



**RÉPUBLIQUE
FRANÇAISE**

*Liberté
Égalité
Fraternité*

Légifrance

Le service public de la diffusion du droit



Délibération du 12 septembre 2013 portant avis sur le projet d'arrêté modifiant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations de cogénération

NOR : CRER1325435V

JORF n°0243 du 18 octobre 2013

Texte n° 118

Version initiale

Participaient à la séance : Philippe de LADOUCETTE, président, Olivier CHALLAN-BELVAL, Hélène GASSIN, Jean-Pierre SOTURA, commissaires.

1. Contexte

En application du 2° de l'article L. 314-1 du code de l'énergie, les installations de cogénération dont la puissance installée n'excède pas 12 MW bénéficient de l'obligation d'achat, en tant qu'installations mettant en œuvre des techniques performantes en termes d'efficacité énergétique.

L'arrêté du 31 juillet 2001a fixé les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations de cogénération d'électricité et de chaleur valorisée. C'est toutefois sur la base des arrêtés précédents, qui dataient de 1997 et 1999, qu'ont été respectivement établis les contrats type dits « C97 » et « C99 », pour une durée de douze ans.

Tous les contrats signés dans ce cadre sont arrivés à échéance entre 2008 et 2012, avec la possibilité à cette date pour les exploitants de ces installations de cogénération (ci-après « cogénérateurs ») (i) d'opter pour la vente de l'électricité produite par leur installation sur les marchés de l'électricité, ou (ii) de réaliser des investissements de jouvence à hauteur d'au moins 350 €/kW installé leur permettant d'être éligibles au bénéfice d'un nouveau contrat d'obligation d'achat sur une durée de douze ans. Les principes d'un tel bénéfice ont été établis dans l'arrêté du 14 décembre 2006 relatif à la rénovation des installations de cogénération.

La rémunération des cogénérateurs, dont les installations sont réputées se substituer à des cycles combinés à gaz (CCG) fonctionnant en semi-base, a été fondée sur une approche dite de « coût évité » et comporte les trois composantes ci-après :

- une prime fixe mensuelle fonction de la puissance garantie de l'installation et de sa disponibilité. Cette prime ne peut être négative ;
- une rémunération proportionnelle à l'énergie active fournie, tenant compte des coûts proportionnels évités (qui peuvent relever de la substitution à l'exploitation du cycle combiné de référence et des économies de réseau) et des coûts liés au gaz consommé par le cycle combiné de référence, sur la base du tarif STS de GDF Suez ;
- le cas échéant, une rémunération complémentaire plafonnée, fonction de l'efficacité énergétique de l'installation.

La dérégulation du marché du gaz a introduit une décorrélation entre :

- l'évolution du tarif STS (indexé sur les coûts de certaines matières premières) utilisé pour la rémunération de la part gaz comme indiqué ci-avant ;
- et l'évolution des prix du marché du gaz échangé sur les marchés, utilisés pour calculer les coûts d'approvisionnement théoriques du cycle combiné de référence.

Cette décorrélation a eu pour conséquence, chaque année depuis 2005, l'application par les acheteurs obligés (EDF et les

ELD) d'un coefficient de déplafonnement pour la rémunération du gaz des installations de cogénération, à la demande des ministres chargés de l'énergie successifs.

Le projet d'arrêté tarifaire examiné dans le cadre du présent avis a notamment pour objet de remédier à cette situation. Il introduit par ailleurs d'autres dispositions spécifiques, sans lien avec cette problématique. La CRE a été saisie de ce projet le 5 août 2013. En l'application de l'article 8 du décret n° 2001-410 du 10 mai 2001 relatif aux conditions d'achat de l'électricité produite par des producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat, la CRE dispose d'un délai d'un mois pour rendre son avis. Par courrier en date du 7 août 2013, la CRE a sollicité un délai supplémentaire. Par courrier du 22 août 2013, le directeur général de l'énergie et du climat lui a accordé un report jusqu'au 12 septembre 2013.

2. Situation au 31 décembre 2012 du parc de cogénération bénéficiant d'une obligation d'achat et perspectives de développement

Le tableau ci-après présente la situation au 31 décembre 2012 des contrats de cogénération bénéficiant d'une obligation d'achat. Il convient de remarquer que les installations d'une puissance installée inférieure à 12 MW sont pour une large majorité sous-jacentes à un réseau de chaleur quand celles d'une puissance supérieure à 12MW sont plutôt associées à un processus industriel.

Vous pouvez consulter le tableau dans le

JOn° 243 du 18/10/2013 texte numéro 118

L'arrêté du 15 décembre 2009 relatif à la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) de production d'électricité « ne fixe pas d'objectif de développement du parc de cogénération au gaz naturel et privilégie le développement de la cogénération biomasse, notamment par substitution aux actuelles installations fonctionnant au gaz naturel ».

