24%	27%	5%
Moyenne sur l'exercice	85%	48%	15%	16%	37%

R1 chaud – Contrôle des paramètres tarifaires – Habitations

Les tarifs R1 chaud habitations sont conformes aux dispositions contractuelles.

R1C HABITATIONS - €/MWh	R1C fioul	R1C gaz	R1C frigo pompe	Part fioul, en %	Part gaz, en %	Part fp, en %	R1C mixte
octobre-22	125,1	362,9		0%	100%		362,9
novembre-22	108,1	269,1		7%	93%		258,5
décembre-22	106,1	252,8		38%	62%		197,2
janvier-23	106,2	268,3		37%	63%		207,7
février-23	106,4	104,3	104,3	47%	42%	11%	105,3
mars-23	103,4	100,0	100,0	31%	51%	19%	101,0
avril-23	107,5	93,8	91,6	17%	54%	29%	95,5
mai-23	105,2	91,2	88,0	11%	21%	68%	90,6
juin-23	105,3	69,3	69,3	0%	53%	47%	69,3
juillet-23	110,9	72,2	72,2	0%	12%	88%	72,2
août-23	116,8	68,0	68,0	0%	18%	82%	68,0
septembre-23	122,6	78,5	78,5	0%	2%	98%	78,5

Les parts respectives du R1c fioul, R1c gaz et R1c TFP sont les suivantes en 2022-2023 :



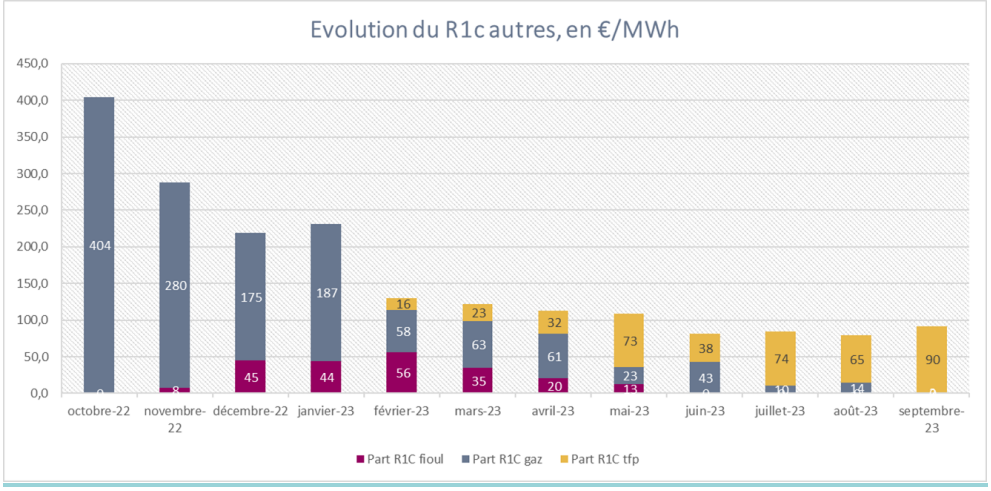
R1 chaud – Contrôle des paramètres tarifaires – Autres abonnés

Les tarifs R1 chaud « autres » sont conformes aux dispositions contractuelles.

R1C AUTRES - €/MWh	R1C fioul	R1C gaz	R1C frigo pompe	Part fioul, en %	Part gaz, en %	Part fp, en %	R1C mixte
octobre-22	139,2	403,9		0%	100%	0%	403,9
novembre-22	120,3	299,5		7%	93%	0%	287,6
décembre-22	118,1	281,3		38%	62%	0%	219,4
janvier-23	118,2	298,5		37%	63%	0%	231,1
février-23	118,4	140,1	140,1	47%	42%	11%	129,8
mars-23	115,1	125,0	125,0	31%	51%	19%	122,0
avril-23	119,6	111,9	111,9	17%	54%	29%	113,2
mai-23	117,0	107,4	107,4	11%	21%	68%	108,4
juin-23	117,2	81,0	81,0	0%	53%	47%	81,0
juillet-23	123,4	84,5	84,5	0%	12%	88%	84,5
août-23	130,0	79,6	79,6	0%	18%	82%	79,6
septembre-23	136,4	91,8	91,8	0%	2%	98%	91,8

Sur la période de novembre 2022 à février 2023, il est constaté un recours particulièrement important au gaz naturel au regard du coût du biofioul. Le choix de priorité des énergies par le Délégataire mérite d'être questionné et approfondi, une question de modalités de contrat gaz ou de marge pouvant justifier son ordre de priorisation des énergies. Cette stratégie de pilotage évolue à partir de février 2023 : prise d'effet de l'avenant n°12 (coefficient de modération appliquée sur la marge de gaz). Une réflexion est actuellement menée par GENERIA et MANERGY et pourra faire l'objet d'analyse complémentaire selon les conclusions apportées.

Les parts relatives du R1c fioul, du R1c gaz et du R1c TFP sont les suivantes sur 2022-2023 :



4.3.3.3 Recettes fixes - R2 Chaud

Le R2 chaud s'élève à **15 162 k€.** Il a progressé de **22,3% par rapport à n-1** (+2 766 k€). Les puissances souscrites sont globalement stables par rapport à l'exercice précédent : +0,2%. L'effet prix explique la progression des recettes R2: le tarif moyen du R2C a progressé de 22%.

R2 CHAUD - €	2021-2022	2022-2023
Recettes R2 chaud	12 396 182	15 162 185
Souscriptions, en kW	196 432	196 739
Tarif moyen, en € HT/kW	63,1	77,1

R2 chaud – Focus sur l'effet-prix

La formule de révision des paramètres R2 (chaud et froid), représentative de l'évolution des coûts fixes, est assise sur les composantes suivantes :

- Part fixe (15%) – non sujette à évolution ;
- ICHT-D (30%) ;
- FSD2 (15%) ;
- BT40 (40%).

Au 30/09/2023, le coefficient de révision s'établissait à **1,1915.**

Indices de révision R2 chaud et froid	Pondération	30.09.2019	30.09.2020	30.09.2021	30.09.2022	30.09.2023	Evolution n/n-1
Part fixe	15%						
Coeff. ICHT-D	30%	1,0738	1,0747	1,1139	1,1367	1,1805	3,8%
Coeff. FSD2	15%	1,0547	1,0282	1,1271	1,4272	1,3709	-3,9%
Coeff. BT40	40%	1,0528	1,0624	1,0921	1,1660	1,2044	3,3%
Révision formule	100,00%	1,0515	1,0516	1,0901	1,1715	1,1915	1,7%

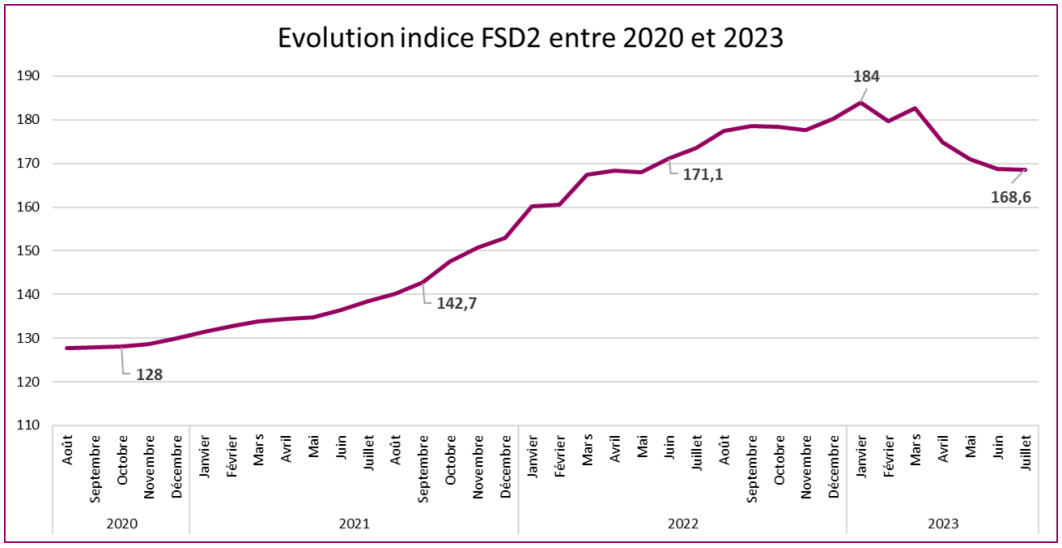
Nota : l'avenant 12 opère un rééquilibrage de la valeur 0 du R2C. Depuis février 2023 :

- **R2C0 logement : 66,3674 €HT / kW ;**
- **R2C0 autres : 76,9932 €HT / kW.**

Point d'attention

L'indice FSD2 est calculé conformément aux préconisations de la DGCCRF sur des paniers de biens et de services (EBI Energie, biens intermédiaires; TCH Transport, communications et hôtellerie; EBIQ Energie, biens intermédiaires et biens d'investissements et ICC indice du coût de la construction).

