

Vu pour être annexé à
la délibération n° 243-33/2023
du Conseil municipal du 14 avril 2023

Le Maire

Christophe DUNONT

Accusé de réception en préfecture
059-215905696-20230411-243-33-2023-DE
Date de télétransmission : 14/04/2023
Date de réception préfecture : 14/04/2023

 VILLE DE SIN LE NOBLE 

VILLE DE SIN LE NOBLE

DELEGATION DE SERVICE PUBLIC DELEGATION DE SERVICE
PUBLIC DE PRODUCTION ET DE DISTRIBUTION DE CHALEUR DE
LA VILLE DE SIN LE NOBLE
QUARTIER DES EPIS ET DU RAQUET

AVENANT N°3
A LA CONVENTION DE DELEGATION DE SERVICE PUBLIC

ENTRE LES SOUSSIGNÉS

La Ville de SIN LE NOBLE

Ayant son siège en Mairie de SIN LE NOBLE – Hôtel de Ville

Place Jean Jaurès

59450 SIN LE NOBLE

Représentée par le Maire, Monsieur Christophe DUMONT en exercice, dûment habilité à cet effet par délibération du Conseil Municipal en date du XXX,

Ci-après dénommée

« **Ville de Sin-le-Noble ou l'Autorité Délégente** »

D'une part,

DALKIA,

Société anonyme au capital social de 220 047 504,00 Euros, dont le siège est situé 37, avenue du Maréchal de Lattre de Tassigny à Saint-André-Lez-Lille (59350), immatriculée au Registre du commerce et des sociétés de Lille Métropole sous le n°456 500 537,

Représentée par Monsieur Fabien BREMONT agissant en qualité de Directeur Régional Nord-Ouest, ayant tous pouvoirs à l'effet des présentes,

Ci-après dénommée « **Dalkia** » ou le « **Délégateur** »,

D'autre part,

Il a été préalablement exposé ce qui suit :

1. Suite à une consultation réalisée en 2010 et 2011, le Déléataire est titulaire d'un contrat de délégation de service public ayant pour objet la production le transport, l'entretien et le renouvellement du chauffage urbain, et ce pour une durée de 20 ans à compter du 1^{er} Aout 2011.

2. Par un avenant n°1 notifié le 23 Avril 2012, le périmètre de la Délégation de Service Public a été étendu pour raccorder spécifiquement le Centre Hospitalier situé sur le territoire de Dechy.

3. Par un avenant n°2 notifié le 16 Septembre 2016, le R2.4 a été revu pour prendre en compte le décalage dans le développement du Raquet, une extension complémentaire réalisée sur l'Ecopark et une partie des surcouts non prévisibles de travaux de premier achèvement.

4. Depuis 2011, date de conception de la Délégation de Service Publique, le contexte énergétique a largement évolué. Le prix du gaz connaît une hausse historique, imprévisible et potentiellement durable, accentuée très fortement par la guerre en Ukraine puisque le prix de marché a été multiplié par 10 depuis janvier 2021. La filière bois s'est structurée et est dotée maintenant d'indices de suivi précis et représentatifs de la filière.

La formule de révision du R1gaz aujourd'hui se base sur un indice INSEE décorrélé des évolutions de marché. Jusqu'alors, l'équilibre financier avait toujours été préservé sur ce poste. Cependant, les récentes évolutions évoquées plus haut rendent la situation intenable avec un pincement très important entre les achats et les ventes du Déléataire. Il apparaît donc nécessaire de revoir la formule de révision R1 gaz pour s'adapter à ces transformations du marché.

La formule de révision du R1 bois est adaptée pour adopter ces indices spécifiquement créés et plus représentatifs.

Afin de contrer les effets liés au changement de formule de révision, le délégataire propose d'augmenter la part d'énergie renouvelable dans sa formule de révision pour la passer à plus de 80%. Cette modification constitue une modification non substantielle au sens de l'article R3135-7 du Code de la Commande publique.

5. Par ailleurs, les contrats d'obligation d'achat des cogénérations de la chaufferie de Sin-le-Noble sont arrivés à leur terme en 2019. Des opportunités existent, de manière très ponctuelle, pour faire tourner ces cogénérations sur le marché libre et sur le marché de capacité. En conséquence, les conditions techniques, contractuelles et financières prévues initialement dans le Contrat de délégation de service ne sont plus adaptées. Le présent avenant vient définir les modalités de répartition de ses revenus exceptionnels qui, de par leur irrégularité, ne peuvent être actés dans le cadre du compte d'exploitation prévisionnel. Il est proposé la création d'un « fonds de développement du réseau ».

6. Enfin, les prévisions de développement du réseau incluses dans l'avenant 2 n'ont pas été réalisées du fait d'un aménagement du Raquet non compatible avec le réseau de chaleur. Par ailleurs, le quartier des Epis va connaître dans les années à venir des démolitions majeures liées à l'enclenchement d'un programme NPNRU. Les parties conviennent qu'une adaptation du contrat peut être nécessaire pour faire face à cette diminution non prévue de la puissance souscrite. Cette modification pourrait se justifier en raison du caractère imprévisible de ces événements au sens de l'article R2194-5 du code de la commande publique. Cependant, des opportunités de développement sont actuellement étudiées par le Déléataire notamment vers la Résidence Gayant, elles permettraient de potentiellement contrer cet effet d'attrition. Après un compte rendu d'étude du Déléataire, les parties s'engagent à étudier ces évolutions dans un prochain avenant et d'en définir les modalités techniques et financières.

En conséquence, les Parties sont convenues de procéder aux modifications nécessaires de la Convention par le présent avenant, et ce dans le respect de la réglementation en la matière.

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

Article 1 : Objet

Le présent avenant a pour objet

- D'ajuster les termes du R1 ;
- D'acter la création d'un fonds de développement du réseau.