Le rapport au Parlement relatif à la PPI reprend les deux scénarios d'évolution du parc de cogénération à l'horizon 2020 développés par la FG3E, devenue FEDENE :

Scénario à cadre inchangé	Scénario objectif
Déclin progressif du parc pour atteindre 2,2 GW en 2020 dont 0,9 GW fonctionnant sous contrat d'obligation d'achat :	Nouveau cadre incitatif permettant d'atteindre 6GW installés en 2020, dont 1,5 GW fonctionnant sous contrat d'obligation d'achat :
10 MW d'installations nouvelles de moins de 12 MW chaque année ;	200 MW d'installations nouvelles de moins de 12 MW chaque année ;
45 % des installations sont rénovées à l'échéance de leur contrat initial ;	80 % des installations sont rénovées à l'échéance de leur contrat initial ;
40 % de la production des installations de plus de 12 MW est valorisée sur le marché.	70 % de la production des installations de plus de 12 MW est valorisée sur le marché.

Vous pouvez consulter le tableau dans le

JOn° 243 du 18/10/2013 texte numéro 118

Les données disponibles pour l'année 2012 laissent penser que le rythme de développement actuel se situe à un niveau intermédiaire entre ces deux scénarios. En 2012, dix installations nouvelles ont été mises en service pour une puissance totale garantie de 39 MW.

Le soutien à la filière cogénération représente une part significative des charges de service public de l'électricité (22,5 % des charges constatées au titre de l'année 2011, soit 838,5 M€). Malgré l'arrivée à échéance des contrats C97, les volumes achetés de production par cogénération représentent toujours un tiers des volumes achetés dans le cadre de l'obligation d'achat en métropole en 2011.

Toutefois, à cadre réglementaire inchangé, les prévisions de volumes de production pour 2012 et 2013 seraient en baisse significative.

Chronique des volumes achetés sous obligation d'achat et des surcoûts afférents

Vous pouvez consulter le tableau dans le

JOn° 243 du 18/10/2013 texte numéro 118

3. Contenu du projet d'arrêté

L'article 6 du projet d'arrêté dispose que ce dernier s'applique aux nouvelles installations de cogénération de moins de 12 MW ainsi qu'à toutes celles bénéficiant déjà d'un contrat d'achat.

Pour les contrats existants :

- la part fixe « PF » de la rémunération, définie à l'annexe 2 du projet d'arrêté, et la rémunération proportionnelle (1) « RP », définie au 1° de l'annexe 1, ne sont pas modifiées ;
- la rémunération du gaz « RGaz », définie à l'annexe 1 du projet d'arrêté, est modifiée pour tenir compte de la problématique présentée au paragraphe 1 du présent avis ;
- la prime à l'efficacité énergétique est modifiée pour tenir compte de la directive « efficacité énergétique ».

Pour les nouveaux contrats, les spécificités suivantes sont introduites pour le calcul de la prime fixe, définie à l'annexe 3 du projet d'arrêté :

- prise en compte d'un coefficient d'efficacité énergétique « CE » ;
- nouvelle définition de la disponibilité moyenne « DM ».

Les modifications introduites par rapport à l'arrêté du 31 juillet 2001 sont précisément décrites ci-après.

3.1. Rendement de référence

Le rendement de référence de 54 % n'évolue pas pour les contrats signés avant la publication de l'arrêté modificatif ; il est porté à 56 % pour les nouveaux contrats.

3.2. Modes de fonctionnement

Alors que les dispositions de l'arrêté tarifaire précédent ne permettaient qu'un mode de fonctionnement dit « continu pleine semaine » pendant l'hiver tarifaire, le cogénérateur pourra désormais choisir entre trois modes de fonctionnement et

modifier ce choix mensuellement.

MODE	PERIODE D'APPEL	PERIODE PENDANT LAQUELLE la puissance électrique PGH est garantie
Continu semaine pleine	Continue	Hiver tarifaire
Continu jours ouvrés	Du lundi 8 heures au vendredi 20 heures	Jours ouvrés de l'hiver tarifaire
Mise à disposition du système électrique	Décision de production prise par l'acheteur pour 24 heures minimum avec un préavis de 15 heures	

En dehors des périodes d'appel de l'hiver tarifaire et pendant l'été tarifaire, le cogénérateur peut continuer à fournir à l'acheteur obligé l'énergie produite aux conditions tarifaires décrites supra.

