

DELIBERATION N° 2022-270

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 27 octobre 2022 portant avis sur le projet d'arrêté « Evolutions des modalités contractuelles des installations de cogénération pouvant bénéficier de l'obligation d'achat d'électricité définies par l'arrêté du 11 octobre 2013 modifiant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations de cogénération »

Participaient à la séance : Catherine EDWIGE, Ivan FAUCHEUX, Valérie PLAGNOL et Anthony CELLIER, commissaires.

1. CONTEXTE, SAISINE ET COMPETENCE DE LA CRE

En application des dispositions du 2° de l'article L. 314-1 du code de l'énergie, les installations de cogénération dont la puissance installée maximale est définie par décret, peuvent bénéficier de l'obligation d'achat, en tant qu'installations mettant en œuvre des techniques performantes en termes d'efficacité énergétique.

L'arrêté tarifaire du 31 juillet 2001¹ (« C01 ») a fixé les conditions d'achat en guichet ouvert de l'électricité produite par les installations de cogénération d'électricité et de chaleur valorisée de puissance installée inférieure ou égale à 12 MW sous forme d'un contrat d'obligation d'achat établi pour 12 ans.

L'arrêté du 11 octobre 2013², (« C13 ») a modifié l'arrêté tarifaire du 31 juillet 2001. Il ajoute, en complément du mode « continu semaine pleine », deux nouveaux modes d'appel (« continu jours ouvrés » et « mise à disposition du système électrique »). L'arrêté modificatif a introduit également un plafonnement de rémunération de la part gaz afin de limiter le fonctionnement des cogénérations dans des conditions de marché défavorables à la production d'électricité à partir de gaz naturel.

L'arrêté tarifaire du 3 novembre 2016 (« C16 »)³ a remplacé l'arrêté « C13 » et restreint l'éligibilité du guichet ouvert aux installations de puissance inférieure ou égale à 1 MW, en cohérence avec les lignes directrices de la Commission européenne⁴. Dans le cadre de cet arrêté, les installations de cogénération dont la puissance installée était inférieure ou égale à :

- 300 kW électriques pouvaient bénéficier d'un contrat d'obligation d'achat d'une durée de 15 ans ;
- à 1 MW électrique pouvaient bénéficier d'un contrat de complément de rémunération d'une durée de 15 ans⁵.

¹ Arrêté du 31 juillet 2001 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations de cogénération d'électricité et de chaleur valorisée telles que visées à l'article 3 du décret no 2000-1196 du 6 décembre 2000 fixant par catégorie d'installations les limites de puissance des installations pouvant bénéficier de l'obligation d'achat d'électricité.

² Arrêté du 11 octobre 2013 modifiant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations de cogénération.

³ Arrêté du 3 novembre 2016 fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations de cogénération d'électricité et de chaleur valorisée à partir de gaz naturel implantées sur le territoire métropolitain continental et présentant une efficacité énergétique particulière.

⁴ Lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020 (article 127).

⁵ L'article 125 des lignes directrices de la Commission européenne concernant les aides d'Etat dispose qu'à compter du 1^{er} janvier 2016 le soutien aux installations de puissance supérieure à 500 kW doit être organisé sous la forme d'une prime s'ajoutant aux revenus des marchés de l'électricité.

Le décret n° 2020-1079 du 21 août 2020⁶, faisant suite au décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie, a abrogé le soutien public aux nouvelles installations de cogénérations à partir de gaz naturel.

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été saisie le 14 octobre 2022 par la ministre de la Transition énergétique, en application des articles R. 314-4 et R. 314-12 du code de l'énergie, d'un projet d'arrêté portant évolutions des modalités contractuelles des installations de cogénération pouvant bénéficier de l'obligation d'achat d'électricité définies par l'arrêté « C13 ». Ce projet d'arrêté a pour objectif :

- de maximiser la disponibilité des centrales de cogénération « C13 », au regard des enjeux de sécurité d'approvisionnement électrique notamment pour le prochain hiver ;
- tout en faisant participer ces installations à l'effort collectif de réduction de la consommation de gaz via une certaine forme d'incitation au passage en mode « Mise à disposition du système électrique » lorsque cela est techniquement possible.

