		Concession portant Délégation de Service Public du RESEAU DE CHALEUR DES HAUTS DE GARONNE			
		COGENERATION – TAG post C13			
Note : HDS-02	Rév : 05	Date :	27/03/2023	Rédacteur :	H. Desliens

1 Préambule

La présente note a pour but de présenter les scénarii d'utilisation de la turbine à gaz après le 22 décembre 2023.

2 Fonctionnement actuel

La turbine à gaz présente les caractéristiques suivantes :

- Puissance électrique 5MW (4,8 MW constatés)
- Puissance thermique 9,5 MW
- Rendement : 54%
- Fin du contrat d'Obligation d'Achat : 22/12/2023

La turbine a fait l'objet d'un remplacement de :

- l'ensemble complet des ailettes de l'étage 2
- 2 aubes de l'étage 2
- 7 aubes de l'étage 1
- un ensemble de tubes de croisement et d'entretoises pour chambre de combustion
- roulements et joints de la partie chaude turbine, avec remplacement des consommables

3 Préconisations

3.1 Stratégie

Trois possibilités pour l'avenir de la turbine :

1 – Dépose complète et achat de la cogénération par le Concessionnaire


Ce scénario comprend le démontage complet de l'installation ainsi que l'élimination de tous les éléments connexes à la turbine (chaudière, cheminée, TGBT...)

2 – Faire fonctionner sur appel de pointe

Ce scénario nécessite de définir la notion de « pointe ». S'il peut s'envisager seul, il n'est cependant pas concevable de ne réaliser le scénario 3, en parallèle du scénario 2. En effet, il ne serait pas opportun de maintenir une installation en état de fonctionnement (scénario 2) sans bénéficier de la rémunération de la capacité (scénario 3)

3 – Valorisation de la cogénération sur le marché de capacité

Ce scénario permet de valoriser la réserve de puissance disponible que constitue la turbine aux enchères de RTE.

	Concession portant Délégation de Service Public du RESEAU DE CHALEUR DES HAUTS DE GARONNE				
	COGENERATION – TAG post C13				
Note : HDS-02	Rév : 05	Date :	27/03/2023	Rédacteur :	H. Desliens

3.2 Mise en œuvre

Le scénario 1 sera par défaut si le 2 et/ou 3 ne sont pas retenus

Le scénario 2 dépend des conditions de marché et de la notion de pointe

Le scénario 3 peut être mis en œuvre en fonction du prix du marché de capacité, et renouvelé ou non chaque année

4 Scénario 1 – étude détaillée

4.1 Investissements / coûts

Aucun investissement n'est à prévoir sur ce scénario.

Les coûts à prévoir sont les suivants : attention, les dépenses étant à engager à longue échéance (1 an), les coûts peuvent évoluer.


Opération	Devis 1	Devis 2	Devis 3	Estimation
Extraction et évacuation du package turbine	60 000 €			60 000 €
Transport				Selon destination de vente
Neutralisation cheminée (avec conservation)				
Neutralisation cheminée (démontage conduit)				
Adaptations hydrauliques (suppression chaudière, élimination des circuits inutiles...)				
Suppression du TGBT				

4.2 Maintenance

Sans objet

4.3 Recettes

Le rachat de ce type d'actif peut être opéré par le fabricant, par IDEX ou par un courtier. Le prix de vente de la turbine dépendra de son état à fin décembre 2023, ainsi que de l'appétence du marché pour ce type d'actif. En effet, une tension sur le prix de l'électricité et des matières premières relève significativement le prix de l'actif. A l'inverse, un développement des énergies renouvelables et une baisse du prix des matières premières dévalorisera l'actif.

	Concession portant Délégation de Service Public du RESEAU DE CHALEUR DES HAUTS DE GARONNE				
	COGENERATION – TAG post C13				
Note : HDS-02	Rév : 05	Date :	27/03/2023	Rédacteur :	H. Desliens

Fabricant : à ce jour, Centrax peut fournir une estimation, en attente des conditions technico-économiques réelles à la date de disponibilité de l'actif (fin 2023).

IDEX : IDEX pourra faire une offre de rachat. Cependant, cette offre sera totalement dépendante des conditions techniques de l'installation ainsi que des conditions de marché fin 2023

Courtier : Les quelques courtier spécialisés dans ces actifs ne travaillent que sur commande d'un client. Les investigations sont lancées sans retour à ce jour.

Acheteur	Prix
CENTRAX	110 000 €
IDEX	
Courtier	

4.4 Bilan financier du scenario

Le bilan financier est donc incertain à ce jour mais sera faiblement positif, de l'ordre que 10 à 50 k€. Ce montant sera mis en recette exceptionnelle dans le CEP.