3.3. Rémunération de la part gaz

Le coût de l'approvisionnement en gaz est rémunéré mensuellement sur la base de trois composantes :

- la rémunération de la molécule, calculée comme la moyenne mensuelle des valeurs quotidiennes de l'indice du point d'échange gaz (PEG) End of Day de la zone de desserte pondérés des volumes quotidiens d'électricité produits, divisée par 0,9 et divisée par le rendement PCI de référence de l'installation (voir paragraphe 3.1) ;
- la rémunération des coûts d'acheminement, fixée à 0,241 c€/kWh PCS, divisé par 0,9, divisé par le rendement de référence de l'installation. Le niveau de cette rémunération est révisé annuellement conformément à l'évolution des tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel ;
- la rémunération correspondant à la prise en compte des coûts et des frais liés à l'approvisionnement sur le marché, fixée à 0,1 c€/kWh PCS, divisé par 0,9, divisé par le rendement de référence de l'installation.

Pour les installations fonctionnant en mode « continu semaine pleine » ou « continu jours ouvrés », la rémunération de la part gaz est plafonnée quotidiennement par une valeur définie mensuellement pendant la période d'hiver. Ce plafond est calculable deux mois à l'avance et s'applique à l'ensemble des kWh d'électricité produits. Il est destiné à éviter que les cogénérations ne continuent à produire alors que le coût de l'approvisionnement est bien supérieur au prix de marché de l'électricité.

Le plafond est calculé comme la somme du prix de l'électricité et d'un « stock de spread sur l'hiver ». Ce stock est crédité à 80 / MWh en début de période hivernale, puis consommé et recalculé chaque mois en fonction de l'écart constaté entre les prix du gaz et de l'électricité. La valeur de 80/ MWh a été définie de telle sorte que le mécanisme de plafonnement soit effectif dès que les valeurs de spread de prix observées en 2012/2013, majorées de 25 %, sont atteintes.

En complément, une valeur plafond du spread a été fixée à 40 €/ MWh. Si le plafond est atteint, les installations d'une puissance électrique maximale installée inférieure à 1 MW peuvent être arrêtées momentanément ou ne plus fonctionner qu'à des fins d'autoconsommation (ces heures ne sont alors pas intégrées dans le calcul de la disponibilité servant au calcul de la prime fixe).

3.4. Efficacité énergétique

Une application stricte de la directive « efficacité énergétique » adoptée en décembre 2012 rendrait inéligible à l'avenant toutes les installations dont l'efficacité énergétique (Ep) est inférieure à 10 %. Le projet d'arrêté prévoit que le seuil de 10 % ne soit appliqué qu'aux nouvelles installations.

Pour les installations dont $Ep \geq 10\%$, les modalités de calcul de la prime sont modifiées, de manière à ce que la nouvelle définition d' Ep n'ait pas de conséquence sur le coût global pour la CSPE du versement de cette prime. Il y a transfert de rémunération des installations les moins efficaces vers les installations les plus efficaces.

Pour les installations dont $5 < Ep < 10\%$, la prime à l'efficacité énergétique est transformée en prime négative.

3.5. Fonctionnement « été »

Dans les conditions de l'arrêté en vigueur, une cogénération qui fonctionnait pendant l'été tarifaire se voyait appliquer des conditions tarifaires très défavorables sur l'ensemble de l'année. En conséquence, moins de 1 % des cogénérations ont fonctionné plus de cent heures lors de l'été 2012.

La modification de la rémunération de la part gaz supprime les conditions économiques défavorables d'un fonctionnement en été. L'arrêté modifié prévoit désormais que la rémunération des heures d'été soit égale au prix de règlement des écarts positifs, qui vaut généralement 80 % à 90 % du prix spot.

4. Analyse juridique de la modification par avenant de la rémunération des contrats existants

4.1. Possibilité de conclure un avenant relatif aux conditions tarifaires

Le premier alinéa de l'article 6 du projet d'arrêté prévoit l'application par avenant des nouvelles conditions tarifaires aux installations de cogénération dont le récépissé de dépôt de demande complète de contrat d'achat a été délivré avant la date de publication dudit arrêté.

4.1.1. Eligibilité des installations à la signature d'un tel avenant

La signature d'un tel avenant n'est possible que si le contrat d'obligation d'achat a été conclu, soit dans certains cas seulement.

Pour ce qui concerne les contrats qualifiés d'administratifs (2), conformément aux dispositions de l'article L. 314-7 du code de l'énergie, la conclusion du contrat n'intervient qu'à la date de signature du contrat.

Pour ce qui concerne les contrats qualifiés de droit privé (2), la question de la date de formation du contrat a fait l'objet d'un intense débat judiciaire. Il a pu être jugé (3) qu'à la date de dépôt de la demande de contrat d'achat, les parties sont d'accord sur la chose et le prix, le contrat d'obligation d'achat étant formé à cette date.

En conséquence, il n'est juridiquement pas possible de conclure un avenant dans le cas où seule une demande de contrat d'achat aurait été déposée au moment de l'entrée en vigueur de l'arrêté.

4.1.2. Possibilité de modifier les conditions tarifaires existantes

Un acte réglementaire ne peut pas modifier des contrats sauf (i) si ces contrats le prévoient expressément ou (ii) si des dispositions législatives le prévoient expressément, pour un motif d'intérêt général.