Article 2 : Ajustement du terme R1

Compte tenu des évolutions formulées dans le préambule et dans l'objet du présent avenant, les conditions tarifaires prévues à l'article 5 de l'avenant n°2 du contrat modifiant les dispositions de l'article 30.1 – Tarifs du contrat initial sont remplacés par les stipulations suivantes :

Dans l'avenant 2, les valeurs avaient été établies à :

R1 ₀ €HT/MWh	R1 TICGN ₀ €HT/MWh
30,81	0,46

Les valeurs de base du 31/01/2016 sont corrigées en date de valeur du 01/06/2022 par :

R1 ₀ €HT/MWh
56,30

Le terme R1 TICGN est supprimé.

3.2 Indexation des tarifs

Au 1^{er} Juin 2022, les dispositions de l'article 6 de l'avenant n°2 modifiant les dispositions de l'article 33 – « Indexation des Tarifs et Redevances » du contrat initial, sont remplacées par les stipulations suivantes :

- Élément proportionnel R1

Le terme R1 tient compte de la mixité énergétique des combustibles telle que définie ci-après :

$$R1 = a \times R1_b + b \times R1_g$$

Formule dans laquelle :

a = chaleur à partir du bois,

b = chaleur à partir du gaz naturel,

Terme	Valeur initiale € HT/MWh livré	Coefficient de pondération	
R1 bois ₀ -	37,85	a	81,49 %
R1 gaz ₀	137,53	b	18,51 %
R1₀	56,30		

- Terme R1 bois

Le terme R1 bois varie selon la formule suivante :

$$\frac{R1_b}{R1_{b0}} = 0,60 \times \frac{I_{PG}}{I_{PG0}} + 0,40 \times \frac{TRMRG2}{TRMRG2_0}$$

Formule dans laquelle :

I_{PG}	Indice Plaque Forestière, granulométrie Moyenne, Humidité > 40% publié par le Centre d'Etude de l'Economie du Bois (CEEB).
I_{PG0}	115 au 01/06/2022
$TRMRG2$	Indice Transport Routier Marchandises regional 40T
$TRMRG2_0$	166,45 au 01/06/2022

- Terme R1 gaz

$$R1_g = R1_{gaz_0} \times \left[\frac{G}{G_0} + 0,084 \times \frac{TICGN}{TICGN_0} \right]$$

Formule dans laquelle :

G	
G_0	au 01/06/2022
$TICGN$	Taxe Intérieure sur les Consommations de Gaz Naturel, publiée au Journal Officiel, exprimé en €/MWh _{pcs} . A compter du 01 janvier 2016, la TICGN regroupe désormais deux autres taxes : CTSS (Contribution pour la Tarif Social et de Solidarité) et CSPG (Contribution pour le Service Public Gaz).
$TICGN_0$	8,43 au 01/06/2022

$$\frac{G}{G_0} = 0,009 \times \frac{TCS}{TCS_0} + 0,0016 \frac{TCR}{TCR_0} + 0,005 \frac{TCL}{TCL_0} + 0,001 \frac{AbntT3}{AbntT3_0} + 0,001 \frac{CTA}{CTA_0} + 0,0013 \frac{S}{S_0} + 0,811 \times \frac{P_{peg}}{P_{peg0}} + 0,06 \times \frac{TVD}{TVD_0}$$

Formule dans laquelle :

P_{peg}	Prix PEG révisé de la zone d'équilibrage concernée (Nord). Il s'agit d'une référence de prix (publication Powernext) de la molécule de gaz uniquement. L'indice PEG Nord Month Ahead du mois m est égal à la moyenne arithmétique des valeurs « Powernext Gas Futures Settlement Prices » du contrat « PEG NORD - mois m » telles que publiées sur le site de Powernext pour tous les jours de cotation pour lesquels le mois m est le premier mois coté.
P_{peg0}	80,73 au 01/06/2022
CTA	Coûts révisés des taxes et contributions (CTA)
CTA_0	227,11 au 01/06/2022
TCS	Terme de capacité de sortie du réseau principal, exprimé en €/MWh _{pcs} /jour par an.
TCS_0	93,56 au 01/02/2022
TCR	Terme d'acheminement sur le réseau de transport régional pour un site raccordé au réseau de distribution de gaz naturel, exprimé en €/MWh _{pcs} /jour par an.
TCR_0	83,19 au 01/06/2022
TCL_d	Terme de capacité de livraison au PITD, exprimé en €/MWh _{pcs} /jour par an
TCL_{d0}	48,87 au 01/06/2022
$AbntT3$	Abonnement annuel de l'option tarifaire T3, exprimé en €/HT/an
$AbntT3_0$	918,6 au 01/06/2022
TC_{T3}	Terme de souscription annuelle de capacité pour l'option tarifaire T3, exprimé en €/MWh _{pcs} /jour par an

TC _{T30}	93,56 au 01/02/2022
TVD _{T3}	Terme Variable de Distribution, ou prix proportionnel de l'option tarifaire T3, exprimé en € HT/MWhpcs suivant les tarifs d'Accès des Tiers aux Réseaux de Distribution de gaz naturel (ATRD) validés par la CRE et publiés au Journal Officiel.
TVD _{T30}	6,09 au 01/02/2022
S	Terme de Stockage Gaz Naturel défini par la CRE. Ce terme du stockage dépend des obligations de stockage décidées par les pouvoirs publics en l'endroit des fournisseurs de gaz naturel et des tarifs d'utilisation des stockages souterrains de gaz naturel fixés par les exploitants de ces installations.
S ₀	10224 au 01/02/2022

Article 3 – Fonds de Développement Du Réseau – utilisation de la Cogénération

Comme rappelé en préambule, les contrats d'obligation d'achat des cogénérations de la chaufferie de Sin-le-Noble sont arrivés à leur terme en 2019. En conséquence, les conditions techniques, contractuelles et financières prévues initialement dans le Contrat de délégation de service ne sont plus adaptées. Le deuxième paragraphe de l'article 3 « règles générales d'utilisation » du contrat de délégation est supprimé.

