

Avenant n°5

**au contrat de concession portant délégation de service
public du réseau de chaleur des Hauts de Garonne**

Contrat n° : 2019DSP01M

ENTRE

D'une part

Bordeaux Métropole, dont le siège est à Bordeaux (Gironde), Esplanade Charles de Gaulle, représentée par Monsieur Alain Anziani, son Président, habilité à l'effet des présentes en vertu de la délibération du Conseil Métropolitain, n°2023/..... en date du XXX 2023,

Ci-après dénommée l'“ **Autorité Délégante** “,

ET

D'autre part,

La **société Hauts de Garonne Energies** au capital social de 3 708 168,00 € dont le siège social est situé Rue Jean Cocteau 33150 Cenon, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Bordeaux sous le numéro 889 922 936 et représentée par M. Hubert Desliens, dûment habilité,

Ci-après dénommée le “ **Délégataire** “,

Ci-après dénommées ensemble les “**Parties**”,

Expose préalablement ce qui suit :

Par délibération n° 2020/193 en date du 24 juillet 2020, Bordeaux Métropole a délégué le service public du réseau de chauffage urbain des Hauts de Garonne au groupement de sociétés IDEX Territoires / Mixener, représenté par son mandataire IDEX Territoires, à compter du 1er janvier 2021 pour une durée de 7 ans (ci-après le « Contrat »). Le Contrat a été notifié le 13 août 2020.

L'avenant n°1 au Contrat, signé le 7 avril 2021, a eu notamment pour objet d'acter la substitution de la société dédiée Hauts de Garonne Energies aux droits et obligations de la société IDEX Territoires, signataire du Contrat.

L'avenant n°2 au Contrat signé le 9 décembre 2021 a eu pour objet d'acter la création d'une annexe 17bis au Contrat portant avenant n°1 à la convention de vente de chaleur entre l'UVE de Cenon et le réseau de chaleur Hauts de Garonne Energies.

L'avenant n°3 au contrat en date du 27 juillet 2022 a eu pour objet la transcription de la loi n°2021-1109 confortant le respect des principes de la République.

L'avenant n°4 au contrat en date du 23 février 2023 a eu pour objet de constater les adaptations contractuelles exigées par l'ADEME et le FEDER pour respecter les prérequis nécessaires à l'instruction des dossiers de demande de subvention. En outre, l'avenant a consacré le renforcement de l'extension particulière dite de "Beausite". Enfin, l'avenant comporte plusieurs corrections de forme, rectifications matérielles et précisions rédactionnelles.

Depuis lors, il est apparu nécessaire de prendre en compte certaines évolutions et mises à jour du contrat, et d'apporter à celui-ci certaines modifications dans le respect du Code de la commande publique.

1. En effet, le contrat d'obligation d'achat, passé avec EDF pour l'électricité produite par l'unité de cogénération de la chaufferie de CENON, arrive à son terme le 22 décembre 2023, posant la question du sort de cet outil de production – cf. article 59.2 du contrat.
2. En outre, les parties ont constaté la nécessité d'acter la sortie des deux chaufferies mobiles reprises à l'origine du contrat.
3. Enfin, une mise à jour technique de l'annexe 35 - CCTP raccordement est réalisée.

Les modifications apportées par le présent avenant n°5 n'ont que peu d'incidence sur la valeur du contrat. En effet, la seule incidence financière est, pour le point 1, de + 2.05% par rapport à la valeur du contrat, telle qu'actualisée à l'avenant n°4 du contrat.

Ces modifications respectent le point 6° de l'article L. 3135-1 ainsi que l'article R. 3135-8 du Code de la Commande Publique permettant de modifier, sans nouvelle procédure de mise en concurrence, un contrat de concession.

Ceci étant exposé, les parties ont convenu ce qui suit :

Article 1. Evolution législative et réglementaire afférente aux unités de cogénération

Le décret n° 2020-1079 du 21 août 2020 a supprimé l'éligibilité au complément de rémunération et à l'obligation d'achat pour les installations de cogénération d'électricité et de chaleur valorisée à partir de gaz naturel.