Les modèles de contrats d'achat du 31 juillet 2001 (cogénération et cogénération renouvelée), tels qu'approuvés par le ministre, ne prévoient aucune possibilité de modification, à l'exception des clauses d'indexation. Par ailleurs, ils reprennent in extenso l'intégralité des dispositions relatives aux conditions tarifaires dudit arrêté, à savoir les formules et le niveau absolu des tarifs.

Seules les dispositions de l'article L. 121-28 du code de l'énergie font référence à une possible modification du contrat d'achat : « les surcoûts résultant de la modification des dispositions contractuelles liées à la variation des prix des combustibles utilisés pour la production d'électricité par cogénération dans les contrats conclus en application de l'article L. 314-1 (...) font, de plein droit, l'objet d'une compensation dans les conditions prévues aux articles L. 121-6 à L. 121-20, après approbation du modèle d'avenant par l'autorité administrative ».

En conséquence, seule une modification contractuelle liée à la variation des prix des combustibles peut être appliquée aux contrats d'achat en vigueur.

4.2. Possibilité de conclure un contrat bénéficiant des nouvelles conditions tarifaires

4.2.1. Installations déjà mises en service et bénéficiant

déjà d'un contrat d'obligation d'achat

Le deuxième alinéa de l'article 6 du projet d'arrêté envisage la conclusion de « nouveaux contrats » pour (i) les installations respectant les conditions des décrets du 6 décembre 2000 et du 10 mai 2001 à la date du récépissé de dépôt de demande complète de contrat d'achat par le producteur et (ii) les installations de cogénération à haut rendement (4), soit celles dont l'économie d'énergie primaire est supérieure ou égale à 10 %.

Tel qu'il est rédigé, cet alinéa trouve à s'appliquer à des installations qui ont déjà été mises en service, dont l'efficacité énergétique est supérieure à 10 %, et qui bénéficient déjà d'un contrat d'achat en cours, ce qui est incompatible avec l'article L. 314-2 du code de l'énergie, lequel dispose que ces installations ne peuvent bénéficier qu'une seule fois d'un contrat d'obligation d'achat.

Il convient donc de supprimer le mot « nouveau » de la première phrase du deuxième alinéa de l'article 6 du projet d'arrêté.

4.2.2. Installations non encore mises en service à la date de publication de l'arrêté

ou déjà mises en service mais ne bénéficiant pas d'un contrat d'achat

Pour ces installations, le projet d'arrêté modifie le taux d'économie d'énergie primaire que doit atteindre une installation de cogénération pour bénéficier de l'obligation d'achat. En effet, seules les installations de cogénération à haut rendement entrent dans le champ d'application dudit projet d'arrêté, conformément aux dispositions de la directive 2012/27/UE du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique (laquelle doit être transposée au plus tard le 5 juin 2014).

Cependant, ces dispositions sont en contradiction avec celles de l'article 2 de l'arrêté du 3 juillet 2001 fixant les caractéristiques techniques des installations de cogénération pouvant bénéficier de l'obligation d'achat d'électricité, portant à 5 % la valeur minimale de l'économie relative d'énergie primaire pour considérer l'installation comme utilisant des techniques de cogénération et par conséquent bénéficier de l'obligation d'achat.

Ainsi, si le ministre souhaite porter à 10 % l'économie d'énergie primaire des installations de cogénération bénéficiant de l'obligation d'achat, il convient de modifier également les dispositions de l'article 2 de l'arrêté du 3 juillet 2001 précité.

4.3. Possibilité de « remboursement » des taxes pesant sur la consommation de gaz naturel

Enfin, les nouvelles conditions tarifaires prévoient que sera incluse dans le tarif d'achat une rémunération couvrant les taxes auxquelles sont assujetties les cogénérations (annexe 1, 4°), soit la TICGN et la taxe biométhane. Une telle disposition reviendrait à exonérer du paiement de ces taxes les installations de cogénération et présente un risque au regard des textes applicables en matière d'aide d'Etat. Une circulaire du 27 mars 2012 (5) précise explicitement que les installations de cogénération bénéficiant de l'obligation d'achat sous assujetties à la TICGN, à la différence de celles hors obligation d'achat.

Il convient aussi de remarquer à ce sujet que les installations de cogénération sont aussi assujetties au versement de la contribution au tarif spécial de solidarité (CTSS).

5. Références utilisées pour la rémunération de la part gaz

5.1. Rémunération de la molécule de gaz

La CRE est favorable à la proposition figurant dans le projet d'arrêté dans la mesure où celle-ci reflète le prix de marché de gros du gaz échangé un jour donné pour livraison le lendemain sur la bourse Powernext. En outre, la prise en compte de cette référence de prix est susceptible d'accroître la liquidité des PEG en favorisant le recours des fournisseurs à ces places de marchés comme instrument de couverture.