2. DISPOSITIONS ACTUELLES DE L'ARRETE TARIFAIRE « C13 »

2.1 Etat du parc soutenu de cogénérations à partir de gaz naturel

Le tableau ci-après présente la situation, à mi-septembre 2022, des contrats de cogénération bénéficiant d'un soutien public selon les trois cadres tarifaires existants : « C01 » (13 MW), « C13 » (2,3 GW) et « C16 » (26 MW) sur le périmètre d'EDF Obligation d'Achat (« EDF OA ») :

Dispositif de soutien	Nombre de contrats	Puissance cumulée (MW)	Puissance moyenne (MW)
C01	3	13	4,2
C13	632	2 335	3,7
C160A	66	9	0,1
C16CR	22	17	0,8
Total	723	2 373	

Fin 2021, le parc des cogénérations bénéficiant d'un soutien public représentait 2,7 GW de puissance électrique⁷.

Le soutien financier accordé par l'Etat aux installations de cogénérations à partir de gaz naturel dans le cadre de l'arrêté tarifaire « C13 », prend la forme d'un contrat d'obligation d'achat conclu pour 12 ans.

2.2 Rémunération

2.2.1 Modes de fonctionnement

La rémunération de l'électricité injectée sur le réseau que perçoit le producteur dépend de la période de production, qui se situe soit en période d'appel soit hors période d'appel.

Les producteurs sous contrat « C13 » peuvent choisir entre trois modes de fonctionnement pour l'hiver tarifaire (définis dans l'article 4 de l'arrêté) :

- « continu semaine pleine » (CSP) : la période d'appel est dans ce cas égale à l'ensemble de l'hiver tarifaire (24h/24h - 7j/7) ;
- « continu jours ouvrés » (CJO) : la période d'appel se limite aux jours ouvrés de l'hiver tarifaire (lundi 8h - vendredi 20h) ;
- « mise à disposition du système électrique » (MDSE) : la décision de produire de l'énergie est prise par le cocontractant (EDF OA ou une entreprise locale de distribution) en fonction des besoins du système électrique pendant l'hiver tarifaire. La durée minimum de l'appel est fixée à 24h (7h J+1 - 7h J+2), avec un préavis d'appel de 15h au minimum. Le cocontractant doit veiller à ce qu'au moment de l'appel « *la rémunération de l'énergie électrique active fournie soit, en moyenne sur la période d'appel, inférieure aux prix de marché de l'électricité utilisés pour le calcul de la compensation CSPE* ».

⁶ Décret n° 2020-1079 du 21 août 2020 supprimant 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.

⁷ Délibération de la CRE du 13 juillet 2022 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2023.

Le producteur peut modifier le mode de fonctionnement en période d'appel de son installation chaque mois de l'hiver tarifaire, à condition de respecter le délai de préavis prévu dans le contrat (initialement avec un préavis de deux semaines avant le 1^{er} du mois, ce préavis a été diminué à une semaine pour l'hiver tarifaire 2022-2023 conformément à une note d'instruction du ministère de la Transition énergétique datée du 14 octobre 2022).

2.2.2 Formule de rémunération

Pendant les périodes d'appel, le producteur s'engage à délivrer l'énergie électrique au réseau à hauteur de la puissance garantie hiver (PGH) déclarée (la rémunération est modulée en fonction du respect de cette puissance).

Les appels ont lieu pendant l'hiver tarifaire qui par défaut est fixé du 1^{er} novembre au 1^{er} avril. Les dates de l'hiver tarifaire peuvent être modifiées pour les modes de fonctionnement CSP et CJO, sous les conditions de préavis définies dans le contrat établi avec le cocontractant (article 2 de l'arrêté). Le contrat prévoyait initialement un préavis 2 semaines : ce délai a été réduit à 1 semaine pour l'hiver tarifaire 2022-2023, conformément à la note d'instruction du ministère de la Transition énergétique du 14 octobre 2022 susmentionnée.