Cet indice représentatif des charges fixes de la concession a été très dynamique sur les trois derniers exercices (voir diapositive suivante), notamment du fait de sa <u>composante énergie.</u>



R2 chaud – Contrôle des paramètres tarifaires – Autres

Les tarifs R2 chaud sont **conformes aux dispositions contractuelles.**

R2C HABITATIONS - € HT/kW	R2C
octobre-22	62,6
novembre-22	62,5
décembre-22	62,5
janvier-23	63,0
février-23	79,1
mars-23	78,9
avril-23	79,4
mai-23	79,0
juin-23	78,6
juillet-23	79,1
août-23	79,1
septembre-23	79,1
Tarif moyen sur l'exercice	73,6

R2C AUTRES - € HT/kW	R2C
octobre-22	69,3
novembre-22	69,2
décembre-22	69,2
janvier-23	69,7
février-23	91,8
mars-23	91,6
avril-23	92,1
mai-23	91,6
juin-23	91,2
juillet-23	91,8
août-23	91,8
septembre-23	91,7
Tarif moyen sur l'exercice	84,2

4.3.4 Analyse des produits du Froid

4.3.4.1 Compte-rendu financier recettes froid

Les produits relatifs au froid s'élèvent à **31 053 k€** (35% du CA). Ils ont augmenté **de 60,6%, soit +11 722 k€**, du fait de la hausse de 87,1% des recettes R1 (+5 698 k€), de 113,1% des recettes de R3 (+5 309 k€) et de 8,8% des recettes de R2 (+716 K€).

COMPTE-RENDU FINANCIER - K€	2021-2022	2022-2023	Ventilation	Evol n/n-1	Ecart n/n-1
RECETTES FROID	19 331	31 053	100,0%	60,6%	11 722
R1	**6 543**	**12 240**	**39,4%**	**87,1%**	**5 698**
Dont concession	6 414	12 007	38,7%	87,2%	5 594
Dont hors concession	129	233	0,8%	80,5%	104
Hors concession	*129*	*233*	*0,8%*	*80,5%*	*104*
Ventes en gros	*0*	*0*	*0,0%*	*-*	*0*
R2	**8 095**	**8 810**	**28,4%**	**8,8%**	**716**
Dont concession	7 879	8 586	27,6%	9,0%	706
Redevance fixe	*7 585*	*8 269*	*26,6%*	*9,0%*	*684*
Redevance fixe secours	*308*	*319*	*1,0%*	*3,5%*	*11*
Abattements	*-14*	*-2*	*0,0%*	*-84,0%*	*11*
Dont hors concession	215	224	0,7%	4,3%	9
R3	**4 693**	**10 002**	**32,2%**	**113,1%**	**5 309**
Dont concession	4 627	9 845	31,7%	112,8%	5 217
Redevance eau glacée	*4 391*	*9 228*	*29,7%*	*110,2%*	*4 837*
Bonus/malus sur delta T	*237*	*617*	*2,0%*	*160,7%*	*380*
Dont hors concession	66	158	0,5%	138,2%	92

4.3.4.2 Recettes proportionnelles – R1 Froid

Le R1 froid s'élève à 12 240 k€. Il a progressé de 87 % par rapport à n-1, soit +5 698 k€. Cette évolution résulte essentiellement de **la hausse du prix moyen de vente (x2,2)** tandis que les ventes ont diminué de 16% (-14 713 MWh). Les effets prix et volume sont les suivants :

- Effet prix : +8,1 M€ ;
- Effet volume : -2,4 M€.

R1 FROID - €	2021-2022	2022-2023
Recettes R1 Froid	6 542 810	12 240 369
Ventes, en MWh	90 336	75 624
Tarif moyen, en € HT/MWh	72,4	161,9

Le tarif moyen **a augmenté de 89 € HT/MWh**. Cette augmentation résulte essentiellement **de la hausse de la composante « énergie » de la formule de révision du R1** (également applicable au R3) : cf. page suivante.

Focus sur l'effet-prix R1F

La formule de révision des paramètres R1 et R3 froid, représentative de l'évolution du coût de l'électricité, est assise sur les composantes suivantes :

- Transport (20,09%) ;
- Energie (63,52%) ;
- Taxes (16,39%).

Au 30/09/2023, le coefficient de révision s'établissait à **2,8153 contre 1,2230 au 30/09/2022. La hausse résulte de la composante énergie**, qui augmente de 154,9% par rapport à n-1, alors que dans le même temps **la composante transport diminue de 5,2%.**

Indices de révision R1 et R3 froid	Pondération	30.09.2019	30.09.2020	30.09.2021	30.09.2022	30.09.2023	Evolution n/n-1
Coeff. Révision transport	20,09%	1,1239	1,1159	1,0244	0,9232	0,8750	-5,2%
Coeff. Révision énergie	63,52%	1,0794	1,0512	1,0512	1,6277	4,1497	154,9%
Coefficient révision taxes	16,39%	1,0000	1,0000	1,0000	0,0222	0,0222	0,0%
Coût moyen novembre à mars	100,00%	1,0753	1,0558	1,0374	1,2230	2,8153	130,2%

R1 froid – Contrôle des paramètres tarifaires

Les tarifs R1 froid sont **conformes aux dispositions contractuelles.**

R1F - €/MWh	R1F
octobre-22	72,9
novembre-22	72,9
décembre-22	72,9
janvier-23	173,8
février-23	333,8
mars-23	270,7
avril-23	167,4
mai-23	161,1
juin-23	170,1
juillet-23	173,1
août-23	166,9
septembre-23	167,8
Tarif moyen sur l'exercice	167,0

4.3.4.3 Recettes proportionnelles – R3 Froid

Le R3 froid s'élève à **10 002 k€.** Il a été **multiplié par 2,1 par rapport à n-1, soit +5 309 k€.** La hausse résulte de la multiplication par 2,3 du prix moyen de vente. Les effets prix et volume sont les suivants :

- Effet prix : +6 M€ ;
- Effet volume : -0,7 M€.

R3 FROID - €	2021-2022	2022-2023
Recettes R3 Froid	4 693 472	10 002 382
Ventes, en m3	18 333 435	17 179 431
Tarif moyen, en € HT/m3	0,2560	0,5822

Il est rappelé que la formule d'actualisation du tarif R3 froid est identique à celle du R1 froid.

R3 froid – Contrôle des paramètres tarifaires

Les tarifs R3 froid sont conformes aux dispositions contractuelles.

R3F - €/m3	R3F
octobre-22	0,2456
novembre-22	0,2456
décembre-22	0,2456
janvier-23	0,5854
février-23	1,1244
mars-23	0,9118
avril-23	0,5640
mai-23	0,5425
juin-23	0,5730
juillet-23	0,5832
août-23	0,5621
septembre-23	0,5653
Tarif moyen sur l'exercice	0,5624

R3 froid – Focus sur le dispositif bonus/malus

Le dispositif de bonus/malus **majore le R3 froid à hauteur de 633 k€.**

R3 FROID - BONUS/MALUS - K€	2021-2022	2022-2023	Evol n/n-1	Ecart n/n-1
Impact du bonus sur le R3 froid	-23	-16	-32%	7
Impact du malus sur le R3 froid	271	633	133%	361
SOLDE	248	617	149%	369

Les usagers les plus vertueux sur le plan énergétique ont vu leurs factures R3 froid baisser de 16 k€.
Les malus sont toutefois largement prépondérants, à hauteur de 633 k€ ;
L'impact financier du dispositif est limité : il ne représente que **2,0% des recettes de froid.**

4.3.4.4 Recettes fixes – R2 Froid

Le R2 froid s'élève à **8 810 k€** et augmente de 8,8% par rapport à 2021-2022 (+0,7 M€) :

- Effet prix : +0,3 M€ ;
- Effet volume : +0,4 M€.