Ainsi, le Code de l'énergie ne dispose plus des dispositifs d'aide qui faisaient l'opportunité du fonctionnement des unités de cogénération appartenant au service public de l'Autorité Délégante.

Cette évolution réglementaire nécessite, de la part des parties, une adaptation des conditions contractuelles initiales.

Article 2. Contexte du marché de l'énergie

La disponibilité du parc nucléaire et la guerre en Ukraine ont, par leurs effets combinés, placé le marché de l'électricité sous une forte tension.

Ainsi, au regard du prix de vente de l'électricité lors de la passation du présent avenant, les Parties ont considéré l'intérêt de conserver le fonctionnement de la cogénération dès lors qu'elle :

- répond à des situations de tension sur la demande électrique ;
- a un rendement de production supérieur à 80% dû à la récupération simultanée de chaleur et d'électricité ;
- N'est autorisée à fonctionner que si elle ne dégrade la récupération de chaleur de l'UVE que dans la limite de 500 MWh par an (c'est-à-dire que la chaleur valorisée par la cogénération en lieu et place des échangeurs de l'UVE ne pourra dépasser 500 MWh par an) ;
- ne comptabilise pas d'émission de CO₂ par convention puisqu'elle fonctionne au biométhane au sens du décret n° 2022-640 du 25 avril 2022 relatif au dispositif de certificats de production de biogaz.

Article 3. Etat de l'unité de cogénération

Les Parties constatent que la turbine a fonctionné environ 50 000 heures depuis son entrée en service en 1999 (24 ans). Elle a fait l'objet d'une inspection détaillée en mai 2022 par le fabricant Centrax. Le rapport est joint en Annexe 1a du présent avenant.

L'ensemble des réparations nécessaires a fait l'objet d'un devis joint en Annexe 1b.

Les réparations ont été effectuées en septembre 2022, et la turbine a été testée et remontée en octobre 2022. Le rapport de réparation est joint en Annexe 1c.

Les Parties constatent que l'unité de cogénération est, au jour de la signature du présent avenant, dans un état normal d'usure, l'entretien ayant été dûment accompli.

Article 4. Devenir de l'unité de cogénération

L'article 59.2 du Contrat stipule que :

« Le contrat d'obligation d'achat de l'unité de cogénération de la chaufferie de CENON arrivera à échéance le 22/12/2023. Ce contrat est joint en Annexe 33 du présent Contrat.

Le DELEGATAIRE assurera le fonctionnement en mode dispatchable de cette unité de cogénération jusqu'à cette échéance, en fonctionnant exclusivement avec du gaz vert.

Dix-huit (18) mois avant le terme de cette échéance, le DELEGATAIRE établira et soumettra à l'Autorité Délégante l'étude d'au moins 3 scénarios, détaillant les modalités techniques, contractuelles et financières de valorisation de la cogénération :

- Dépose complète et achat de la cogénération par le Concessionnaire
- Fonctionnement de la cogénération sur appel de pointe avec 100% de biogaz
- Valorisation de la cogénération sur le marché de capacité »

Après avoir dûment analysé l'étude effectuée par le Délégué en Annexe 2 dite HGE_Note HDS-02_Rév 05_Coge, laquelle précise les conséquences techniques et financières de chacun des trois scénarios *supra*, les Parties ont, d'un commun accord, décidé que le fonctionnement de la cogénération doit répondre aux conditions suivantes :

- fonctionnement exclusivement assuré par du biogaz ;
- rendement total de la cogénération >80% en moyenne annuelle ;
- effacement de la chaleur fournie par l'UVE <500 MWh par an.