Il est ajouté au Contrat de Concession un article 34 BIS « Fonds de développement du Réseau » :

Les équipements de cogénération implantés en chaufferie étant en état de fonctionnement, ils peuvent répondre au dispositif du marché de capacité (mise à disposition de la puissance de(s) moteur(s) de cogénération appellable par RTE sur des périodes données) et/ou à la production d'électricité valorisée sur le marché libre.

La veille relative aux opportunités du marché de capacité et du marché libre est réalisée par le Déléghataire.

Le Déléghataire est ainsi autorisé à faire fonctionner ces équipements de cogénération à tout moment de l'année.

A cet effet, le Déléghataire assure la conduite, maintenance et la garantie totale des équipements de cogénération, et fera fonctionner le ou les moteurs de cogénérations en fonction des opportunités du marché électrique et des contraintes inhérentes au réseau de chaleur.

Les risques inhérents à ce fonctionnement seront portés par le Déléghataire.

Au 30 Juin de chaque année, le compte de résultat lié au fonctionnement de ces équipements de cogénération sera établi en prenant en compte les recettes et les charges des équipements de cogénération mis sur le marché de capacité et/ou du marché libre.

Le résultat cumulé au terme de 3 exercices sera partagé comme suit :

- 40% du résultat alimentera le Fonds de développement du réseau
- 60% du résultat sera versé au bénéfice de Déléghataire

Si le résultat financier lié au fonctionnement de la Cogénération est négatif, ce dernier sera pris en charge par le Déléghataire.

En fonction du solde de ce Fonds, lors de la réunion annuelle entre l'Autorité Concédante et le Concessionnaire, il sera décidé de l'utilisation de celui-ci, étant entendu que toute utilisation du compte est soumise à l'accord préalable de l'Autorité Concédante.

Le Fonds de Développement Du Réseau ainsi crédité sera exclusivement réservé au bénéfice du service dans l'intérêt du réseau. Il pourra notamment être utilisé pour réaliser une/des extensions et tout autre travaux d'amélioration des installations.

Deux ans avant la fin de la Concession, les Parties se rencontreront afin de déterminer les modalités d'utilisation du solde créditeur.

Article 4 : Evolution du terme R2

Le Quartier des Epis connaît des transformations majeures se traduisant par de nombreuses démolitions dans les prochaines années dans le cadre d'un programme NPNRU. Ces évolutions, non prévisibles, peuvent donner lieu à une révision du terme R2.

Suite à la présentation par le délégataire d'une opportunité de créer un export sur le quartier de la Résidence Gayant, la collectivité souhaite que le délégataire réalise les études relatives aux conditions tant techniques qu'économiques de cette opportunité ainsi que les différents scénarios possibles qui permettraient de limiter l'impact économique de l'attrition du Quartier des Epis.

Le délégataire s'engage à faire ces études et à en transmettre les éléments et conclusions à la collectivité dans un délai de 6 mois à compter de la prise d'effet du présent avenant.

Sur la base de ces études, les parties se rencontreront afin de déterminer les suites à donner et notamment la signature d'un avenant mettant en œuvre cette solution. En cas d'échec de cette solution, les parties se rencontreront pour intégrer une révision du R2 au regard de la baisse des puissances souscrites liées au NPNRU.

Article 5 : Prise d'effet

Le présent avenant prend effet à compter de sa notification au Délégataire par la Collectivité, après sa transmission au contrôle de légalité.

Article 6 : Autres clauses

Toutes les clauses du contrat de délégation de service public ou de ses précédents avenants non modifiés par les présentes restent inchangées.

Pour la Collectivité,

Pour le Délégataire

Annexes

CEP actualisé

21/03/2023 – Sin le Noble
Note explicative sur le CEP et l'Avenant 3
OBJET DE L'AVENANT N°3

1. Préambule

Suite à une consultation réalisée en 2010 et 2011, le Délégataire est titulaire d'un contrat de délégation de service public ayant pour objet la production le transport, l'entretien et le renouvellement du chauffage urbain, et ce pour une durée de 20 ans à compter du 1er Aout 2011.2. Par un avenant n°1 notifié le 23 Avril 2012, le périmètre de la Délégation de Service Public a été étendu au territoire de Dechy pour raccorder spécifiquement le Centre Hospitalier. Par un avenant n°2 notifié le 16 Septembre 2016, le R2.4 a été revu pour prendre en compte le décalage dans le développement du Raquet, une extension complémentaire réalisée sur l'Ecopark et une partie des surcouts non prévisibles de travaux de premier achèvement.

Depuis 2011, date de conception de la Délégation de Service Publique, le contexte énergétique a largement évolué. Le prix du gaz connaît une hausse historique, imprévisible et potentiellement durable, accentuée très fortement par la guerre en Ukraine puisque le prix de marché a été multiplié par 10 depuis janvier 2021. La filière bois elle s'est structurée et est dotée maintenant d'indices de suivi précis et représentatifs de la filière.

La formule de révision du R1gaz aujourd'hui se base sur un indice INSEE décorrélé des évolutions de marché. Jusqu'alors, l'équilibre financier avait toujours été préservé sur ce poste. Cependant, les récentes évolutions évoquées plus haut rendent la situation intenable avec un pincement très important entre les achats et les ventes du Délégataire. Il apparaît donc nécessaire de revoir la formule de révision R1 gaz pour s'adapter à ces transformations du marché.

La formule de révision du R1 bois est adaptée pour adopter ces indices spécifiquement créés et plus représentatifs.

Afin de contrer les effets liés au changement de formule de révision, le délégataire propose d'augmenter la part d'énergie renouvelable dans sa formule de révision pour la passer à plus de 80%.