R2 FROID - €	2021-2022	2022-2023
Recettes R2 Froid	8 094 596	8 810 328
Souscriptions, en kW	115 459	119 859
Tarif moyen, en € HT/kW	71,5	72,8

R2 froid – Contrôle des paramètres tarifaires

Les tarifs R2 froid sont **conformes aux dispositions contractuelles.**

R2F - €/kW	R2F
octobre-22	72,0
novembre-22	71,9
décembre-22	71,9
janvier-23	72,4
février-23	72,8
mars-23	72,6
avril-23	73,1
mai-23	72,6
juin-23	72,4
juillet-23	72,8
août-23	72,8
septembre-23	72,8
Tarif moyen sur l'exercice	72,5

4.3.5 Les autres recettes

4.3.5.1 Les recettes d'électricité

Les recettes d'électricité s'élèvent à **9 293 k€.** Elles ont été multipliées par plus de trois fois par rapport à n-1, soit +6 716 k€.

Rappel : le contrat d'obligation d'achat avec EDF est terminé depuis fin mars 2020. La vente d'électricité issue de la cogénération est depuis réalisée par SAVE sur le marché libre, ce qui explique les **fluctuations des conditions de vente de l'électricité selon la conjoncture**.

RECETTES ELECTRICITE - K€	2021-2022	2022-2023	Ventilation	Evol n/n-1	Ecart n/n-1
RECETTES ELECTRIQUES	2 577	9 293	100,0%	261%	6 716
Ventes d'énergie	**2 577**	**9 293**	**100,0%**	**261%**	**6 716**
Novembre	475	1 303	18,4%	174%	828
Décembre	556	1 404	21,6%	153%	848
Janvier	551	2 250	21,4%	309%	1 700
Février	507	2 094	19,7%	313%	1 587
Mars	489	2 243	19,0%	359%	1 754
Prime énergétique	**0**	**0**	**0,0%**	**-**	**0**
Régularisation EDF	**0**	**0**	**-**		
Prix moyen €HT kWh	74,93	226,41	-	202%	151,48

Le compte de cogénération prévu à l'avenant 13 n'a pas été produit dans le cadre du rapport annuel et n'a pas été transmis par ILD par ailleurs. L'auditeur dispose seulement des recettes électriques et n'est pas en mesure de reconstituer le compte conventionnel.

4.3.5.2 Les ventes diverses

Les ventes diverses s'élèvent à 2 469 k€ (3% du CA). Elles ont augmenté de 1 605 k€ par rapport à n-1. Elles correspondent aux ventes diverses (281 k€), aux frais de raccordement (2 149 k€) et prestations administratives (39 k€).

COMPTE-RENDU FINANCIER - K€	2021-2022	2022-2023	Ventilation	Evol n/n-1	Ecart n/n-1
RECETTES DIVERSES	865	2 469	-	186%	1 605
Dont ventes diverses	459	281	11,4%	-39%	-178
Dont prestations administratives	28	39	1,6%	41%	11
Dont frais de raccordement	378	2 149	87,0%	469%	1 771
Droit de raccordement	*48*	*1 157*	*46,8%*	*2320%*	*1 109*
Coût de branchement	*330*	*992*	*40,2%*	*201%*	*662*

Les frais de raccordement augmentent de +1 109 k€ par rapport à n-1. Les « ventes diverses » ont principalement été réalisées auprès de PLD (91 k€), la Mairie de Nanterre (83 k€) et SNCF Réseau (81 k€).

4.3.5.3 Les autres produits

Les autres recettes s'élèvent à 805 k€ (0,9 % des produits). La production stockée de CO2 (632 k€) a augmenté de 92%, **principalement en raison du prix unitaire qui est passé de 53,69 €/MWh sur 2021-2022 à 84,00 €/MWh sur 2022-2023.**

AUTRES PRODUITS - K€	2021-2022	2022-2023	Ventilation	Evol n/n-1	Ecart n/n-1
AUTRES RECETTES	452	805	-	78%	354
Production stockée	0	0	0%	-	0
Production stockée CO2	329	632	79%	92%	303
Production immobilisée	122	111	14%	-9%	-11
Subvention d'Exploitation	0	0	0%	-	0
Reprise sur amortissements	0	9	1%	-	9
Autres produits d'exploitation	1	54	7%	9674%	53

4.3.5.4 Les produits financiers

Les produits financiers s'élèvent à **1 531 k€**. Ils ont augmenté de **1 239 k€ par rapport à n-1**. Ils correspondent essentiellement aux **produits financiers d'intérêt sur comptes-courants** (+1 359 k€). Cette évolution résulte des taux d'intérêts bancaires. Le taux euribor (taux de base) est en effet passé de 0,9% en octobre 2022 à 3,7% en octobre 2023.

AUTRES PRODUITS - K€	2021-2022	2022-2023	Ventilation	Evol n/n-1	Ecart n/n-1
PRODUITS FINANCIERS	292	1 531	-	425%	1 239
Intérêts sur comptes courant	23	1 382	90%	5859%	1 359
Produits financiers avance preneur	257	139	9%	-46%	-118
Autres produits financiers	11	10	1%	-12%	-1

4.4 CHARGES

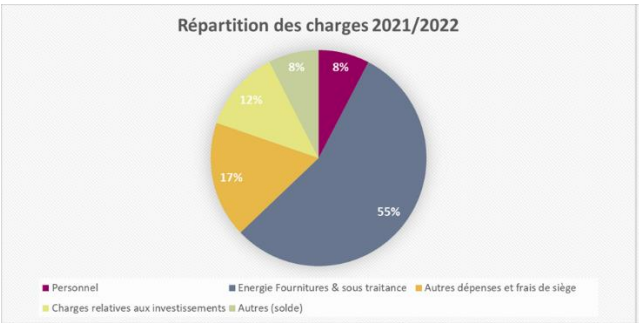
4.4.1 Présentation des charges

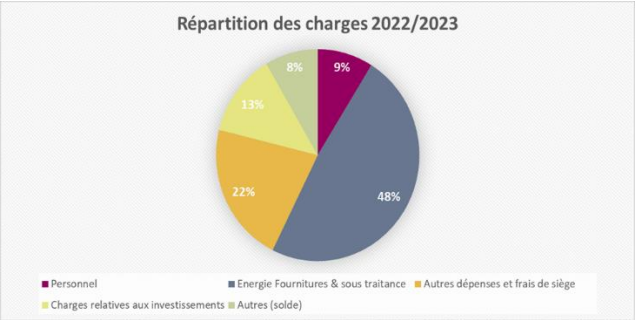
Les charges de la concession sont les suivantes en 2022-2023 :

CHARGES - k€	2021-2022	2022-2023	Ventilation	Evol n/n-1	Ecart n/n-1
TOTAL CHARGES D'EXPLOITATION	77 370	73 160	99%	-5,4%	-4 210
Personnel	5 974	6 577	8,9%	10%	603
Achats d'énergie	40 773	33 479	45,1%	-18%	-7 294
Achats d'eau	473	334	0,4%	-29%	-139
Fournitures	585	732	1,0%	25%	147
Sous-traitance	1 364	1 409	1,9%	3%	45
Autres dépenses et frais de siège	13 595	15 961	21,5%	17%	2 366
Impôts et taxes	1 603	1 784	2,4%	11%	182
Charges relatives aux investissements	9 541	9 439	12,7%	-1%	-102
Participations contractuelles	3 112	3 275	4,4%	5%	163
Provisions	350	170	0,2%	-52%	-181
TOTAL CHARGES FINANCIERES	483	1 028	1%	113%	545
TOTAL CHARGES EXCEPTIONNELLES	333	0	0%	-100%	-333
TOTAL CHARGES	78 187	74 189	100%	-5%	-3 998

Les charges totales de la concession s'élèvent à **74 189 k€** et sont en diminution de 5% par rapport à n-1 (-3 998 k€). En neutralisant les charges exceptionnelles, de 333 k€ en 2021-2022, **les charges diminuent de -3 665 k€.** Les achats d'énergie représentent **45,1% des dépenses de la concession contre 52% lors de l'exercice précédent.**

La structure des charges est la suivante en 2022-2023 :





En 2022-2023, les charges sont principalement constituées : à 48% par les achats de combustibles (55% en 2021-2022), à 13% par les charges relatives aux investissements (12% en 2021-2022) et 9% par les charges de personnel (contre 8% en 2021-2022).