La rémunération de l'énergie électrique active fournie par les cogénérations à partir de gaz naturel en période d'appel est la somme de cinq composantes selon la formule suivante :

$$\text{RP} + \text{Rgaz} + \text{RemEp} + \text{Rtaxe} + \text{Rcarbone}$$

Avec :

- une rémunération proportionnelle fonction de la puissance électrique garantie et de la tension de raccordement (RP) ;
- une rémunération fonction du prix du gaz (Rgaz) ;
- une rémunération couvrant le coût du CO₂ (Rcarbone) ;
- une rémunération couvrant les taxes auxquelles sont assujetties les cogénérations (Rtaxe) ;
- une prime fonction de l'économie d'énergie primaire (RemEp).

En dehors des périodes d'appel, la rémunération de l'énergie active fournie est égale à la moyenne journalière du prix de règlement des écarts positifs sur le mécanisme d'ajustement⁸.

Par ailleurs, en plus de la rémunération de l'énergie électrique active injectée sur le réseau, le producteur perçoit une prime fixe annuelle proportionnelle à la puissance électrique qu'il garantit en hiver tarifaire (cette prime prend notamment en compte la disponibilité moyenne de l'installation en période d'appel).

3. PRINCIPALES MODIFICATIONS APPORTEES PAR LE PROJET D'ARRETE

3.1 Modification du calcul de la rémunération fonction du prix du gaz (Rgaz) pour le mode MDSE uniquement

La rémunération mensuelle fonction du prix du gaz est la somme de trois composantes :

- la rémunération de la molécule de gaz ;
- la rémunération des coûts d'acheminement du gaz ;
- la rémunération correspondant à la prise en compte des coûts liés à l'approvisionnement en gaz sur le marché.

Le calcul de la rémunération de la molécule de gaz est défini de la façon suivante à l'annexe 1 de l'arrêté « C13 » :

« Moyenne mensuelle des prix day ahead « end of day » (EOD), exprimée en c€/kWh PCS, divisée par 0,9 et divisée par le rendement PCI de référence défini à l'article 4. Pour les installations raccordées aux zones Nord H et Nord B, la valeur retenue est l'indice PEG EOD Nord. Pour les installations raccordées aux zones Sud et TIGF, la valeur retenue est l'indice PEG EOD Sud⁹. »

⁸ La note d'instruction du ministère de la transition énergétique du 14 octobre 2022 susmentionnée prévoit de baisser le délai de préavis nécessaire pour qu'un fonctionnement hors période d'appel soit pris en compte pour percevoir la rémunération sur l'électricité injectée de 48h à 24h.

⁹ Depuis le 1^{er} novembre 2018 il n'existe plus de distinction par zone du PEG, le PEG Nord, et la TRS (fusion du PEG Sud et du TIGF) ont fusionné pour créer un marché unique du gaz : la Trading Region France (TRF).

L'arrêté modificatif prévoit de modifier la rémunération de la molécule de gaz pour les journées d'appel des installations ayant choisi le mode de fonctionnement MDSE. Celle-ci correspondrait désormais au prix spot du gaz observé la veille de la période d'appel (avec les mêmes modalités de conversion du pouvoir calorifique) :

« Prix day ahead « end of day » (EOD) de la veille, exprimée en c€/kWh PCS, divisée par 0,9 et divisée par le rendement PCI de référence défini à l'article 4. La valeur retenue est l'indice PEG EOD de la plateforme EEX. »

3.2 Suppression du plafond de rachat d'électricité de la composante Rgaz pour les modes continus

Pour les installations fonctionnant en mode « continu semaine pleine » ou « continu jours ouvrés », la rémunération fonction du prix du gaz est plafonnée quotidiennement par une valeur définie mensuellement pendant la période d'hiver tarifaire.