Par ailleurs, les contrats d'obligation d'achat des cogénérations de la chaufferie de Sin-le-Noble sont arrivés à leur terme en 2019. Des opportunités existent, de manière très ponctuelle, pour faire tourner ces cogénérations sur le marché libre. Le marché de capacité permet aussi de mettre à disposition du réseau électrique français les capacités de cogénération qui sont rapidement mobilisables en cas d'appel de puissance important du réseau électrique et de pénuries d'équipements stratégique. Il convient de définir les modalités de répartition de ses revenus exceptionnels qui, de par leur irrégularité, ne peuvent être actés dans le cadre du compte d'exploitation prévisionnel. Il est proposé la création d'un « fond de développement du réseau ».

De plus, le quartier des Epis va connaître dans les années à venir des démolitions majeures liées à l'enclenchement d'un programme NPNRU. Les parties conviennent qu'une adaptation du contrat est nécessaire pour faire face à cette diminution non prévue de la puissance souscrite. Cependant, des opportunités de développement sont actuellement étudiées par le Délégataire notamment vers la Résidence Gayant, elles permettraient de potentiellement contrer cet effet d'attrition. Après un compte rendu d'étude du Délégataire, les parties s'engagent à traduire ces évolutions dans un prochain avenant.

Enfin, pour inciter à agir en faveur de la sobriété et la décarbonation des énergies, le gouvernement ne cesse de faire évoluer à la hausse l'obligation de collecte de Certificats d'Economies d'Energie (CEE) sur les acteurs soumis. Pour rappel, les CEE sont des outils créés par la loi POPE de 2005, financés par des Sociétés de Services en Efficacité Energétique tel que le Délégataire, qui permettent financer la rénovation énergétique. Le Délégataire étant directement soumis à cette modification réglementaire, il est dorénavant contraint de collecter des Certificats d'Economies d'Energie pour toute unité de chaleur vendue. Il convient donc d'intégrer un P1 CEE à la Délégation de Service Publique pour recouvrer cette obligation complémentaire. Cependant, une réflexion et des recherches sont actuellement menées par le Délégataire pour tenter d'éviter d'imposer cette taxe complémentaire aux abonnés. Un compte rendu de ce travail sera rendu à la ville ultérieurement. Dans l'attente l'intégration du R1 CEE est reportée.

Cette note est construite en date de valeur 01/06/2022.



2. R1

2.1. R1 Bois

Grace à notre fournisseur Bois Energie France, la chaufferie bois de Sin le Noble utilise un combustible de qualité sur un périmètre d'approvisionnement très restreint (90km). Outre l'aspect environnemental indéniable, l'exploitation du bois dans le cadre de la DSP permet de créer et maintenir environ 12 emplois locaux sur l'ensemble de la filière. Le prix du R1 bois est en cohérence avec notre approvisionnement en bois.

Pour ce poste, nous proposons simplement de clarifier la formule de révision en utilisant des indices plus représentatifs de la filière à savoir :

- Indice Plaque Forestière, granulométrie Moyenne, Humidité > 40% publié par le Centre d'Etude de l'Economie du Bois (CEEB).
- Indice Transport Routier Marchandises regional 40T.

Dans la formule telle que :

$$\frac{R1_b}{R1_{b0}} = 0,60 \times \frac{I_{PG}}{I_{PG0}} + 0,40 \times \frac{TRMRG2}{TRMRG2_0}$$

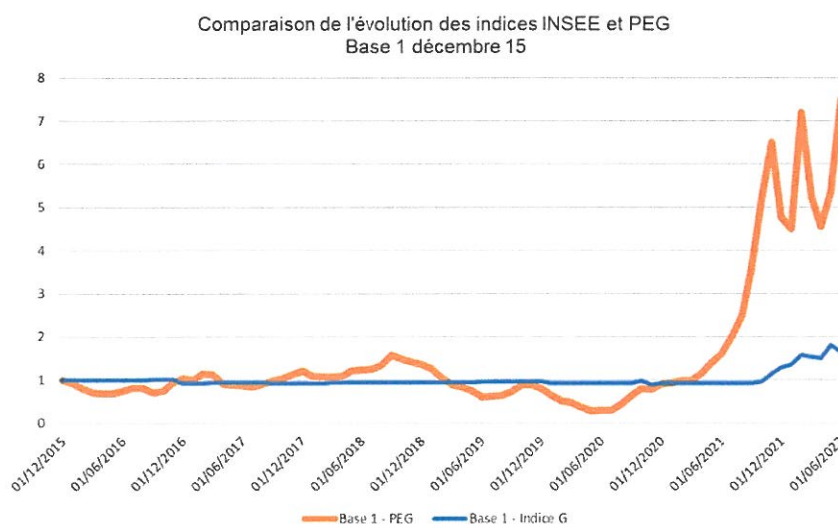
Ces deux indices n'existaient pas à la date de la création de la Délégation de Service Publique mais ils sont dorénavant les plus utilisés pour l'approvisionnement des chaufferies bois. Ils viennent se substituer aux 4 indices précédemment utilisés. Cette évolution n'engendre pas de hausse de tarif.

Rappel :