5.2. Rémunération des coûts d'acheminement du gaz

Le projet d'arrêté prend comme référence le coût d'acheminement d'une centrale à cycle combiné à gaz (CCCG) d'« une capacité de plus de 400 MW raccordée au réseau de transport de gaz et possédant un niveau de tarif régional (NTR) de 3,27, fonctionnant en continu 24 heures sur 24, disponible 95 % du temps et bénéficiant d'une sursouscription de 7,5 % ». Ces hypothèses conduisent à un coût unitaire d'acheminement de 2,41 €/ MWh d'électricité produit.

La CRE ne dispose pas d'éléments permettant d'expliquer la valeur retenue du NTR de 3,27 dans la logique de coûts évités pour une CCCG. Les NTR des CCCG actuellement raccordées au réseau de GRTgaz sont compris entre 0 et 2.

Le NTR moyen des CCCG installées sur le réseau de transport est de 0,4. Sous les mêmes hypothèses, l'utilisation de ce NTR conduit à un coût d'acheminement unitaire de l'électricité produite de 1,05 €/ MWh. Le coût d'acheminement retenu dans le projet d'arrêté n'est dès lors pas cohérent avec l'approche « cout d'un CCCG évité » qui a été retenue pour déterminer les autres paramètres.

5.3. Rémunération des coûts et des frais liés à l'approvisionnement en gaz sur le marché

Le projet d'arrêté prévoit que cette part de la rémunération est de 1 €/ MWh d'électricité produit. Dans le cadre d'un contrat de fourniture avec un expéditeur, cette part est destinée à couvrir les frais de transaction, les frais financiers, la marge du fournisseur ainsi que les charges liées à la prévisibilité de la consommation du client.

Les frais de transactions intègrent pour partie les écarts de prix entre l'offre et la demande (spread bid/ask) sur les marchés et les frais facturés par Powernext. Ces frais sont de l'ordre de 0,2 €/ MWh PCS en zone Nord et de 0,4 €/ MWh PCS en zone Sud.

En conséquence, en prenant en compte une marge pour le fournisseur, la valeur de 1 €/ MWh dans le projet d'arrêté semble adaptée pour la zone Sud mais plutôt élevée pour la zone Nord.

5.4. Plafonnement journalier de la rémunération de la part gaz

La CRE est favorable à l'introduction d'un plafond qui permet 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.

La CRE constate toutefois qu'une application du plafond tel que défini dans l'arrêté aux conditions observées pendant l'hiver 2012-2013 aurait conduit à ce que ce plafond ne soit jamais atteint. Pour cette période, la rémunération de la part gaz aurait été en moyenne de 16 % supérieure au prix de l'électricité, en retenant les hypothèses du projet d'arrêté.

6. Analyse des tarifs envisagés

L'analyse de la CRE se fonde sur l'article L. 314-7 du code de l'énergie, qui dispose que le niveau du tarif d'obligation d'achat « ne peut conduire à ce que la rémunération des capitaux immobilisés dans les installations bénéficiant de ces conditions d'achat excède une rémunération normale des capitaux, compte tenu des risques inhérents à ces activités et de la garantie dont bénéficient ces installations d'écouler l'intégralité de leur production à un tarif déterminé ».

6.1. Indexation

Le point 3° de l'article 5 du projet d'arrêté définit les modalités d'indexation des tarifs. Les indices utilisés sont : ICHTTS1, PPEI, TCH et PSDA.

La publication des indices du coût horaire du travail tous salaires ICHTTS1 et ICHTTS2 a été arrêtée en avril 2009 avec pour dernière valeur décembre 2008. Le 3 juillet 2009, l'INSEE a publié la série de remplacement « Indice du coût horaire du travail révisé tous salariés » (ICHTrev-TS). Un indice regroupant les industries mécaniques et électriques a été mis en place spécifiquement pour remplacer l'ICHTTS1 (ICHTrev-TS-IME).

Depuis le 2 avril 2009, la série « Ensemble de l'industrie (PPEI) (marché français) » a été remplacée par l'INSEE par la série « Ensemble de l'industrie — A10 BE — Marché français — Prix de départ usine » (FM0ABE0000). Un coefficient de raccordement entre les deux séries a été publié à cette date. Depuis le premier semestre 2013, cette série est calculée en

base 2010 (indice FM0ABE0000, série n° 001652106).

Les formules d'indexation du projet d'arrêté doivent être revues en utilisant les indices suivants publiés par l'INSEE : ICHTrev-TS-IME et FM0ABE0000, série n° 001652106.

6.2. Hypothèse retenue pour le rendement électrique équivalent

Le choix du rendement électrique équivalent détermine le niveau du partage de l'économie de gaz permise par la cogénération entre les clients chaleur et les clients électriques. Une hypothèse de rendement électrique équivalent élevé favorise les clients électriques, une hypothèse basse les clients chaleur.