1 Scenario 2 – étude détaillée


1.1 Définition

La période de « pointe » n'est pas une notion administrative. On peut qualifier de période de pointe, les périodes où il y a une tension sur le marché de l'électricité, et donc un prix élevé. Par définition, ces périodes sont impossible a prévoir puisqu'elles dépendent des conditions météorologiques (froid, vent), des moyens de production disponibles, et de tout autre phénomène exogène (tension gazière,...).

Aussi, pour ce scenario, il existe plusieurs types de fonctionnement possible ayant pour point commun la vente d'électricité sur le marché libre aux conditions de marché en vigueur à la date de vente. Ci-après sont reprises 4 possibilités qui si elles ne sont pas exhaustives, sont représentatives.

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

Les 2 premières ne correspondant pas aux attentes de Bordeaux Metropole, seules les 2 dernières seront étudiées.

	Concession portant Délégation de Service Public du RESEAU DE CHALEUR DES HAUTS DE GARONNE				
	COGENERATION – TAG post C13				
Note : HDS-02	Rév : 05	Date :	27/03/2023	Rédacteur :	H. Desliens

1.2 Investissements

Le fonctionnement des 2 possibilités étudiées est peu ou pas engageant. Ainsi, aucun investissement n'est à prévoir. Il sera nécessaire de maintenir la turbine en état de fonctionnement tant que l'on souhaitera utiliser ce scénario.

1.3 Maintenance

Un montant de maintenance P2 et P3 est à prévoir. Les prix Centrax sont les suivants :

- P2 annuel : 50k€
- P3 annuel : 100k€

1.4 Principe de fonctionnement

Fonctionnement suivant les conditions de marché à l'instant t


Le principe est d'analyser le prix de l'électricité en continu avec le prix du gaz associé. Dès que le différentiel entre le prix de l'électricité et celui du gaz est supérieur à un multiple défini, on déclenche le démarrage de la turbine pour vendre immédiatement la production. Ces conditions peuvent se présenter n'importe quel jour de l'année, mais sont plus probable l'hiver en semaine entre 8h et 20h.

- ⇒ La prise de décision peut donc être conditionnée à un multiple minimal et une température extérieure maximale pour éliminer le risque de non récupération de chaleur sur l'UVE.

Fonctionnement suivant les conditions de marché J+1

Le principe est d'analyser avant midi le jour J, le prix de l'électricité au jour J+1, par tranche horaire ainsi que le prix du gaz associé. On obtient donc un tableau heure par heure du prix de vente de l'électricité, de l'achat de gaz et donc de la marge résultante. Ces conditions peuvent se présenter n'importe quel jour de l'année, mais sont plus probable l'hiver en semaine entre 8h et 20h.

- ⇒ La prise de décision peut donc être conditionnée chaque jour à une marge minimale et une température extérieure maximale pour éliminer le risque de non récupération de chaleur sur l'UVE.

	Concession portant Délégation de Service Public du RESEAU DE CHALEUR DES HAUTS DE GARONNE				
	COGENERATION – TAG post C13				
Note : HDS-02	Rév : 05	Date :	27/03/2023	Rédacteur :	H. Desliens

1.5 Monotone – mix énergétique

Le tableau ci-dessous reprend les mixités du réseau avec un fonctionnement de la turbine du 1^{er} novembre au 31 mars :

	Chaleur	2024	2025	2026
Monotone initiale	UVE	124 920	125 691	125 499
	Biomasse	11 449	11 546	11 444
	Turbine	0	0	0
Monotone turbine 24/24	UVE	112 310	113 144	117 208
	Biomasse	6 897	6 990	8 964
	Turbine	28 184	28 248	16 720
Monotone turbine 24/24 DJU-10%	UVE	107 224	108 140	113 343
	Biomasse	5 132	5 220	7 356
	Turbine	27 976	27 992	16 488

Dans ces conditions extrêmes (qui ne sont pas envisageables mais qui représentent le maximum technique possible de fonctionnement de la turbine), le mix énergétique serait modifié mais sans remettre en cause les engagements contractuels, avec un enlèvement de 794GWh sur l'UVE sur la durée du contrat.

1.6 Gains financiers

Le gain est totalement non identifiable puisqu'il dépend des conditions de marché. En revanche, on peut définir une matrice de décision :

Prix électricité	Prix gaz	Nombre d'heures	Effacement UVE	Marge
490,87 €/MWh	55 €/MWh	4	40 MWh	2 800 €


Le tableau est rempli à titre d'exemple avec les conditions Peakload actuelles de janvier 2024. Il sera nécessaire de fixer une marge mini et un effacement maxi pour permettre la prise de décision de fonctionnement en automatique.