R1 Bois = 37,85 au 01/06/2022

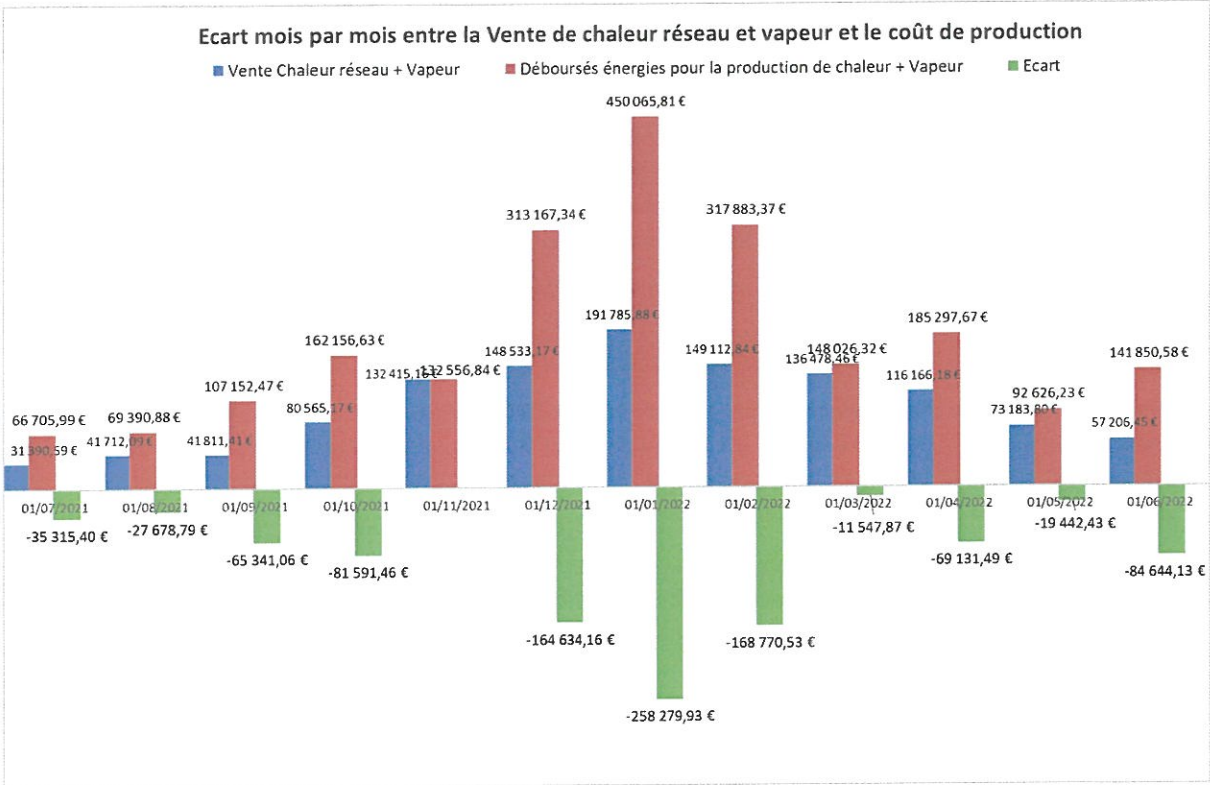
2.2. Evolution R1gaz

L'indice sur lequel est construit le R1gaz est un indice INSEE « Commerce de gaz par conduites aux entreprises consommatrices finales ». Indépendamment de la construction de cet indice INSEE, en ces temps de très forte évolution du prix du gaz, force est de constater qu'il ne reflète absolument pas les évolutions du prix de marché. Ci-dessous est présenté un comparatif d'évolution de l'indice actuellement utilisé et de l'indice PEG Nord :

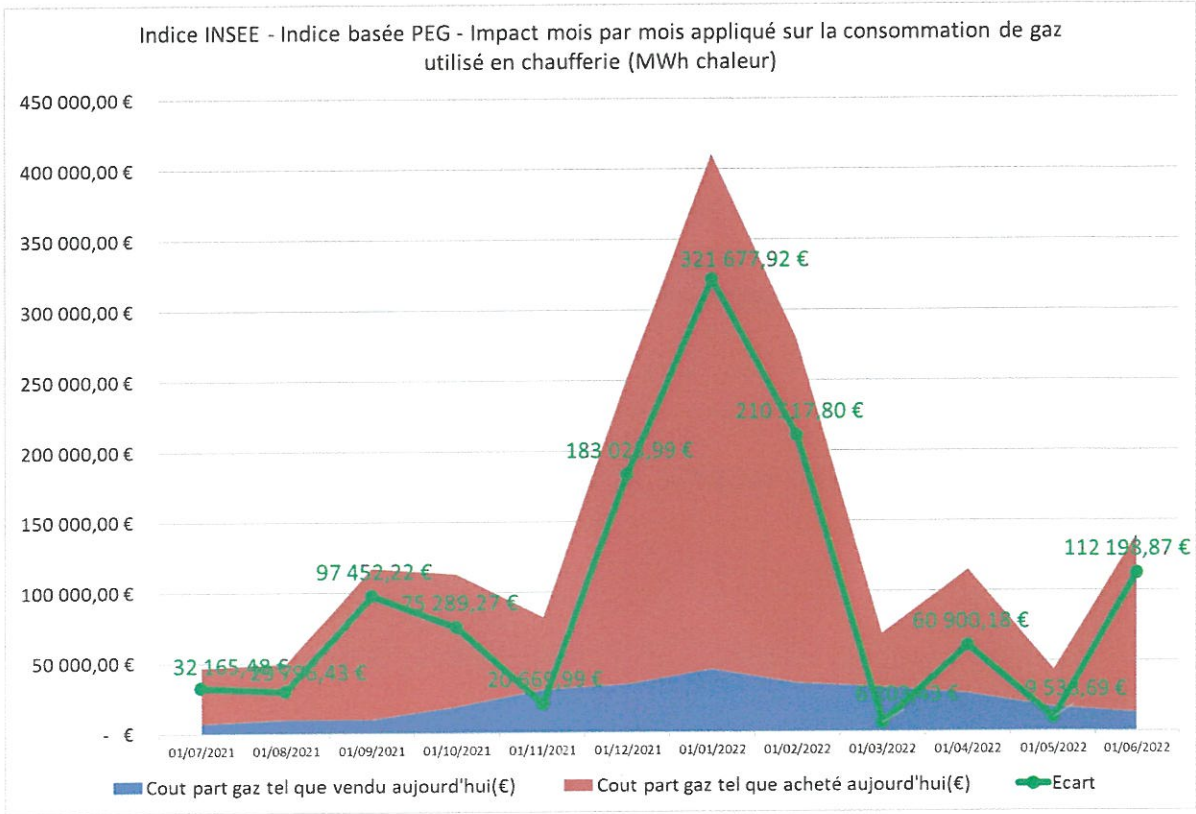


La très forte évolution du prix du gaz ne se traduisant pas dans la vente de chaleur aux abonnés, nous connaissons actuellement un pincement conséquent qui impacte fortement les comptes de la Délégation de Service

Publique – hors activité cogénération. L'écart entre les achats et les ventes est présenté mois par mois dans le graphique ci-dessous :



Si nous faisons un focus spécifiquement sur la part gaz achetée/vendue, cela donne le compte rendu suivant :



L'évolution proposée consiste simplement à adopter une formule de révision gaz plus transparente qui permettra de refléter ces évolutions de marché.