4.4.2 Charges de personnel

Les charges de personnel s'élèvent à **6 577 k€** (8,9% des charges). Elles **ont augmenté de 10% par rapport à n-1 (+603 k€).** L'effectif moyen pondéré d'ILD est passé de 67 en septembre 2022 à 70 en septembre 2023. **À noter que près d'un tiers de cet effectif correspond à des profils ingénieurs et cadres.**

L'effectif au 30 septembre 2023 est de 70 personnes, selon la répartition suivante :

- Ingénieurs et cadres : 24 personnes (22 en n-1) ;
- Employés, techniciens et agents de maîtrise : 24 personnes (contre 27 en n-1) ;
- Ouvriers : 18 personnes (14 en n-1) ;
- Apprentis et stagiaires : 4.

4.4.3 Charges d'énergie

4.4.3.1 Charges de gaz

Les charges de gaz s'élèvent à **19 815 k€** (27% des charges contre 40% en n-1). Elles **ont diminué de 36% par rapport à n-1 (-11 265 k€)**. À noter que les quantités de gaz achetées ont diminué de 30. **Le prix moyen du MWh PCS acheté par ILD est passé de 112,9 MWh PCS en 2021-2022 à 102,61 MWh PCS en 2022-2023 (-10€/MWh) ce qui reste un prix très élevé. Pour rappel il était de 22,8 MWh en 2020-2021.**

GAZ	2021-2022	2022-2023	Evol n/n-1	Ecart n/n-1
Quantités, en Mwh pcs	275 286	193 115	-30%	-82 171
Prix unitaire moyen, en €/Mwh pcs	112,90	102,61	-9%	-10
Charges, en k€	31 080	19 815	-36%	-11 265

4.4.3.2 Charges de fioul

Les charges de fioul s'élèvent à **7 292 k€** (10% des charges) et **augmentent de 72% par rapport à n-1**. Cette hausse s'explique par **l'augmentation de 75% du prix unitaire par rapport à l'exercice précédent.** Il n'y a plus de consommation de fioul « ordinaire » depuis 2020-2021 mais uniquement du biofioul.

BIO FIOUL	2021-2022	2022-2023	Evol n/n-1	Ecart n/n-1
Quantités, en tonnes	7 245	7 101	-2%	-144
Prix unitaire moyen, en €/tonne	585,28	1 026,94	75%	442
Charges, en k€	4 240	7 292	72%	3 052

4.4.3.3 Charges d'électricité

Les charges d'électricité s'élèvent à **5 739 k€** (7,8% des charges). Elles **ont augmenté de 12% par rapport à n-1, soit +616 k€,** cette hausse peut être expliquée par une utilisation **plus importante de la TFP sur l'exercice** (notamment en période estivale, voir partie 3.1.5.1).

La progression de ce poste résulte de la **hausse de 844 k€ des charges de la centrale d'Alençon (+18%),** du fait d'une augmentation ses quantités consommées qui ont augmenté de 22% (+8 672 MWh).

ELECTRICITE - ALENCON	2021-2022	2022-2023	Evol n/n-1	Ecart n/n-1
Quantités, en Mwh	39 209	47 881	22%	8 672
Prix unitaire moyen, en €/Mwh	119,47	115,47	-3%	-4
Charges, en k€	4 684	5 529	18%	844

ELECTRICITE - VALMY ET CARPEAUX	2021-2022	2022-2023	Evol n/n-1	Ecart n/n-1
Quantités, en Mwh	636	563	-11%	-73
Prix unitaire moyen, en €/Mwh	278,18	301,47	8%	23
Charges, en k€	177	170	-4%	-7

ELECTRICITE - PONS	2021-2022	2022-2023	Evol n/n-1	Ecart n/n-1
Quantités, en Mwh	1 253	1 189	-5%	-64
Prix unitaire moyen, en €/Mwh	209,41	34,53	-84%	-175
Charges, en k€	262	41	-84%	-221

TOTAL CHARGES ELECTRICITE - K€	5 123	5 739	12%	616

4.4.3.4 Focus sur les recettes et les charges proportionnelles d'énergie

Par rapport à n-1, **les recettes proportionnelles d'énergie (-12 M€) ont diminué plus rapidement que les charges associées (-7 M€) ;**

- Le résultat énergie s'est dégradé en valeur absolue: 19 M€ contre 24 M€ en 2021-2022 ;
- En revanche, les taux de résultat proportionnel se maintiennent : autour de 36%.

Equilibre du résultat énergie - k€	2021-2022	2022-2023	Ecart n/n-1
Recettes proportionnelles énergie	64 649	52 653	-11 996
Dont chaud	53 413	30 410	-23 003
Dont froid	11 236	22 243	11 006
Charges proportionnelles énergie	40 773	33 479	-7 294
Dont gaz	31 080	20 448	-10 633
Dont électricité	5 123	5 739	616
Dont fioul	4 570	7 292	2 723
RESULTAT ENERGIE	23 876	19 174	-4 702
TAUX RESULTAT	37%	36%	

4.4.4 Les charges d'eau

Les charges d'eau s'élèvent à **211 k€**. Elles **ont diminué de 54% par rapport à n-1, soit -247 k€.**

EAU DE VILLE	2021-2022	2022-2023	Evol n/n-1	Ecart n/n-1
Quantités, en m3	11 262	7 134	-37%	-4 128
Prix unitaire moyen, en €/m3	31,41	5,91	-81%	-25
Charges, en k€	354	42	-88%	-312

EAU DE SEINE	2021-2022	2022-2023	Evol n/n-1	Ecart n/n-1
Quantités, en m3	247 498	160 646	-35%	-86 852
Prix unitaire moyen, en €/m3	0,42	1,05	149%	1
Charges, en k€	105	169	61%	64

TOTAL CHARGES EAU	458	211	-54%	-247

4.4.5 Les charges de fournitures, sous-traitance, impôts et taxes

Les charges de fournitures s'élèvent à 732 k€ (1% des charges). Elles ont augmenté de 25% par rapport à n-1, soit +147 k€. Cela peut s'expliquer par :

- La charge « VARIATION STOCK » qui a augmenté de 288 k€. ILD explique cette augmentation par le fait qu'ils ont stocké moins de pièce de rechange sur l'exercice.
- La charge « OUTILLAGE » qui a augmenté de 74 k€. ILD explique cette augmentation par le renouvellement d'outillage à destination des services de maintenance (Électrique et mécanique).

Les charges de sous-traitance s'élèvent à 1 409 k€ (2% des charges). Elles ont augmenté de 3% par rapport à n-1, soit +45 k€.

Les impôts et taxes s'élèvent à 1 784 k€ (2% des charges). Ils ont augmenté de 11% par rapport à n-1, soit +182 k€. Les principaux impôts acquittés par ILD sont la contribution économique territoriale (815 k€) et les impôts fonciers (580 k€).