Ce plafond est déterminable un mois à l'avance, en fonction de l'écart constaté entre les prix du gaz et de l'électricité. Plus précisément, le plafond, pour un jour du mois M donné, est calculé comme la somme :

- du prix de l'électricité (moyenne des cotations du produit « 2 months ahead » telles que publiées par EEX) ;
- d'un « stock de spread sur l'hiver »¹⁰. Ce stock est crédité à 80 €/MWh en début de période hivernale (novembre), puis est recalculé chaque mois en fonction de l'écart constaté entre les prix du gaz et de l'électricité. En complément, une valeur plafond du stock de spread a été fixée à 40 €/MWh.

L'arrêté tarifaire prévoit de supprimer ce plafond de rémunération.

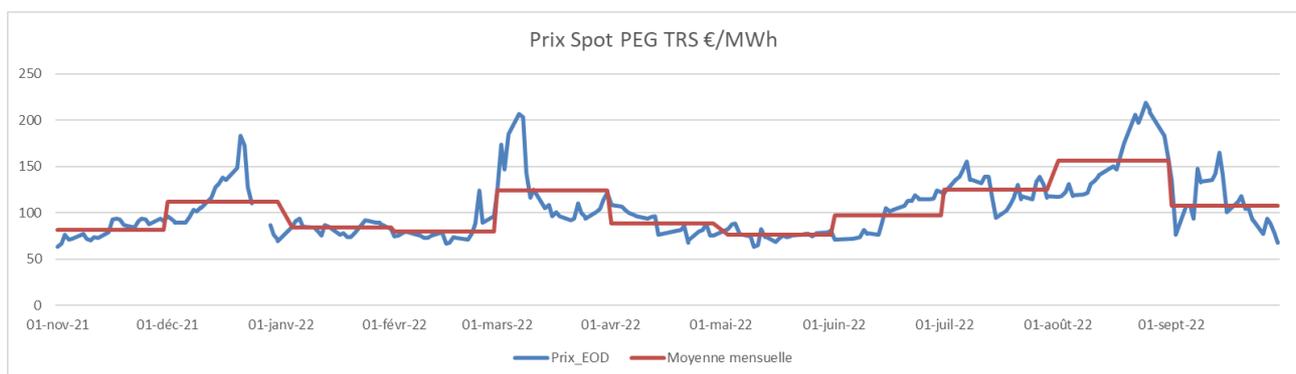
4. ANALYSE DE LA CRE

4.1 Modification du calcul de la composante Rgaz pour le mode MDSE

Les installations en mode MDSE représentent 20 à 30% des installations de cogénération bénéficiant d'un contrat « C13 ». Le fonctionnement des cogénérations en période d'hiver tarifaire est principalement piloté par les besoins du client consommateur de chaleur. Depuis 2014, le mode MDSE est de plus en plus utilisé, les besoins de production en continu sur l'hiver tarifaire étant moindres (notamment en intersaison).

Le cocontractant appelle les installations de cogénération en mode MDSE quand, en moyenne sur la période d'appel, la rémunération de l'électricité produite par les cogénérations est inférieure au prix de marché de l'électricité utilisé pour le calcul de la compensation CSPE. D'après les informations fournies par EDF OA, les cogénérations « C13 » fonctionnant en mode MDSE ont été appelées une quarantaine de fois pendant l'hiver tarifaire 2021/2022.

Le projet d'arrêté tarifaire prévoit un changement de la rémunération des producteurs ayant choisi le fonctionnement d'appel MDSE uniquement. La rémunération de la molécule de gaz pour ces installations devrait désormais être basée sur le prix spot du gaz (indice PEG EOD de la plateforme EEX) observé la veille de la période d'appel en remplacement de la moyenne mensuelle des prix spot observée sur le mois de l'appel.



¹⁰ Formule du plafond de Rgaz : $P(M) = elec_1(M) + \min \{A(M), 4 \text{ c€/kWh}\}$, avec :

- $elec_1(M)$: prix de l'électricité applicable au mois M observé pendant le mois M - 2 ;
- $A(M)$: 8 c€/kWh tous les novembres tarifaires puis : $A(M) = A(M - 1) - \max \{0; (\min \{Rgaz(M - 1) - elec_2(M - 1); 4 \text{ c€/kWh}\})\}$, avec $elec_2(M)$ le prix de l'électricité applicable au mois M-1 observé pendant le mois M - 2.