R1 gaz = 137,53 €/MWh au 30/06/2022.

2.3. Evolution R1

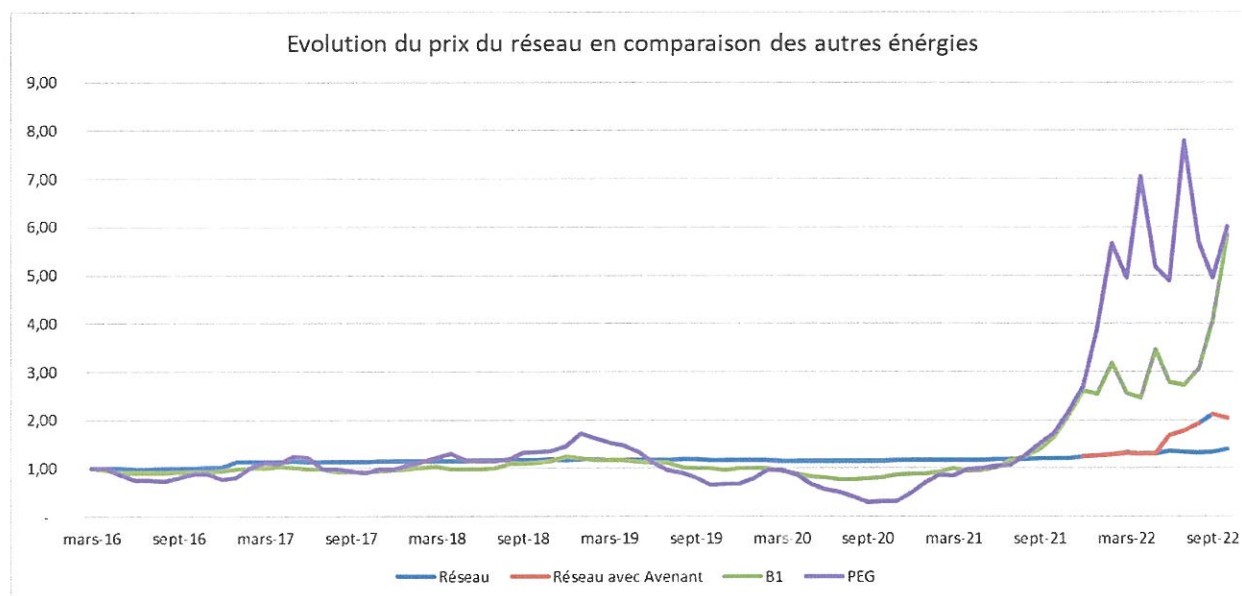
Afin de limiter la hausse des prix pour les abonnés, Dalkia propose l'augmentation de la part d'énergie renouvelable dans son prix mixé pour la passer à plus de 80%. Cette mixité, ambitieuse et engageante, sera tenable en tenant compte des éventuelles augmentations de puissance vers Gayant (dans la limite de 7 GWh de besoins) et des diminutions à prévoir sur le Quartier des Epis.

Les évolutions proposées donnent un R1 = 56,30€/MWh au 30/06/2022.

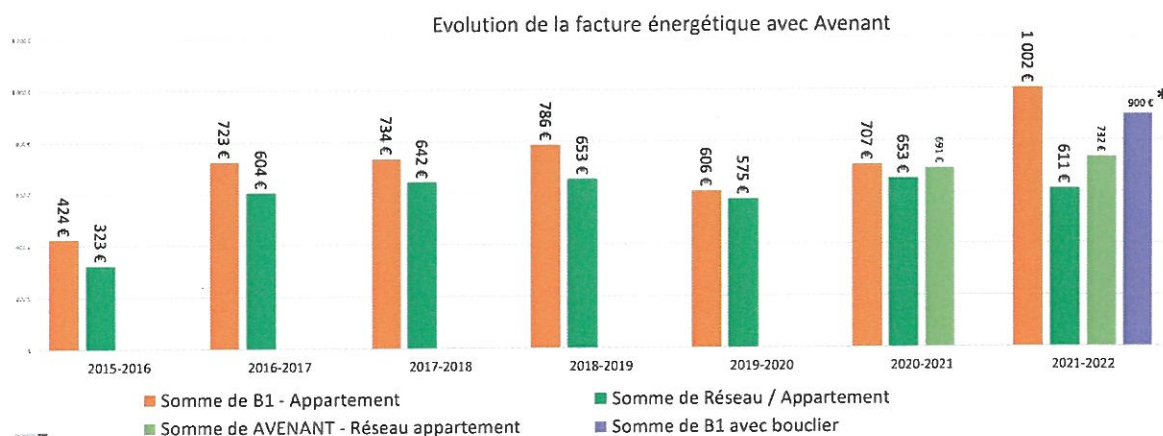
3. Récapitulatif de l'évolution globale

Appliqué au réseau de chaleur global, le prix passe de **78,09 € TTC/MWh** au 30/06/2022 à **94,83 €/MWh** soit une évolution du prix de 21%. Cette hausse est simplement liée au contexte énergétique exceptionnel que nous connaissons : ramené à la date de valeur décembre 2020, la hausse induite par cette évolution de formule n'est que de 2% ; au mois de Mars 2023, l'écart retombe à +7%.

Malgré cette évolution, le prix du réseau de chaleur reste très compétitif et attractif pour les abonnés car la hausse reste très faible au regard de l'évolution de l'ensemble des énergies. Par ailleurs, avec l'évolution du prix du gaz à la baisse, la formule s'adapte automatiquement pour garder cette compétitivité réelle par rapport aux énergies fossiles.