4.4.6 Les autres dépenses et frais de siège

Les autres dépenses et frais de siège s'élèvent à **15 961 k€** (22% des charges en incluant la charge du crédit-bail). Elles ont **augmenté de 17% par rapport à n-1, soit +2 366 k€**

- **La charge relative au crédit-bail** s'élève à 7 707 k€. Elle a diminué de 1% par rapport à n-1, soit -94 k€.
- **Les charges d'entretien** s'élèvent à 1 526 k€, soit +48 k€ par rapport à n-1. Les charges d'entretien sont majoritairement constituées par les charges de gros entretien du matériel et de l'outillage (1 297 k€).
- **Les charges de location** s'élèvent à 310 k€. Elles ont augmenté de 167 k€. Elles ont augmenté en raison de +90 k€ de location wagons pour la réception de l'agro pellet et de +59 k€ de location de matériel pour la location d'un engin rail / route pour le dépotage des trains et la location d'un sécheur d'air.
- **Les charges d'assurance** s'élèvent à 2 475 k€. Elles ont augmenté de 76% par rapport à n-1, soit +1 069 k€. L'augmentation est principalement due à +766 k€ de charges d'assurance I.F.C CD, en raison de l'externalisation des Indemnité de Fin de Carrière à hauteur d'un million.

- **Les charges d'études et d'honoraires** s'élèvent à 590 k€. Elles ont augmenté de 26%, soit +121 k€. Elles ont augmenté en raison principalement de +40 k€ de charges pour une consignation au tribunal de Nanterre concernant l'affaire SDC le Liberté MH 3 (Sinistre toujours en cours).
- **Les charges diverses** s'élèvent à 1 591 k€. Elles ont augmenté de 535 k€ par rapport à n-1, du fait :
  - De l'augmentation de +313 k€ de dépenses à refacturer. Ce compte sert à recenser les travaux effectués pour le compte d'autrui et donc à refacturer. En 2022/2023 ce compte concerne le dévoiement de la Dn450 Rue Carpeaux (Gare Eole au CNIT).

Les frais de siège s'élèvent à 1 762 k€, soit 2,0% du chiffre d'affaires de la concession. **Ils ont augmenté de 41,6% par rapport à n-1, soit +518 k€**. Le calcul effectué par ILD est **conforme aux dispositions contractuelles.**

CHARGES - €	2021-2022	2022-2023
FRAIS DE SIEGE CRF	1 243 886	1 761 955
FRAIS DE SIEGE CALCULES	1 243 885	1 761 955
Dont part fixe	698 979	752 118
Valeur de base	500 000	500 000
Coefficient de révision (R2C habitations)	1,40	1,50
Dont part variable	544 907	1 009 837
Assiette (chiffre d'affaires net n-1)	47 798 853	88 582 196
Coefficient	2,00%	2,00%
Minoration redevance SICUDEF 0,86%	411 070	761 807
ECART - €	1	0

4.4.7 Les charges d'investissement

Les charges relatives aux investissements s'élèvent à **9 439 k€** (12,7% des charges), dont 9 310 k€ au sein de la concession et 129 k€ en dehors du périmètre concessif.

Les charges relatives aux investissements au sein de la concession **ont diminué de 1% par rapport à n-1, soit -102 k€**. Cette baisse résulte essentiellement de la diminution de 542 k€ des charges de provisions/reprises renouvellement sur l'exercice 2022-2023, qui est partiellement compensée par l'augmentation de 273 k€ de dépenses de renouvellement et de 213 k€ des amortissements industriels.

CHARGES - K€	2021-2022	2022-2023	Ventilation	Evol n/n-1	Ecart n/n-1
CHARGES AMORTISSEMENT	4 719	4 888	49%	4%	169
Amortissement financier	2 058	2 016	22%	-2%	-42
Amortissement industriel	2 530	2 743	27%	8%	213
Amortissement hors concession	131	129	1%	-1%	-2
CHARGES GER	4 822	4 551	51%	-6%	-271
Provisions/reprises renouvellement	320	-222	3%	-170%	-542
Dépenses de renouvellement	4 503	4 773	47%	6%	271
TOTAL INVESTISSEMENTS - K€	9 541	9 439	100%	-1%	-102

Les amortissements s'élèvent à 4 888 k€, en augmentation de 4% par rapport à n-1

- **L'amortissement financier** (2 016 k€) correspond à un amortissement sur la durée du contrat des installations financés par fonds propres ou emprunts, afin de constater l'étalement de la charge que représente la remise gratuite des ouvrages au terme du contrat de concession. Il est en baisse de 42 k€ ;
- **L'amortissement industriel** (2 743 k€) est calculé pour les ouvrages renouvelables pendant la durée de la concession, afin de couvrir l'écart entre la valeur de remplacement et la valeur comptable de l'installation ;
- L'amortissement hors concession (129 K€) correspond aux actifs n'entrant pas dans le cadre de la concession (matériel informatique, véhicules, logiciels).

Les charges de GER s'élèvent à 4 551 k€, en diminution de 6% par rapport à n-1.

4.4.8 Les charges financières

Les charges financières s'élèvent à 1 028 k€ (1% des charges). Elles ont augmenté de 545 k€. Les charges financières sont constituées de la façon suivante :

CHARGES - K€	2021-2022	2022-2023	Evol n/n-1	Ecart n/n-1
Intérêts comptes courants	21	257	-	236
Intérêts comptes courants 6%	189	189	0%	0
Intérêts sur autres dettes	10	152	-	142
Intérêts SWAP	247	130	-47%	-117
Commissions	17	300	-	283
TOTAL CHARGES FINANCIERES - K€	483	1 028	113%	545

Deux contrats de couverture de taux ont été mis en place avec CALYON le 3 juillet 2008 et le 23 juillet 2009. Les SWAPS ont pour objet de couvrir le taux Euribor 3 mois qui sert de base au calcul des redevances de crédit-bail. Le SWAP a généré **130 k€ de frais financiers en 2022-2023.**

Les frais de commissions correspondent aux **frais financiers engendrés par la mise en place d'un contrat d'affacturage par le groupe IDEX** (pour le recouvrement des impayés).

Au global, la hausse des charges financières est la résultante de la hausse des taux de base.

4.5 RESULTAT ET COHERENCE AVEC LA COMPTABILITE SOCIALE

4.5.1 Synthèse du compte-rendu financier annuel

La synthèse du compte-rendu financier 2022-2023 d'ILD est la suivante :

COMPTE-RENDU FINANCIER - K€	2021-2022	2022-2023	Ventilation	Evol n/n-1	Ecart n/n-1
TOTAL PRODUITS	89 326	90 725	100%	2%	1 400
Chaleur	65 809	45 572	50%	-31%	-20 237
Froid	19 331	31 053	34%	61%	11 722
Electricité	2 578	9 294	10%	261%	6 716
Autres recettes	1 608	4 806	5%	199%	3 198
TOTAL CHARGES	78 187	74 189	100%	-5%	-3 998
Personnel	5 974	6 577	9%	10%	603
Achat d'énergie	40 773	33 479	45%	-18%	-7 294
Achats d'eau	473	334	0%	-29%	-139
Fourniture	585	732	1%	25%	147
Sous-traitance	1 364	1 409	2%	3%	45
Autres dépenses et frais de siège	5 794	8 253	11%	42%	2 459
Loyer du crédit-bail	7 801	7 707	10%	-1%	-94
Impôt et taxes	1 603	1 784	2%	11%	182
Participations contractuelles	3 112	3 275	4%	5%	163
Charges investissements	9 541	9 439	13%	-1%	-102
Autres charges	1 167	1 198	2%	3%	31
RESULTAT BRUT	11 139	16 537		48%	5 398
Taux de résultat brut, en % du CA	*12%*	*18%*			

La concession enregistre **un résultat brut de 16 537 k€ (+48% par rapport à n-1)**. L'analyse met notamment en évidence l'impact de l'avenant 12 sur le rééquilibrage de la structure tarifaire et donc sur la structure du résultat d'ILD :

- Le résultat proportionnel est en hausse de 6%, les charges (-14%) ayant diminué davantage que les produits (-8%) ;
- Le déficit du R2 a diminué de 44% du fait de la hausse des tarifs R2.