Le rendement de 54 % choisis dans l'arrêté de 2001 est favorable à la chaleur. En effet, le rendement global d'une turbine à gaz est de 80 %, décomposé en un rendement électrique de 32 % et un rendement thermique de 48 % (6). Le rendement de 54 % (désormais 56 % pour les nouvelles installations) approche par les valeurs inférieures celui d'une centrale à cycle combiné à gaz (7).

6.3. Niveau de la prime fixe

La CRE rappelle que l'arrêté « rénovation », applicable aux installations de cogénération, a été pris le 14 décembre 2006. Cet arrêté prévoit la possibilité pour une installation de cogénération de bénéficier d'un nouveau contrat d'obligation d'achat sous réserve de consentir à des investissements de jouvence à hauteur d'au moins 350 €/kW installé. Les conditions tarifaires de ces contrats rénovés sont identiques à celles des contrats dont bénéficient les installations neuves.

La CRE estime que ce niveau de prime permet d'assurer une rentabilité satisfaisante de l'investissement pour une installation de cogénération neuve. Toutefois, dans le cas d'une simple rénovation, le niveau d'investissement permettant à une installation d'être éligible aux conditions tarifaires de l'arrêté « rénovation » est de 350 €/kW installé, montant très significativement inférieur à l'investissement nécessaire pour construire une installation neuve (8).

Dès lors, les installations rénovées qui auront consentis des investissements à hauteur du minimum requis bénéficieront d'un niveau de rentabilité très élevé. A cet égard, il est intéressant de rappeler que, dans un avenir proche, la quasi-totalité du parc sera composé d'installations rénovées (cf. la situation du parc de cogénération au 31 décembre 2012, présentée au paragraphe 2).

6.4. Niveau de la prime à l'efficacité énergétique

Le niveau de la prime à l'efficacité énergétique est déterminé directement par l'énergie primaire E_p définie à l'article 2 de l'arrêté du 3 juillet 2001. Concomitamment à la modification de l'arrêté tarifaire, l'arrêté technique va évoluer. Le projet d'arrêté prévoit une nouvelle formule de calcul pour E_p qui prend pour hypothèse les valeurs de référence du rendement pour la production séparée d'électricité et de chaleur définies par la décision d'exécution 2011/877/UE de la Commission européenne.

La DGEC estime, sur la base de l'analyse d'un échantillon de 250 installations, que ce changement de définition augmente l'efficacité énergétique moyenne de 1 %. Le changement de formule pour le calcul de la prime apparaît donc équilibré, cela d'autant plus qu'il favorise les installations les plus performantes.

6.5. Evaluation de la rentabilité des installations de cogénération

Afin de préparer et de mener à bien ses analyses technico-économiques, dans le cadre des missions d'audit et de contrôle qui lui sont confiées par le code de l'énergie, la CRE a lancé en 2013 un audit des coûts de production de certaines installations bénéficiant de l'obligation d'achat, portant en particulier sur onze installations de cogénération de moins de 12 MW.

Malgré un premier courrier le 6 mai 2013, assorti d'un délai de réponse d'un mois, et de nombreuses relances, dont un courrier formel, la CRE ne peut que déplorer, à la date de la présente délibération, l'état d'incomplétude des données transmises par les cinq installations ayant répondu à ce jour, état qui ne lui permet pas de réaliser l'évaluation des coûts de production indispensable à l'appréciation de la rentabilité de ces installations.

Par ailleurs, les analyses normatives de rentabilité moyenne, qui auraient pu être menées sur une ou plusieurs installations type, auraient présentées des faiblesses, en raison notamment de la sensibilité à de nombreuses variantes de fonctionnement applicables à ces installations (mode de fonctionnement, efficacité énergétique, ancienneté de l'installation, etc.), la combinaison desquelles pouvant modifier significativement les résultats obtenus.

En conséquence, la CRE n'a pas été en mesure d'apprécier quantitativement les éléments qui lui auraient permis d'établir le caractère éventuellement excessif de la rentabilité dont bénéficieront les cogénérateurs. Toutefois, d'un point de vue qualitatif, et au vu de l'ensemble des éléments présentés et analysés ci-avant aux paragraphes 5 et 6, le tarif proposé dans le projet d'arrêté présente des modalités de détermination de la prime fixe et de la prime à l'efficacité énergétique qui ne permettent pas à la CRE d'écarter l'existence d'une rentabilité excessive.