La hausse induite par l'avenant reste très faible au regard des évolutions de l'ensemble des énergies.



*Le bouclier tarifaire est une aide tarifaire exceptionnelle non durable contrairement au prix du réseau.

Appliqué à un appartement de type T3 dans une résidence de 20 logements connectée au réseau, cette hausse représente +121€ TTC sur la facture énergétique.

Depuis 2016, le réseau a permis à un résident de T3 dans une résidence de 20 logements d'économiser près de **923 € TTC soit au global près de 19% d'économie** sur sa facture énergétique par rapport à une résidence chauffée au gaz.

Par ailleurs, ce raccordement a permis d'économiser près de 1,4T de CO2 par an pour l'utilisateur soit plus de 12% du bilan carbone moyen d'un français qui correspond à la même économie que d'arrêter de rouler avec sa voiture individuelle.

4. CONCLUSION

En conclusion, cette évolution nécessaire sur la formule d'indexation permet simplement de mieux refléter les prix de marché du gaz dans le prix de vente du réseau de chaleur. Cette nouvelle formule, plus transparente, se traduit aujourd'hui par une hausse pour les abonnés mais rebaissera mécaniquement en cas de repli du marché. L'engagement pris par le délégataire d'augmenter du taux d'énergies renouvelables dans la formule de révision permet de limiter l'impact facial pour les abonnés.

Notons aussi que le passage de cet avenant permettra d'assainir les relations contractuelles avec l'hôpital qui, du fait des anomalies remontées dans l'avenant 2, ne souhaite plus régler ses factures sans dérogations aux documents contractuels de la DSP. Nous sommes contraints de réaliser des protocoles d'accord annuels pour leur régularisation.

Nous ajoutons ici les 2 points mentionnés dans l'avenant n°3 mais n'étant pas intégrés en raison d'études complémentaires à mener et qui seront intégrés dans un avenant n°4 :

- **Pour ce qui est de l'évolution abordée sur le R2** du fait de la transformation des Epis et donc la baisse inévitable des puissances souscrites sur la durée une fois les travaux de réhabilitation réalisés. Suite à la présentation par le délégataire d'une opportunité de créer un export sur le quartier de la Résidence Gayant, la collectivité souhaite que le délégataire réalise les études relatives aux conditions tant techniques qu'économiques de cette opportunité ainsi que les différents scénarios possibles qui permettraient de limiter l'impact économique lié à l'attrition du Quartier des Epis. Le délégataire s'engage à faire ces études et à en transmettre les éléments et conclusions à la collectivité dans un délai de 6 mois à compter de la prise d'effet du présent avenant. Sur la base de ces études, les parties se rencontreront afin de déterminer les suites à donner et notamment la signature d'un avenant mettant en œuvre cette solution. En cas d'échec de cette solution, les parties se rencontreront pour intégrer une révision du R2 au regard de la baisse des puissances souscrites liées au NPNRU.

- **Pour ce qui est de l'intégration d'un R1 CEE** : une réflexion et des recherches sont actuellement menées par le Délégué pour tenter d'éviter cette taxe complémentaire aux abonnés. Un compte rendu de ce travail sera rendu à la ville ultérieurement – délai 3 semaines. Dans l'attente l'intégration du R1 CEE est reportée.