La CRE partage l'idée que la moyenne mensuelle des prix spot n'est pas forcément représentative des coûts supportés par les producteurs en mode MDSE, qui ne s'approvisionnent généralement en gaz qu'au moment de l'appel dans la mesure où la plupart des installations ne possèdent pas d'unités de stockage. Ceci est d'autant plus vrai dans le contexte actuel de forte volatilité des prix spot du gaz.

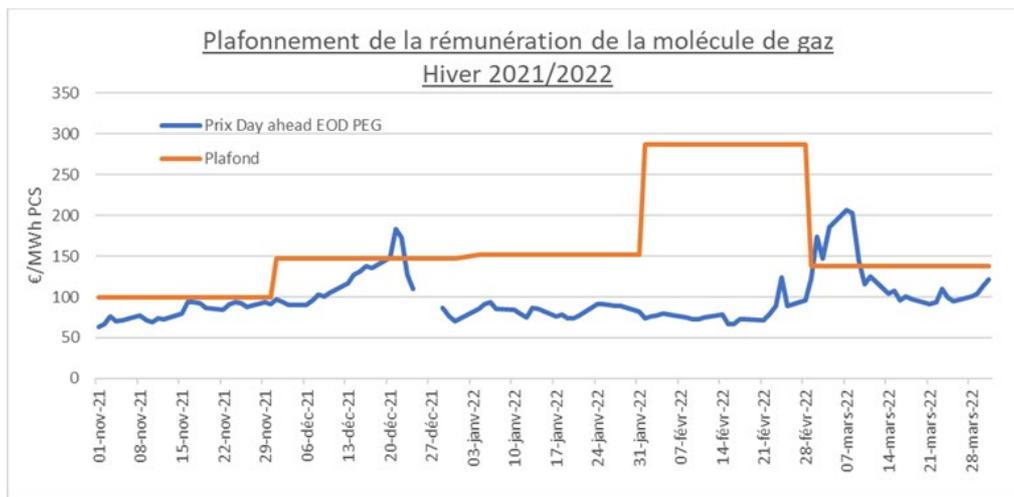
La CRE accueille ainsi favorablement l'évolution proposée pour le calcul de la composante Rgaz pour les installations en mode MDSE. La CRE estime que cette mesure pourrait amener les cogénérations les plus flexibles à davantage favoriser le mode MDSE pour l'hiver tarifaire 2022/2023, ce qui permettrait, dans une certaine mesure, une optimisation de la consommation de gaz tout en s'assurant de la disponibilité des installations sur les périodes les plus tendues du point de vue du système électrique.

La CRE rappelle cependant qu'un grand nombre d'installations de cogénération ne sont pas flexibles s'agissant du mode d'appel en période hivernale du fait 1) de besoins de chaleur en continu par les consommateurs, et 2) de contraintes techniques propres aux installations de cogénération qui, contrairement aux cycles combinés gaz (CCG), ne sont pas nécessairement conçues pour faire l'objet de démarrages/arrêts fréquents.

4.2 Suppression du plafond de rachat d'électricité de la composante Rgaz pour les modes continus

Les installations fonctionnant en mode « continu semaine pleine » ou « continu jours ouvrés », peuvent subir un plafonnement de la rémunération fonction du prix du gaz (composante Rgaz).

Pendant l'hiver 2021/2022 la rémunération fonction du prix du gaz (Rgaz) des producteurs ayant choisi les modes « continus » a été plafonnée pour la première fois depuis la mise en place de l'arrêté « C13 » (trois jours en décembre et six jours en mars). Cela a conduit les producteurs ayant choisi un mode de fonctionnement « continu » à sortir de l'hiver tarifaire de façon anticipée en mars 2022¹¹ : ceux-ci ont pu alors continuer à vendre leur production mais au prix des écarts positifs sur le mécanisme d'ajustement.