7. Impact de l'arrêté tarifaire sur l'évolution des charges de service public de l'électricité

7.1. Niveau des charges

7.1.1. Hypothèses retenues

Pour calculer les charges de service public induites par l'arrêté modifié, les hypothèses suivantes ont été retenues :

- l'ensemble du parc de cogénération ayant un contrat d'obligation d'achat actif en 2012 bénéficient des conditions tarifaires de l'arrêté modifié ;
- aucun nouveau contrat n'est signé pendant l'année (toutes les installations suivent les modalités de rémunération de l'annexe 1 et de l'annexe 2 et ont un « rendement de référence » de 54 %) ;
- les cogénérations sont situées pour 36 % d'entre elles en zone Sud/TIGF et, pour les 64 % autres, en zone Nord ;
- la production n'étant pas connue à un pas journalier, il n'est pas possible de calculer la moyenne mensuelle pondérée des indices PEG Nord et PEG Sud. Une moyenne simple a été retenue ;
- le prix de clôture moyen sur l'année 2012 de l'EUA pour le contrat décembre 2012 est de 7,5 €/t ;
- pour calculer la rémunération de la production « été », la moyenne du prix de règlement des écarts positifs sur la période allant du 1er avril 2012 au 31 octobre 2012 a été utilisée, soit 36,12 €/ MWh.

Synthèse des données d'obligation d'achat de l'année 2012 (assiette EDF et ELD)

Vous pouvez consulter le tableau dans le

JOn° 243 du 18/10/2013 texte numéro 118

7.1.2. Résultats

Rémunération de l'énergie électrique active fournie :

- rémunération proportionnelle : les modalités de détermination de cette part de la rémunération sont inchangées. Dans la base d'obligation, elle est incluse dans une rémunération globale appelée « rémunération variable ». La part proportionnelle a été calculée en retranchant la rémunération gaz à la rémunération variable totale. Sous cette hypothèse, le montant total versé au titre de la rémunération proportionnelle en 2012 est de 57,4 M€ ;
- rémunération fonction du prix du gaz : le plafonnement de la rémunération n'aurait trouvé à s'appliquer qu'une fois (le 8 février) au cours de l'année 2012. Par simplification, cet unique plafonnement n'a pas été pris en compte. Avec les hypothèses précisées supra, le coût total est de 357 M€.

Prime à l'efficacité énergétique : en l'absence de données techniques dans la base d'obligation d'achat, et du fait du plafonnement de cette partie de la rémunération, il n'a pas été possible à la CRE de calculer le nouveau montant de cette partie de la rémunération. Cependant, elle confirme les calculs effectués par la DGEC sur un échantillon d'installations (environ un tiers du parc réel de production) qui permettent d'affirmer que le changement de définition d'Ep conjugué à l'évolution des modalités n'a pas de conséquence sur le niveau de la rémunération globale. On retient donc un montant de 29,3 M€ au titre de cette prime.

Rémunération couvrant les taxes : le niveau de la contribution biométhane a été fixé à 0 € pour l'année 2012. Dans les années à venir, le montant de cette taxe est appelé à croître du fait du développement du parc de production biométhane. Ce « remboursement » a un coût total de 14,4 M€ pour l'année 2012.

Coût carbone : la compensation des émissions carbone aurait coûté 8,2 M€ en 2012.

Rémunération de la production « été » : le produit des kWh produits en « été » par le prix moyen de règlement des écarts positifs sur la période est de 1,7 M€. On peut supposer que dans le futur le volume de production « été » va croître, la rémunération proposée étant plus favorable que celle existant aujourd'hui.

Rémunération proportionnelle à la puissance garantie : les conditions de rémunération sont inchangées. Le montant retenu est 313 M€.

En sommant ces différents postes, et sous les différentes hypothèses exposées, le montant total versé aux installations de cogénération sous obligation d'achat au titre de l'année 2012 aurait été de 781,5 M€.

7.1.3. Conclusion

Les calculs présentés ci-avant montrent que l'application du nouvel arrêté tarifaire sur l'année 2012 aurait donné lieu à une diminution des charges de service public.

Toutefois, le montant global des charges varie très sensiblement en fonction du niveau de rémunération variable, elle-même fortement dépendante de la référence choisie pour le prix du gaz (celle-ci représentant 45 % du montant total des charges). Il convient dès lors d'être très prudent car le STS était à un niveau particulièrement élevé en 2012. La formule d'indexation a été modifiée depuis, ce qui a conduit à une baisse significative de ce tarif. Ce que montrent les calculs pour 2012, avec un spread « STS/prix marché » élevé, ne peut donc être totalement extrapolé pour les charges futures, avec un spread « STS/prix marché » réduit, impliquant un impact négatif de l'arrêté en terme de CSPE.

Par ailleurs, de nouveaux postes de coûts sont introduits :

- la rémunération des émissions de CO₂ ;
- une compensation à l'euro/l'euro des taxes pesant sur les cogénérateurs ;
- une meilleure rémunération des heures « été », qui pourrait inciter les cogénérateurs à produire plus pendant cette période de l'année.

Pour ces raisons, la CRE demeure réservée sur l'intérêt économique en termes de charges de service public des ajustements proposés.