CEP / Ajustement formule de révision + intégration patirnoire - sans ANRU									
	CRF	CRF	CRF	CRF	CRF	CRF	CRF	CRF	CRF
	2023/2024	2024/2025	2025/2026	2026/2027	2027/2028	2028/2029	2029/2030	2030/2031	
VENTES COMBUSTIBLES	1 860,6	1 801,8	1 801,8	1 801,8	1 801,8	1 801,8	1 801,8	1 801,8	1 801,8
QUANTITE	33 048,4	32 004,2	32 004,2	32 004,2	32 004,2	32 004,2	32 004,2	32 004,2	32 004,2
R1	56,30	56,30	56,30	56,30	56,30	56,30	56,30	56,30	56,30
VENTES ELECTRIQUES (PART VARIABLE)	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
VENTES CHALEUR (Coge-> Réseau)	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
VENTES R1	1 860,6	1 801,8	1 801,8	1 801,8	1 801,8	1 801,8	1 801,8	1 801,8	1 801,8
DEBOURSEES COMBUSTIBLES	-1 844,9	-1 789,6	-1 789,6	-1 789,6	-1 789,6	-1 789,6	-1 789,6	-1 789,6	-1 789,6
MIXITE BIOMASSE	81,5%	81,5%	81,5%	81,5%	81,5%	81,5%	81,5%	81,5%	81,5%
* BIOMASSE	-1 010,1	-980,6	-980,6	-980,6	-980,6	-980,6	-980,6	-980,6	-980,6
* GAZ	-834,8	-809,1	-809,1	-809,1	-809,1	-809,1	-809,1	-809,1	-809,1
DEBOURSEES R1	-1 844,9	-1 789,6	-1 789,6	-1 789,6	-1 789,6	-1 789,6	-1 789,6	-1 789,6	-1 789,6
VALEUR AJOUTEE R1	15,7	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2
VENTES R2	1 110,1	1 124,4	1 124,4	1 124,4	1 124,4	1 124,4	1 124,4	1 124,4	1 124,4
QUANTITE	20 929,0	21 199,0	21 199,0	21 199,0	21 199,0	21 199,0	21 199,0	21 199,0	21 199,0
R2	53,04	53,04	53,04	53,04	53,04	53,04	53,04	53,04	53,04
VENTES ELECTRIQUES (PART FIXE)	422,3	422,3	422,3	422,3	422,3	0,0	0,0	0,0	0,0
VENTES R2	1 532,4	1 546,7	1 546,7	1 546,7	1 546,7	1 124,4	1 124,4	1 124,4	1 124,4
	89,89	91,43	91,43	91,43	91,43	91,43	91,43	91,43	91,43
AUTRES DEBOURSEES:									
* EAU	-15,0	-15,0	-15,0	-15,0	-15,0	-15,0	-15,0	-15,0	-15,0
* ELECTRICITE	-96,2	-96,2	-96,2	-96,2	-96,2	-96,2	-96,2	-96,2	-96,2
* FOURNITURES - ENTRETIEN	-13,4	-13,4	-13,4	-13,4	-13,4	-13,4	-13,4	-13,4	-13,4
* FOURNITURES - ENTRETIEN COGE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
* SOUS-TOTAL SOUS-TRAITANCE	-43,2	-43,2	-43,2	-43,2	-43,2	-43,2	-43,2	-43,2	-43,2
* SOUS-TOTAL SOUS-TRAITANCE COGE	-10,0	-10,0	-10,0	-10,0	-10,0	0,0	0,0	0,0	0,0
* AMORTISSEMENT	-674,3	-674,3	-674,3	-674,3	-642,2	-545,9	-545,9	-545,9	-545,9
* PRODUITS TRAITEMENT D'EAU	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3
* REDEVANCES P2	-95,2	-94,3	-94,3	-94,3	-94,3	-85,8	-85,8	-85,8	-85,8
* IMPOTS ET TAXES	-34,7	-34,7	-34,7	-34,7	-34,7	-34,7	-34,7	-34,7	-34,7
* TELESURVEILLANCE FONCTIONNEMENT	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
* ASS GRANDS ENSEMBLES	-18,1	-18,1	-18,1	-18,1	-18,1	-18,1	-18,1	-18,1	-18,1
* LOYER CREDIT BAIL	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
* DEPENSES P3 Hors M O	-145,0	-145,0	-145,0	-145,0	-145,0	-145,0	-145,0	-145,0	-145,0
TOTAL DEBOURSEES R2	-1 145,3	-1 144,4	-1 144,4	-1 144,4	-1 112,3	-997,5	-997,5	-997,5	-997,5
VALEUR AJOUTEE R2	387,1	402,3	402,3	402,3	434,4	126,9	126,9	126,9	126,9
VALEUR AJOUTEE R1+R2	402,8	414,5	414,5	414,5	446,6	139,1	139,1	139,1	139,1
FRAIS DE PERSONNEL	-93,0	-93,0	-93,0	-93,0	-93,0	-93,0	-93,0	-93,0	-93,0
FORMATION	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
S/TOTAL FRAIS PERSONNEL (a)	-93,0	-93,0	-93,0	-93,0	-93,0	-93,0	-93,0	-93,0	-93,0
IMPOTS ET TAXES	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ASSURANCES	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
IMMEUBLES	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0
VEHICULES	-18,2	-18,2	-18,2	-18,2	-18,2	-18,2	-18,2	-18,2	-18,2
TRANSP. & DEPLACEMENTS	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
FRAIS COMMERCIAUX	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
FRAIS ADMINISTRATIFS	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
FRAIS DIVERS DE GESTION	-6,6	-6,6	-6,6	-6,6	-6,6	-6,6	-6,6	-6,6	-6,6
AMORTISSEMENTS	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL AUTRES FRAIS FONCT.(b)	-26,8	-26,8	-26,8	-26,8	-26,8	-26,8	-26,8	-26,8	-26,8
QUOTE PART FRAIS DE DR	-17,6	-17,6	-17,6	-17,6	-17,6	-17,6	-17,6	-17,6	-17,6
GESTION DE PERSONNEL	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PREST. DE L'INFORMATIQUE CENTRALE	-50,2	-50,2	-50,2	-50,2	-50,2	-50,2	-50,2	-50,2	-50,2
TOTAL PREST. INT. RECUES (c)	-67,8	-67,8	-67,8	-67,8	-67,8	-67,8	-67,8	-67,8	-67,8
TOTAL FRAIS FONCT.	-187,6	-187,6	-187,6	-187,6	-187,6	-187,6	-187,6	-187,6	-187,6
VENTES TOTALES	3 393,0	3 348,5	3 348,5	3 348,5	3 348,5	2 926,2	2 926,2	2 926,2	2 926,2
COUTS DES SINISTRES	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
RESULTAT AVANT IMPOTS	215,2	226,9	226,9	226,9	259,0	-48,5	-48,5	-48,5	-48,5
Participation	-40,4	-42,5	-42,5	-42,5	-48,6	0,0	0,0	0,0	0,0
IS	-53,8	-56,7	-56,7	-56,7	-64,8	0,0	0,0	0,0	0,0
RESULTAT NET	121,1	127,6	127,6	127,6	145,7	-48,5	-48,5	-48,5	-48,5
	2022/2023	2023/2024	2024/2025	2025/2026	2026/2027	2027/2028	2028/2029	2029/2030	2030/2031
€ MWH	74,02	89,89	91,43	91,43	91,43	91,43	91,43	91,43	91,43
€ MWH TTC	78,09	94,83	96,46	96,46	96,46	96,46	96,46	96,46	96,46
		121,4%							

	2011/2012	2012/2013	2013/2014	2014/2015	2015/2016	2016/2017	2017/2018	2018/2019	2019/2020	2020/2021	2021/2022	2022/2023	2023/2024	2024/2025	2025/2026	2026/2027	2027/2028	2028/2029	2029/2030	2030/2031	
CA ini	2378	2658	3235	3450	3496	3496	3496	3496	2016	2204	2204	2204	2204	2359	2399	2399	2399	2399	2399	2399	53 240
Ca avenant 2	2378	2658	3235	3450	3496	3798	3798	4635	2122	2746	2974	2974	2974	2974	2974	2974	2974	2974	2974	2565	61 597 116%
Ca avenant 3	2378	2658	3235	3450	3496	3798	3798	4635	2122	2746	2974	2974	3392,97929	3348,51064	3348,51064	3348,51064	3348,51064	2926,21064	2926,21064	2926,21064	63 780 120%