Le comptage de la chaleur de l'UVE effacée ($E_{UVE\text{effac}}$) sera mesuré chaque année comme suit :

$$E_{UVE\text{effa}} = [P_{UVE\text{ disponible}} - (P_{\text{réseau}} - P_{\text{thermique TAG}})] \times \text{Nb heures fonctionnement TAG}$$

Avec :

$P_{UVE\text{ disponible}}$ est la puissance UVE disponible, déterminée par les enregistrements en continu des températures départ et retour et du débit du circuit primaire UVE

$P_{\text{réseau}}$ est une donnée enregistrée par le système de supervision

$P_{\text{thermique TAG}}$ est une donnée enregistrée par le système de supervision

Lors du fonctionnement de la TAG, l'ensemble de ces données sont enregistrées et mises à disposition de l'Autorité Délégante.

Dans l'hypothèse où le concessionnaire de l'UVE viendrait à installer un comptage d'énergie sur le circuit des aérorefrigérants de l'usine, c'est ce compteur qui serait utilisé pour déterminer la chaleur de l'UVE effacée par le fonctionnement de la cogénération.

Dans ces conditions, le Délégué est autorisé à faire fonctionner la cogénération dans les deux cas suivants :

4.1. Fonctionnement sur le marché libre en "période de pointe"

Les quatre principales possibilités de valoriser la production d'électricité cogénérée sur le marché libre sont les suivantes :

- fonctionnement en hiver, du 1^{er} novembre au 31 mars, 24h/24h ;
- fonctionnement en hiver, du 1^{er} novembre au 31 mars, la semaine de 8h à 20h ;
- fonctionnement suivant les conditions de marché à l'instant t ;
- fonctionnement suivant les conditions de marché J+1.

Cependant, les deux premières hypothèses ne correspondant pas aux attentes de l'Autorité Délégante. Elles pourraient conduire à réduire considérablement le recours à la chaleur fatale issue de l'UVE. Or il s'agit de l'énergie à mobiliser en priorité dans le mix énergétique du réseau de chaleur. Ainsi, seules les deux dernières hypothèses permettent de ne pas substituer le fonctionnement de la cogénération à celui de l'UVE et sont ainsi autorisées par le présent avenant.

Leur rémunération est calculée comme suit :

Fonctionnement suivant les conditions de marché à l'instant t

$$\text{Rémunération (€)} = \text{Production (MWh)} \times \text{Prix spot (€/MWh)}$$

Fonctionnement suivant les conditions de marché J+1

$$\text{Rémunération (€)} = \text{Production (MWh)} \times \text{Prix vente contractualisé le jour J (€/MWh)}$$

En cas de production inférieure à la quantité vendue le jour J, cette rémunération peut être ajustée du nombre de MWh non produits fois le prix spot du MWh. Cet ajustement peut donc être positif ou négatif.

4.2. Fonctionnement en fonction du marché de capacité

Un marché de capacité est un **marché sur lequel s'échangent des capacités, notamment de production électrique**. Un tel marché donne une valeur à la capacité en tant que telle,

c'est-à-dire un signal-prix permettant de déterminer si un investissement peut être rentable ou pas.

Le marché de capacité est géré par RTE (gestionnaire du transport). L'enchère consiste à rémunérer la capacité de production sur appel. Pour participer à ces enchères, il est nécessaire de disposer d'un « certificat de capacité » délivré par un organisme de contrôle. Sur Cenon, la turbine étant déjà une cogénération elle sera automatiquement validée en capacité.

En fonction des offres, RTE valide un prix du MW mis à disposition, et ce pour une année calendaire.

A l'issue de l'année, la rémunération est calculée suivant la formule suivante :

Montant (€) = Puissance mise à disposition (en MW) x Prix du MW (€/MW) x nb jours fonctionnés / nb jours PP2

En complément, chaque kWh produit est rémunéré au prix du marché au moment où il est produit.

Le tableau en Annexe 3 reprend la simulation technico-financière des options de fonctionnement choisies dans le présent avenant.