7.2. Intérêts pour la CSPE du mode « jours ouvrés »

Le coût pour la collectivité du soutien à la cogénération est d'autant plus élevé que les prix de marché de l'électricité sont faibles. Tout mécanisme qui incite les cogénérations à ne pas produire pendant les périodes pendant lesquelles il n'y a aucune contrainte sur l'offre, voire une surcapacité d'offre (le soir, le week-end et les jours fériés), et donc un prix de marché bas, est bénéfique à la CSPE. Par ailleurs, la rémunération variable étant censée couvrir à l'euro/l'euro les coûts variables des cogénérateurs, une diminution du nombre d'heures de production est sans conséquence sur la rentabilité des installations.

Le plafonnement de la rémunération relatif à la hausse du prix du gaz pourrait à ce titre être utilement complété par un plafonnement relatif à la baisse des prix de l'électricité. Le délai très court laissé à la CRE pour rendre son avis ne lui a toutefois pas permis d'objectiver quantitativement ce mécanisme (prix de l'électricité à retenir, formule de rémunération, etc.).

8. Avis

La CRE souligne en premier lieu les délais contraints dont elle a disposé pour réaliser l'analyse du présent arrêté tarifaire. L'analyse juridique révèle que le projet d'arrêté modificatif ne trouve à s'appliquer dans son intégralité qu'aux installations mises en service pour la première fois. Pour ce qui concerne les installations bénéficiant déjà de l'obligation d'achat, seule une modification portant la rémunération des combustibles utilisés comme intrants est envisageable.

La CRE n'a pas pu mener une analyse économique complète de la rentabilité induite par l'arrêté tarifaire du fait de l'incomplétude des données qui lui ont été transmises dans la cadre de l'audit des installations sous obligation d'achat lancé à la fin du printemps. Toutefois, d'un point de vue qualitatif, et au vu de l'ensemble des éléments analysés, le tarif proposé

dans le projet d'arrêté présente des modalités de détermination de la prime fixe et de la prime à l'efficacité énergétique qui ne permettent pas à la CRE d'écarter l'existence d'une rentabilité excessive.

Pour ce qui concerne les charges de service public, les modifications apportées sont bénéfiques pour autant que l'écart entre le STS et le prix de marché demeure élevé.

Fait à Paris, le 12 septembre 2013.

Pour la Commission de régulation de l'énergie :

Le président,
P. de Ladoucette

(1) Fonction de la puissance électrique garantie et de la tension de raccordement. (2) Conformément aux dispositions de l'article L. 314-7 du code de l'énergie et de la jurisprudence relative à l'interprétation des dispositions du III de l'article 88 de la loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 dite « Grenelle II », ces contrats d'obligation d'achat peuvent être qualifiés comme suit : (i) pour les contrats conclus avant le 14 juillet 2010, si ces contrats faisaient l'objet d'un contentieux pendant à cette date, ces contrats restent de droit privé (CE, 21 mars 2012, société EDF, n° 349 415) ; (ii) pour les contrats conclus avant le 14 juillet 2010, si ces contrats ne faisaient pas l'objet d'un contentieux pendant à cette date, ces contrats sont devenus administratifs par l'effet de la loi ; (iii) pour les contrats conclus à partir du 14 juillet 2010, ces contrats sont administratifs par détermination de la loi. (3) Cette interprétation a été retenue par le tribunal de commerce de Paris le 9 novembre 2012, dans une affaire opposant la société Iberdrola à la société EDF. Voir aussi, tribunal de commerce de Paris, Green Yellow contre EDF, 29 juin 2012. (4) Article 14 (11) de la directive 2012/27/UE du 25 octobre 2012 : « Les Etats membres veillent à ce que tout soutien disponible en faveur de la cogénération soit subordonné à la condition que l'électricité produite soit issue de la cogénération à haut rendement et que la chaleur fatale soit réellement valorisée pour réaliser des économies d'énergie primaire. Les aides publiques en faveur de la cogénération, de la production et des réseaux de chaleur sont soumises aux règles régissant les aides d'Etat, le cas échéant. » (5) Circulaire du 27 mars 2012 du ministre du budget, des comptes publics et la réforme de l'Etat, sur la taxe intérieure de consommation sur le gaz naturel (TICGN), NOR : BCRD1209070C. Cf. points 93 et 94. (6) Cf. page 102 du rapport cité supra. (7) TIGF retient une hypothèse de rendement de 50 % à 55 % pour les CCCG ; EON de 57 % ; Gas in focus — Observatoire du gaz de 58 % à 61 %. (8) L'investissement dans une cogénération neuve est de l'ordre de 700 €/kW, cf. page 26 du rapport sur l'analyse du potentiel national pour l'application de la cogénération à haut rendement, publié à fin 2010 par I Care Environnement, en réponse à une commande de l'Etat.