Le gain total peut être fixé à un maximum sur la durée de la DSP pour ne pas dépasser les euils tolérés par le code des marchés.

2 Scenario 3 – étude détaillée

2.1 Définition

Le marché de capacité est géré par RTE. Il s'agit d'enchères effectuées par le gestionnaire du transport, visant à rémunérer de 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 (la turbine de Cenon étant déjà une cogénération en

	Concession portant Délégation de Service Public du RESEAU DE CHALEUR DES HAUTS DE GARONNE				
	COGENERATION – TAG post C13				
Note : HDS-02	Rév : 05	Date :	27/03/2023	Rédacteur :	H. Desliens

C13, 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.

Pendant cette année, RTE appelle la turbine pendant les jours dit « PP2 ». Il s'agit de 25 jours maximum par an, pour une période de 8h à 15h et de 18h à 20h. Ces jours sont compris entre novembre et mars, hors vacances scolaires de Noël.

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

$$\text{Montant (€)} = \text{Puissance mise à disposition (en MW)} * \text{Prix du MW (€/MW)} * \text{nb jour fonctionnés} / \text{nb jours PP2}$$

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

2.2 Investissements

Le fonctionnement de la turbine dans ce scénario étant de l'ordre d'une centaine d'heure, il n'est pas nécessaire de prévoir d'investissement. Il sera nécessaire de maintenir la turbine en état de fonctionnement tant que l'on souhaitera utiliser ce scénario.

2.3 Maintenance

Un montant de maintenance P2 et P3 est à prévoir. Les prix Centrax sont les suivants :

- P2 annuel : 50k€
- P3 annuel : 100k€

2.4 Monotone – mix énergétique


Le fonctionnement de la turbine étant très faible, la monotone reste identique. Le mix énergétique également.

2.5 Gains financiers

Le prix du marché de capacité se situe entre 15 et 50 €/kW selon les années (41,90€ en septembre 2022). Le montant de vente est donc compris entre 70 et 200k€.

Il est possible de définir un montant minimal, couvrant à minima les frais d'entretien.

En revanche, il est impossible de déterminer le gain associé à la revente du prix de l'électricité les jours de fonctionnement puisqu'il dépend des prix du marché de l'électricité et du gaz le jour du fonctionnement.

	Concession portant Délégation de Service Public du RESEAU DE CHALEUR DES HAUTS DE GARONNE				
	COGENERATION – TAG post C13				
Note : HDS-02	Rév : 05	Date :	27/03/2023	Rédacteur :	H. Desliens

3 Conclusion

Les scénarios étudiés présentent tous la caractéristique majeure d’être incertains. En effet, le scénario 1 dépend du nombre d’heures de fonctionnement à subir en obligation d’achat jusqu’au 22 décembre 2023 ainsi que de la présence ou non d’acheteurs, et les scénarios 2 et 3 dépendent du prix des marchés gaziers et électriques.

Cependant, on peut mettre en avant les éléments suivants certains :

1/ le marché de l’électricité reste tendu même si l’on assiste à une réelle détente depuis fin 2022. Les perspectives de production électriques pour 2024 restent donc potentiellement intéressantes.

2/ le scénario 1 de revente de l’installation n’est pas urgent et la valorisation de l’actif sera au regard de son temps de fonctionnement.

3/ le scénario 2 n’est pas à envisager seul, puisqu’il serait dommage dans ce cas de ne pas profiter de la rémunération de la capacité (scénario 3) en parallèle. A l’identique, le scénario 3 a tout intérêt à être complété du scénario 2.


4/ à ce jour, Idex a conservé l’ensemble de ses actifs en fin d’obligation d’achat pour les positionner sur le marché libre. Il s’agit de la solution qui crée le plus de valeur dans le contexte actuel. Ces actifs sont gérés par une cellule spécifique, afin d’optimiser leur fonctionnement. C’est également le retour d’expérience des clients de Centrax disposant de turbines du même type.

4/ les scénarios 2+3 présentent un risque financier très faible (voire nul) pour un gain potentiellement important. Ils présentent l’avantage également de ne pas modifier la mixité du réseau (l’étude de cas extrême avec un fonctionnement continu 5 mois par an respecte même l’engagement contractuel).

5/ si le montant de la marge à envisager est impossible à déterminer puisqu’il est totalement lié à un prix de marché futur, il est possible d’en fixer une limite supérieure afin de respecter le code des marchés.