Article 5. Mécanisme de partage des bénéfices générés par le fonctionnement de la cogénération

Les bénéfices annuels s'entendent comme étant la différence entre :

1. le chiffre d'affaires issu des ventes électriques et de la rémunération de la capacité
2. (et) les dépenses de fonctionnement liées à la cogénération : biogaz, taxes, CO2 le cas échéant, dépenses de maintenance et de consommables

Le prix du biogaz correspond au tarif PEG DAY AHEAD additionné du prix des garanties d'origine fixées.

Le volume du biogaz est mesuré au compteur dédié en entrée turbine.

Les dépenses sont diminuées de la valeur de la chaleur récupérée sur la cogénération. Cette valeur correspond à la quantité de gaz qui aurait été nécessaire pour produire cette chaleur par les chaudières. Il s'agit donc de la chaleur mesurée en sortie de la turbine, divisée par le rendement théorique de la chaudière (0,9) et divisé par le rapport PCS/PCI (0,9). Elle est valorisée au prix tarif PEG MONTH AHEAD.

Exemple : Pour 100 MWh de chaleur récupérée un mois M où le PEG MONTH AHEAD est à 40€/MWh, on déduira $100/0.9/0.9*40 = 4938,27€$ des dépenses.

Le maintien de la cogénération étant motivé par le Délégué par un potentiel de valorisation économique, les parties conviennent que les bénéfices bruts positifs générés par ce fonctionnement sont partagés de la manière suivante :

- 50 % pour le Délégué ;
- 50 % pour l'Autorité Délégante sous forme de diminution de l'indemnité de fin de contrat.

En cas de pertes (recettes inférieures aux charges), le délégataire les supportera intégralement et aucune compensation ne sera demandée à l'Autorité Délégante.

Article 6. Modification de l'article 89 Compte rendu annuel – Demande de justificatifs complémentaires

Le Délégataire s'engage à transmettre, dans le cadre du compte rendu annuel :

- Tous les éléments justifiant sa rémunération issue des 2 mécanismes de valorisation prévus par cet avenant : le marché libre et le marché de capacité ;
- Tous les éléments permettant de comptabiliser les consommations et dépenses de biogaz pour le fonctionnement de la cogénération, ainsi que toutes les autres dépenses liées au fonctionnement de la cogénération ;
- Tous les éléments justifiant du caractère vert et renouvelable du gaz consommé pour la cogénération ;
- Tous les éléments de comptage et d'enregistrement justifiant le volume d'énergie que la cogénération a effacé à l'UVE (dans la limite de 500 MWh par an) ;
- un rapport synthétique présentant le bilan technique et économique de la cogénération au cours de l'année écoulée ;
- Un état actualisé de l'indemnité de fin de contrat intégrant la moins-value issue du partage des gains d'exploitation de la cogénération de l'année considérée.

Article 7. Modification de l'article 98 Pénalités – ajout d'une pénalité

Dans le cas où le fonctionnement de la cogénération conduit à effacer un volume de chaleur issue de l'UVE supérieur à 500 MWh par an, le Délégataire est passible d'une pénalité correspondant à 200 €HT par MWh supplémentaire de chaleur de l'UVE non valorisé, au-delà de 500 MWh.

Article 8. Devenir de l'unité de cogénération à long terme

Les Parties considèrent que, eu égard à l'âge de l'unité de cogénération mentionné à l'Article 3, sa fin de vie normale risque de survenir en cours de concession.

En cas de panne, les Parties conviennent que la réparation sera soumise à une analyse technique et économique aux frais du Délégataire. Si le Délégataire ne juge pas économiquement opportun la réparation de la turbine, il en assumera le démantèlement tel que prévu à l'article 9, sauf si l'Autorité Délégante souhaite conserver l'actif.

Article 9. Démantèlement de la turbine

Si le Délégué devait démanteler la turbine, cette opération sera réalisée dans les conditions financières du contrat de base (annexe 12-1 et notice 2.3). Elle comprendra le démantèlement intégral de la cogénération (comprenant la turbine, l'installation électrique dédiée à la turbine, la chaudière, le raccordement hydraulique, le manchonnage du conduit de cheminée, ainsi que la mise à jour de l'arrêté ICPE) à ses frais et fera son affaire de la valorisation financière le cas échéant.