ELEMENTS PROPORTIONNELS - K€	2021-2022	2022-2023	% n/n-1
Produits proportionnels	67 227	61 947	-8%
Charges proportionnelles	46 594	40 080	-14%
Résultat proportionnel (R1)	20 632	21 867	6%

ELEMENTS FIXES - K€	2021-2022	2022-2023	% n/n-1
Produits fixes	22 259	28 976	30%
Charges fixes	31 752	34 307	8%
Résultat fixe (R2)	-9 493	-5 331	-44%

RESULTAT BRUT - k€	11 139	16 537	48%

4.5.2 Correspondance avec le compte de résultat (liasse fiscale)

La correspondance est vérifiée entre le compte de résultat et le compte-rendu financier. Après prise en compte de la participation et intéressement et de l'IS, **le résultat net est de 11 987 k€**. Le résultat net représente **13% des produits d'exploitation**.

	COMPTE DE RESULTAT - K€	2021-2022	2022-2023	Evol n/n-1	Ecart n/n-1
+	Produits d'exploitation	89 034	89 194	0%	160
-	Charges d'exploitation	77 370	73 160	-5%	-4 210
	RESULTAT D'EXPLOITATION	11 664	16 034	37%	4 370
+	Produits financiers	292	1 531	425%	1 239
-	Charges financières	483	1 028	113%	545
	RESULTAT FINANCIER	-192	503	-363%	695
+	Produits exceptionnels	0	0	-	0
-	Charges exceptionnelles	333	0	-100%	-333
	RESULTAT EXCEPTIONNEL	-333	0	-100%	333
				-	
	RESULTAT BRUT	11 139	16 537	48%	5 398
-	Participation et intéressement	315	698	122%	383
-	Impôt sur les sociétés	1 485	3 851	159%	2 366
	RESULTAT NET	9 339	11 987	28%	2 648

4.6 COMPTES DE SUIVI

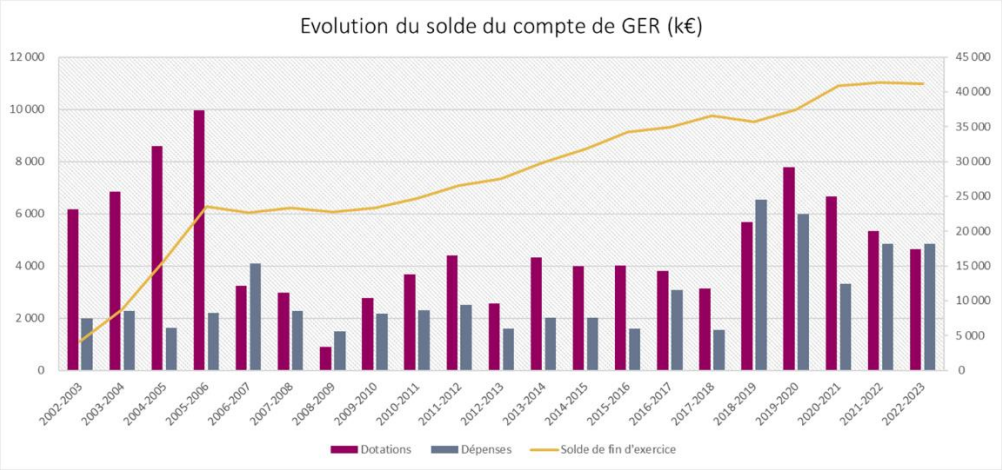
4.6.1 Suivi du compte conventionnel de GER

L'article 63 du contrat de concession prévoit la tenue d'un **compte conventionnel de GER**

- Le solde du compte conventionnel de GER sera évalué une année avant le terme de la convention. Il correspondra à la différence entre les dotations et les dépenses.
- S'il est positif, 20% du solde reviendra à ILD et 80% du solde sera partagé selon les modalités suivantes : 70% au profit de GENERIA et 30% au profit d'ILD.

Au 30.09.2023, le solde s'élève à 41 149 k€. Il correspond à la différence entre 101 497 k€ de dotations cumulées et 60 348 k€ de dépenses cumulées.

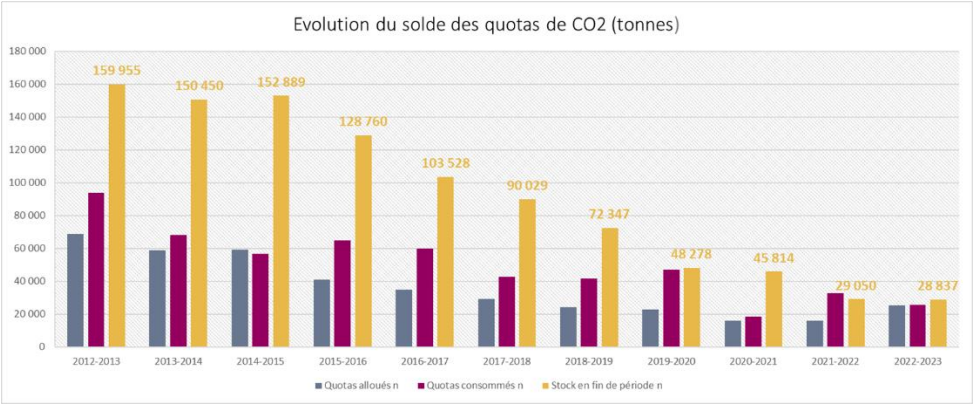
COMPTE DE GER - K€	2021-2022	2022-2023	Cumul
Dotations	5 348	4 626	101 497
Provisions de l'exercice	*4 844*	*4 576*	*90 788*
Provisions complémentaires	*504*	*49*	*31 616*
Reprises de provisions	*0*	*0*	*20 907*
Dépenses	4 842	4 848	60 348
Dépenses de GER	*4 741*	*4 815*	*59 631*
Compléments aux AF	*101*	*33*	*717*
Solde de fin d'exercice	41 371	41 149	41 149



4.6.2 Suivi des quotas de CO2

Pour l'exercice, **25 352 tonnes de quotas de CO2 ont été alloués à la concession (quotas alloués + 5 688 tonnes issues du contrat SAVE + 11 136 tonnes SAVE régularisations).** Compte tenu d'un stock n-1 de 29 050 tonnes et d'une consommation de 25 565 tonnes, **le stock en fin de période s'établit à 28 837 tonnes.**

Quotas de CO2 - 2017-2023	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023
Stock en fin de période n-1	128 760	103 528	90 029	72 347	48 278	45 814	29 050
Quotas alloués n	34 781	29 368	24 131	22 945	16 049	16 049	25 352
Quotas consommés n	60 013	42 867	41 813	47 014	18 513	32 813	25 565
Stock en fin de période n	103 528	90 029	72 347	48 278	45 814	29 050	28 837



Sur 2022-2023, la consommation de CO2 est presque à l'équilibre avec les quotas alloués. Ce n'était pas arrivé depuis l'exercice 2013-2014.

4.6.3 Redevances contractuelles

Les redevances contractuelles s'élèvent à **3 275 k€** (3% des charges). Le calcul de la redevance d'occupation du domaine public (art. 55) **est conforme**. Elle s'élève à **832 k€**. Elle comprend une part fixe (72 k€) une part variable (760 k€). **La part variable est restée stable conséquemment au** CA.

CHARGES - €	2021-2022	2022-2023	Evol n/n-1	Ecart n/n-1
RODP - CRF	828 832	832 178	0%	3
Dont part fixe	67 026	72 034	7%	5
Dont part variable	761 807	760 144	0%	-2
RODP - CALCULEE	828 832	832 178	0%	3
Dont part fixe	67 026	72 034	7%	5
Valeur de base (avenant 8)	61 077	61 077	0%	0
Coefficient de révision (R2C habitations)	1,0974	1,1794	7%	0
Dont part variable	761 807	760 144	0%	-2
Assiette (chiffre d'affaires net)	88 582 196	88 388 871	0%	-193
Coefficient	0,86%	0,86%	0%	0
ECART - €	0	0		

Le calcul de la redevance de contrôle (art. 56) est **conforme**. Elle s'élève à **785 k€**. Elle est composée de la redevance syndicat (550 k€) et de la redevance consultant (235 k€).