Tous ces éléments nous incitent à vous conseiller de conserver cet actif en déclenchant les scénarios 2+3 pour l’année 2024. Et ensuite, il sera opportun de déterminer la pertinence de reproduire le même modèle ou non sur l’année suivante, et ce jusqu’à la fin du contrat (ou après).

La valeur potentiellement créée pourra permettre de compenser une partie des surcoûts constatés sur les travaux et liés à la crise actuelle.

	Concession portant Délégation de Service Public du RESEAU DE CHALEUR DES HAUTS DE GARONNE				
	COGENERATION – TAG post C13				
Note : HDS-02	Rév : 05	Date :	27/03/2023	Rédacteur :	H. Desliens

4 Q/R

Etat de la cogénération - Bilan sur les années 2021-2022 et 1er trimestre 2023 :

- Heure de fonctionnement
- Rendement électrique/rendement total, mensuel et annuel. Préciser les sources des données et la méthode de calcul
- Nombre et type de panne depuis le début du contrat (2021), ensemble des interventions effectuées, dates et détail des coûts associés
- Nombre de jours d'appel non honorés et les raisons
- Maintenance préventive planifiée en 2023
- Etat prévisible de la cogénération à fin 2023 : état « certifié, ou garanti ou à dire d'expert » à mi 2023 permettant la prise de décision.

Fichier XLS : Bilan turbine Cenon 2021-2023

Scénario 1 : démantèlement

- Coût complet du démantèlement, détaillé par poste : BM aurait besoin d'un engagement d'achat à prix ferme pour le passage de l'avenant (juin 2023) -> comment et pourquoi l'état de la cogénération se dégraderait entre juin et décembre 2023 ?



- Confirmer qu'il s'agit d'un achat par le concessionnaire et non par Idex


HGE n'est pas en mesure d'acheter cet actif puisque la société ne peut, par définition et statut, n'exécuter aucune autre activité que celle de la DSP. Seul un extérieur peut le faire (dont Idex).

- Confirmer que les recettes reviennent à BM (bien de retour) et non en recette exceptionnelle

Les travaux de démantèlement de la turbine ont été pris en compte dans les travaux de premier établissement, compensé par le prix de vente de l'actif (notice 2.4 de notre offre et annexe 12-1). Notre lecture est que la vente revient à HGE.

Scénario 2/3

- Marché de capacité : valeur du MW mis à disposition en 2021, 2022, 2023 Qui achète l'électricité produite les jours « PP2 » ? A quel prix ?

	Concession portant Délégation de Service Public du RESEAU DE CHALEUR DES HAUTS DE GARONNE				
	COGENERATION – TAG post C13				
Note : HDS-02	Rév : 05	Date :	27/03/2023	Rédacteur :	H. Desliens

sur 2021, prix de la dernière enchère en 2020 : 39 095,4 €/MW

sur 2022, prix de la dernière enchère en 2021 : 23 899,9 €/MW

sur 2023, prix de la dernière enchère en 2022 : 60 000 €/MW

Le prix de l'électricité produite les jours PP2 est vendu sur le marché, au prix du marché du jour

- Confirmer que le fonctionnement de la cogénération serait assuré avec du biogaz

Nous confirmons

- Bilan énergétique et environnemental : BM souhaite que le fonctionnement de la cogénération ait lieu uniquement en substitution des chaudières au gaz, et n'efface en aucun cas les apports de chaleur de l'UVE.

Nous pouvons garantir ce point : les journées PP2 sont des journées froides où le besoin d'appoint gaz est nécessaire.

Pour le reste du fonctionnement, nous pouvons décider de ne fonctionner que si la température prévue est inférieure à 9°C.

- Simuler un fonctionnement avec différentes hypothèses sur le nombre d'heures/ de jours de fonctionnement de la cogénération (en cumulant marché libre + capacité)

- Evaluer le mix énergétique et l'impact CO2

à compter du 01/04/2023, la consommation de biométhane est officiellement reconnue comme permettant de s'affranchir de l'obligation de restitution de quotas CO2 au titre du SCEQE à laquelle sont soumises les cogénérations au gaz naturel. L'impact CO2 sur la partie électrique est donc nul.

- Présenter un plan d'affaires 2024-2027 qui serait engageant pour HGE, intégrant un mécanisme de redistribution (impact tarif, soulte, ...)

Il n'est pas possible de présenter un plan d'affaire sur cette activité. En revanche, il est possible de partager les gains, comme le prévoit le contrat

- Proposer une organisation contractuelle (+ planning) en cas de décision prise chaque année : indicateurs permettant de décider de déclencher l'option 2+3, date de la décision, gestion administrative du contrat (passation d'avenant chaque année pour N+1 ?)