Le sort définitif de la cogénération sera défini au plus tard le 31 décembre 2026.

Article 10. Chaufferies mobiles

Les Parties actent, par le présent avenant, que les deux chaufferies mobiles mises à disposition à l'entrée du contrat de concession ne fonctionnent pas. De plus, le niveau de réparabilité n'est pas compatible avec leur utilisation.

Les Parties conviennent de les retirer de la délégation. Le Délégué fera son affaire de les évacuer à ses frais, dès la notification du présent avenant. Le Délégué fera son affaire de la valorisation financière le cas échéant.

Il conviendra de sortir ces chaufferies de l'inventaire physique et comptable, objet de l'Annexe 6 du contrat de concession. Un bordereau de suivi des déchets sera fourni lors de la mise au rebut.

Article 11. Mise à jour de l'Annexe 35 « modèle de cahier des clauses techniques particulières (CCTP) concernant le raccordement d'un demandeur sur le réseau de chaleur »

Le Délégué a mis à jour, en détaillant et en clarifiant, le modèle de cahier des clauses techniques particulières (CCTP) concernant le raccordement d'un demandeur sur le réseau de chaleur en Annexe 35 du contrat de concession.

L'Annexe 4 du présent avenant se substitue ainsi à l'Annexe 35 du contrat.

Article 12. Incidence financière

Le montant de la plus-value, générée par le présent avenant n°5, est de 1 571 173.60 €, soit + 2,05% par rapport à la valeur totale du contrat, telle qu'actualisée à l'avenant 4.

Cette plus-value est calculée sur la base des hypothèses techniques et hypothèses prix issues de l'annexe 3 au présent avenant, soit l'estimatif du chiffre d'affaires généré par la cogénération sur la période 2024-2027.

Le montant cumulé des plus-values générées par les avenants n°1 à 5 du contrat représente + 2,50% par rapport à la valeur initiale du contrat.

Article 13. Autres dispositions

Toutes les autres clauses du contrat de concession, annexes et avenants n°1 à 4 compris, demeurent inchangées. Elles restent applicables en ce qu'elles ne sont pas contraires aux dispositions du présent avenant n° 5, lesquelles prévalent en cas de contestation.

Article 14. Prise d'effet

Le présent avenant prendra effet à la date de sa notification par Bordeaux Métropole au Délégué.

Article 15. Annexes

- Annexe 1a : Rapport inspection Centrax Turbine ASP2044 2842022,
- Annexe 1b : Devis Estimatif pour réparation turbine ASP2044,
- Annexe 1c : Rapport réparation turbine ASP2044
- Annexe 2 : Etude des 3 scénarios selon article 59.2 du contrat de concession (HGE_Note HDS-02_Rév 05_C)
- Annexe 3 : Simulation financière des scénarios choisis sur la durée du contrat
- Annexe 4 : Annexe 35 - CCTP raccordement des abonnés

Le
A Bordeaux,

Pour l'Autorité Délégante,

Pour le Délégué,

ANNEXE 1

ANNEXE 1a :

RAPPORT INSPECTION CENTRAX TURBINE
ASP2044 2842022

ANNEXE 1b :

DEVIS ESTIMATIF POUR REPARATION
TURBINE ASP2044

ANNEXE 1c :

RAPPORT RÉPARATION TURBINE ASP2044

ANNEXE 2

ETUDE DES 3 SCENARIOS SELON ARTICLE
59.2

ANNEXE 3

SIMULATION FINANCIERE DES SCENARIOS CHOISIS SUR LA DUREE DU CONTRAT

ANNEXE 4

ANNEXE N°35

MODELE DE CAHIER DES CLAUSES
TECHNIQUES PARTICULIERES (CCTP)
CONCERNANT LE RACCORDEMENT D'UN
DEMANDEUR SUR LE RESEAU DE CHALEUR

(ACTUALISEE PAR AVENANT N°5 AU
CONTRAT DE DELEGATION)