CHARGES - €	2021-2022	2022-2023
REDEVANCE CONTRÔLE CRF	729 997	784 535
Dont syndicat	511 434	549 649
Dont consultant	218 564	234 886
REDEVANCE CONTRÔLE CALCULEE	729 998	784 542
Dont syndicat	511 434	549 649
Valeur de base (avenant 8)	466 041	466 041
Coefficient de révision (R2C habitations)	1,0974	1,1794
Dont consultant	218 564	234 893
Valeur de base (avenant 8)	199 163	199 163
Coefficient de révision (R2C habitations)	1,0974	1,1794
ECART - €	-1	-7

4.6.4 Compte de cogénération

Le compte conventionnel prévu à l'avenant 12 n'a pas été remis par ILD.

4.7 ANALYSE DU BILAN DE LA CONCESSION

4.7.1 Synthèse du bilan

La synthèse du bilan d'ILD est la suivante :

BILAN - K€	2021-2022	2022-2023	Evol n/n-1	Ecart
Actif immobilisé	73 723	89 012	21%	15 288
Actif circulant	80 536	85 534	6%	4 998
TOTAL ACTIF	**154 259**	**174 546**	**13%**	**20 286**
Capitaux propres	27 453	40 590	48%	13 137
Provisions	74 309	76 565	3%	2 256
Dettes	47 091	50 856	8%	3 765
Compte de régularisation	5 407	6 534	21%	1 127
TOTAL PASSIF	**154 259**	**174 546**	**13%**	**20 286**

4.7.2 Évolution de l'actif

L'actif s'élève à **174 546 k€, soit une progression de 20 286 k€ par rapport à n-1 (+13%)**

- L'actif immobilisé s'élève à 89 012 k€ et est en hausse par rapport à n-1 du fait des mises en service intervenues dans le cadre de l'avenant 10 (+27%). Il correspond à 99% aux immobilisations corporelles.
- L'actif circulant s'élève à 85 534 k€, en hausse de 6% par rapport à n-1. L'augmentation résulte de la hausse de 4% des autres créances et de 36% des stocks et en-cours.

ACTIF - K€	2021-2022	2022-2023	Evol n/n-1	Ecart
ACTIF IMMOBILISE	**73 723**	**89 012**	**21%**	**15 288**
Immobilisations corporelles	73 465	88 846	21%	15 381
Immob. en concession et en cours	*73 423*	*88 706*	*21%*	*15 282*
Immob. hors concession et en cours	*42*	*140*	234%	98
Immobilisations incorporelles	232	139	-40%	-92
Immobilisations financières	27	27	0%	0
ACTIF CIRCULANT	**80 536**	**85 534**	**6%**	**4 998**
Stocks et en-cours	4 033	5 497	36%	1 464
Créances clients	14 529	15 329	6%	800
Autres créances	61 417	63 861	4%	2 444
Disponibilités	16	0	-99%	-16
Charges constatées d'avance	541	847	57%	306
TOTAL ACTIF	**154 259**	**174 546**	**13%**	**20 286**

4.7.3 Évolution du passif

Le passif s'élève à **174 546 k€, soit une progression de 20 286 k€ par rapport à n-1 (+13%).**

- **Les capitaux propres** s'élèvent à 40 590 k€ et ont augmenté de 48% par rapport à n-1. Cette hausse s'explique par le report du résultat de l'exercice n-1 de 9 339 k€ et par le résultat de l'exercice n de +2 648 K€. On constate une subvention d'investissement de 1 150 k€ qui correspond au 1er acompte de la subvention ADEME du projet de biomasse solide.
- **Les provisions** s'élèvent à 76 565 k€ et ont progressé de 3%. Ces provisions correspondent aux provisions pour risques (5 079 k€) et pour charges (41 263 k€), ainsi qu'aux amortissements de caducité (30 223 k€).
- **Les dettes** s'élèvent à 50 856 k€ et ont augmenté de 8% par rapport à n-1. Cette augmentation résulte notamment de la hausse de 14% des autres dettes (+2 981 k€) et de 42% des dettes fiscales et sociales (+1 063 k€). Les dettes de la concession correspondent à 49% aux « autres dettes » (24 738 k€). Il s'agit essentiellement du **compte-courant ENERPART bloqué jusqu'en 2024 sur la durée du contrat de crédit-bail, soit 10 729 k€.**
- **Les produits constatés d'avance** s'élèvent à 6 534 k€ et ont augmenté de 21% (+1 127 k€) par rapport *à n-1*

PASSIF - K€	2021-2022	2022-2023	Evol n/n-1	Ecart
CAPITAUX PROPRES	**27 453**	**40 590**	**48%**	**13 137**
Capital	7 000	7 000	0%	0
Réserves	700	700	0%	0
Autres réserves	0	0	0%	0
Report à nouveau	10 413	19 753	90%	9 339
Résultat de l'exercice	9 339	11 987	28%	2 648
Subvention d'Investissement	0	1 150	-	1 150
PROVISIONS ET FONDS D'AMORT.	**74 309**	**76 565**	**3%**	**2 256**
Provisions pour risques	4 666	5 079	9%	413
Provisions pour charges	41 436	41 263	0%	-173
Amortissements de caducité	28 207	30 223	7%	2 016
DETTES	**47 091**	**50 856**	**8%**	**3 765**
Emprunts et dettes ét.crédit	531	6	-99%	-525
Emprunts et dettes divers	3 759	4 300	14%	541
Fournisseurs et comptes rattachés	18 517	18 221	-2%	-296
Dettes fiscales et sociales	2 528	3 591	42%	1 063
Autres dettes	21 756	24 738	14%	2 981
COMPTE REGUL	**5 407**	**6 534**	**21%**	**1 127**
Produits constatés d'avance	5 407	6 534	21%	1 127
TOTAL PASSIF	**154 259**	**174 546**	**13%**	**20 286**

4.8 AUTRES ANALYSES SPECIFIQUES

4.8.1 Suivi des flux financiers internes au groupe

D'une part, ILD a bénéficié des **comptes courants créditeurs de sa maison-mère à hauteur de 10 729 k€ en 2022-2023 :**

- *Compte de 7 500 k€, correspondant aux dividendes non distribués ;*
- *Compte de 3 100 k€, minimum bloqué pendant la durée du crédit-bail ;*
- *Autres montants pour un total de 124 k€ (intérêts).*

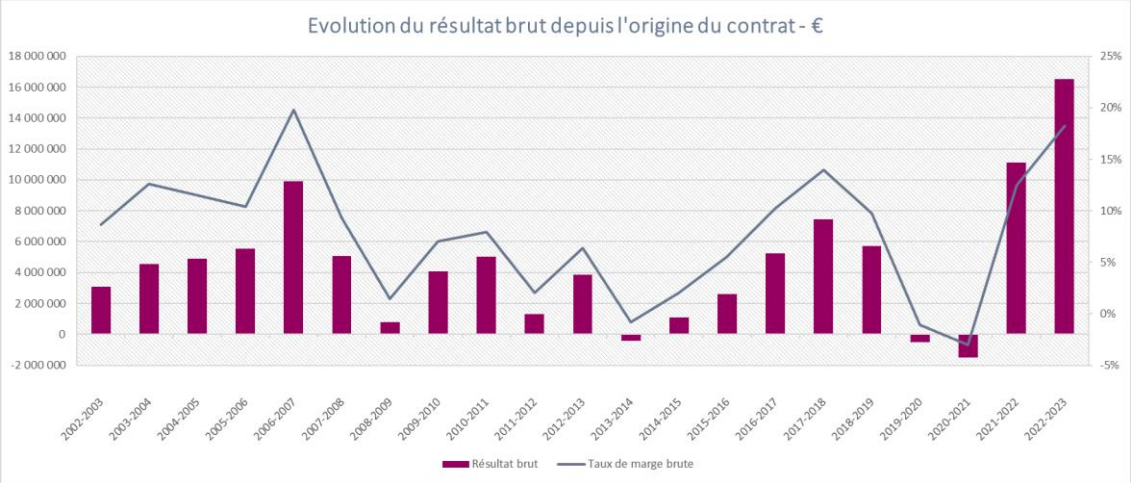
ILD a fait bénéficier sa maison-mère de sa trésorerie au travers d'un **compte courant débiteur de IDEX pour 58 887 k€ contre 52 326 k€ en n-1**

La balance au sein du groupe IDEX a évolué de la façon suivante :

- *Exercice 2019-2020 : créances > dettes : +30 772 k€ ;*
- *Exercice 2020-2021 : créances > dettes : +27 737 k€ ;*
- *Exercice 2021-2022 : créances > dettes : +41 660 k€ ;*
- *Exercice 2022-2023 : créances > dettes : +48 158 k€.*

4.8.2 Évolution du résultat et de la marge

Depuis l'origine du contrat, **la concession a dégagé un résultat brut moyen annuel de 4,5 M€. Le taux de marge brute annuel moyen est de 8,2%.**



4.8.3 Comparaison par rapport au prévisionnel de l'avenant 10

La comparaison de comptes-rendus financiers du concessionnaire avec le CEP de l'avenant 10 sur une période équivalente (2002/2003 à 2022/2023) met en évidence :

- Des produits supérieurs de 10,4% à ceux du CEP (+110 M€) ;
- Des charges supérieures de 7,0% à celles du CEP (+70 M€) ;
- Un résultat brut cumulé supérieur de 71,9% à celui du CEP (+40 M€) ;

- Un taux de résultat brut moyen supérieur de près de 3 points à celui du CEP.