Le plafond a été introduit afin de limiter le fonctionnement des cogénérations dans des conditions de marché défavorables à la production d'électricité à partir de gaz, limitant ainsi la charge supportée par la CSPE. Il a été constaté que les centrales ont continué de tourner pendant les périodes de plafonnement de l'hiver 2021/2022. En effet, lorsque le plafond est atteint, le producteur réalise tout d'abord un arbitrage, entre 1) une baisse de la composante de rémunération gaz et 2) une baisse de la prime fixe annuelle qui est fonction de la disponibilité de l'installation en période d'appel. L'arbitrage intègre par ailleurs, les contraintes contractuelles liées aux besoins du client consommateur de chaleur.

Afin d'assurer une disponibilité maximale de ces installations pendant l'hiver tarifaire, la CRE est favorable au dé-plafonnement de la rémunération composante de rémunération Rgaz pour les installations ayant choisi les modes continus. La CRE souligne cependant qu'en raison des délais particulièrement courts dont elle a disposé pour rendre son avis, elle n'a pas pu analyser la pertinence du calcul du plafond actuel, qui a été dimensionné il y a presque une dizaine d'années.

¹¹ Au vu du contexte exceptionnel du marché de l'énergie et afin de donner aux producteurs plus de flexibilité, une réduction du préavis à 2 jours ouvrés pour les demandes de modification de date de fin de l'hiver tarifaire 2021-2022 a été autorisée via une note d'instruction du ministère de la transition énergétique datée du 4 février 2022 (le contrat prévoit deux semaines normalement).



AVIS DE LA CRE

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été saisie le 14 octobre 2022 par la ministre de la Transition énergétique d'un projet d'arrêté portant évolutions des modalités contractuelles des installations de cogénération pouvant bénéficier de l'obligation d'achat d'électricité définies par l'arrêté du 11 octobre 2013 modifiant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations de cogénération. Celui-ci prévoit deux dispositions :

- une modification de la rémunération fonction du prix du gaz (Rgaz) pour le mode d'appel « mise à disposition du système électrique » (MDSE), à savoir le passage d'une moyenne mensuelle des prix spot du gaz à un prix spot journalier constaté la veille de la période d'appel;
- la suppression du plafonnement qui s'applique à la rémunération Rgaz pour les modes d'appels « continu semaine pleine » et « continu jours ouvrés ».

La CRE accueille favorablement les évolutions apportées par le projet d'arrêté modificatif, au regard des enjeux de sécurité d'approvisionnement notamment pour l'hiver 2022-2023. S'agissant de la 2nde évolution susmentionnée, dès lors qu'il s'agit d'une mesure d'urgence, la CRE estime que l'opportunité d'une réintroduction du plafonnement, avec un éventuel redimensionnement, devra être requestionnée par la suite.

Par ailleurs, la CRE a pris connaissance d'une note d'instruction du ministère de la Transition énergétique, datée du 14 octobre 2022, qui complète les mesures du projet d'arrêté modificatif. Outre les modifications de délais de préavis mentionnées dans le corps de la présente délibération, la note prévoit également que, en cas de fortes tensions sur le système électrique durant l'hiver 2022/2023 (journées Ecowatt identifiées « Rouge » et « Orange » par RTE), le cocontractant devra appeler les cogénérations fonctionnant en mode MDSE (demande transmise jusqu'à 10h en J-1), même lorsque les conditions d'appel définies à l'article 4 de l'arrêté « C13 » ne sont pas respectées (i.e. même lorsque la rémunération de l'énergie électrique fournie est, en moyenne sur la période d'appel, inférieure aux prix de marché de l'électricité utilisés pour le calcul de la compensation CSPE).

La CRE accueille favorablement cette mesure mais recommande qu'elle soit inscrite dans l'arrêté tarifaire modificatif, puisque cette mesure concerne directement des dispositions de l'arrêté du 11 octobre 2013, contrairement aux dispositions relatives aux délais de préavis.

La présente délibération sera publiée sur le site internet de la CRE et transmise à la ministre de la transition énergétique ainsi qu'au ministre de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique.

Délibéré à Paris, le 27 octobre 2022.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Une commissaire

Catherine EDWIGE