M€	CEP avenant 10	Réel	Ecart, en M€	Ecart, en %
Produits cumulés	1 055	1 165	110	10,4%
Charges cumulées	1 000	1 069	70	7,0%
Résultat brut cumulé (avant IS)	56	95	40	71,9%
Taux de résultat brut moyen	5,3%	8,2%	-	-

Malgré les déficits enregistrés en 2019-2020 et en 2020-2021, **la rentabilité de la concession demeure supérieure à celle prévue au CEP de l'avenant 10, tant en valeur absolue (+40 M€ de résultat brut) qu'en taux de résultat brut (+3 points). Les deux derniers exercices sont les plus rentables de l'histoire de la concession en valeur absolue.**

4.9 BUDGET PREVISIONNEL N+1

Le budget prévisionnel a été produit par ILD (annexe 4.6 du compte-rendu financier). Le budget prévisionnel 2023-2024 s'établit comme suit :

- Recettes : 91 M€ ;
- Dépenses : 78 M€ ;
- Résultat brut : 13 M€ ;
- Taux de résultat brut (en % des recettes) : 14,3%

Ce niveau résultat brut confirmerait les très bonnes performances économiques constatées depuis deux ans, avec :

- Des résultats bruts systématiquement supérieurs à 10 M€ ;
- Des taux de résultat brut désormais aux alentours des 15%.

5 CONCLUSIONS

TECHNIQUE

Réseau de chaleur

- Le réseau **n'a pas connu de développement significatif** de la puissance souscrite sur cet exercice.
- Les consommations de **chauffage** des abonnés sont **en baisse de 13%** par rapport à l'exercice précédent **à rigueur climatique équivalente** expliqué par les **actions de performance énergétique** réalisées par les abonnés ainsi que la **baisse du taux d'occupation** des tours de La Défense.
- Le **rendement de distribution du réseau est de 89%**, en légère baisse sur cet exercice en lien avec la baisse des besoins de chaleur (plus particulièrement en dehors de période de chauffe).
- Les **consommations d'eau sont en baisse de 10%** grâce à la **baisse du nombre de fuites** apparues sur le réseau (-77% de m^3 d'eau liés aux fuites).
- Le **taux EnR&R s'amélioré est atteint 63%** sur cet exercice notamment grâce au recours plus important de la TFP. **Le taux EnR&R respectif de 2022 et 2023 est supérieur à 50%,** garantissant la TVA à taux réduit.
- Les travaux de **GER** ont principalement concernés les **réseaux de distribution** de chaud (renouvellement tuyauteries/vannes).
- Les travaux **neufs** ont majoritairement concernés les **production de chaleur** avec la poursuite des travaux du projet **agro-pellet.**

Réseau de froid

- Le réseau **s'est développé** sur l'exercice**,** cela se traduit par la hausse de **4% de la puissance souscrite totale.**
- Les **consommations de froid** sont **en forte baisse (-16%)** en lien avec la baisse de la **rigueur climatique**, de **l'érosion des consommations**, la baisse du **taux d'occupation** des tours du quartier d'affaires, ceci malgré une hausse de la puissance souscrite totale sur le réseau.
- Le **rendement de distribution du réseau est de 90%**, en amélioration grâce à la baisse du nombre de fuites (m^3 d'eau associés).

- Le **COP global est stable mais en baisse depuis trois exercices,** cela s'explique par la baisse des besoins de froid ainsi que le fonctionnement quasi-permanent de la TFP sur l'exercice.

- Les travaux de **GER** ont principalement concernés les **réseaux de distribution** de froid (renouvellement tuyauteries/vannes) et la **production de froid** (renouvellement des TAR).

- Les travaux **neufs** ont majoritairement concernés les **réseaux de distribution** avec notamment le **raccordement de nouveaux abonnés.**

FINANCIER

S'agissant de l'impact de l'avenant 12 :

- Au global (abonnés logements + autres), l'impact du mécanisme de modération du coût du gaz est le suivant : une baisse de 1,4 M€ de la facture sur l'année civile 2023, ce qui représente une diminution de 7% ;
- Il convient par ailleurs de rappeler que les négociations menées par GENERIA avaient, avant la mise en œuvre de l'avenant 12, débouché sur une solution « spot » se traduisant par une baisse mensuelle de la facture à hauteur de 100 HT par MWh d'octobre 2022 à janvier 2023, pour un total de 3,4 M€ supportés par ILD ;
- En outre, le rééquilibrage de la structure tarifaire R1/R2 a permis une réduction du déficit R2 ;
- L'appréciation des conséquences structurelles de l'avenant 12 ne peut pas être réalisée sur la base d'un seul exercice, en particulier compte tenu du maintien de coûts d'énergie élevée sur une partie de l'exercice.

S'agissant de la rentabilité de la concession :

- L'auditeur maintient ses analyses relatives au niveau élevé de rentabilité de la concession par rapport au CEP de l'avenant 10. Sur une période de 20 ans (depuis l'exercice 2002-2023) : les produits sont supérieurs de 10,4% à ceux du CEP (+110 M€) ; les charges sont supérieures de 7,0% à celles du CEP (+70 M€) ; le résultat brut cumulé est supérieur de 71,9% à celui du CEP (+40 M€) ; enfin, le taux de résultat brut moyen est supérieur de près de 3 points à celui du CEP.
- En dépit de deux exercices déficitaires en 2019-2020 et 2021-2022, la crise énergétique a permis à ILD de réaliser **une rentabilité financière record au regard de l'historique de la concession**.
- Les deux derniers exercices :
    - Sont les plus rentables de l'histoire de la concession en valeur absolue ;
    - Sont parmi les quatre plus rentables de l'histoire de la concession en matière de taux de résultat brut.
- Les mécanismes de modération du coût du gaz de l'avenant 12 et la réponse « spot » ont permis de limiter les niveaux de rentabilité au plus fort de la crise énergétique, au bénéfice des usagers.

S'agissant du compte conventionnel de cogénération :

- ILD doit remettre un compte conventionnel de cogénération permettant d'identifier le résultat de la cogénération et l'intéressement de GENERIA ;
- Ce compte n'a pas été remis dans le cadre du rapport annuel ;

- Les éléments doivent être remis dans les plus brefs délais.

PERSPECTIVES CONTRACTUELLES

L'exercice 2023-2024 verra également la contractualisation de trois avenants supplémentaires qui ont respectivement pour objet :

- **Avenant 13 :** la définition des conditions de remise en fonctionnement de la cogénération (située dans la centrale N.Pons) sur le marché libre pour la prochaine saison de chauffe ;

- **Avenant 14 :** la valorisation des certificats d'économie d'énergie (CEE) sur des opérations de type GER sur des installations primaires et des travaux de raccordement aux réseaux ;

- **Avenant 15 :** la définition du terme tarifaire spécifique à l'agro-pellet : R1Cbs, plus particulièrement le « coût de la matière » et le « coût logistique ». En effet, selon l'article 2 de l'Avenant 12, un nouvel avenant devait être réalisé pour préciser ces « coûts ».