



DELIBERATION N° 2019-010

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 janvier 2019 portant avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal du biogaz issu d'installations de stockage de déchets non dangereux

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE, Hélène GASSIN, Jean-Laurent LASTELLE et Jean-Pierre SOTURA, commissaires.

1. SAISINE, CADRE JURIDIQUE ET COMPETENCE DE LA CRE

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été saisie par le ministre de la transition écologique et solidaire le 23 novembre 2018 d'un projet d'arrêté fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal du biogaz issu d'installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND) implantées sur le territoire métropolitain continental.

Ce projet d'arrêté, pris en application des articles L. 314-4 et L. 314-20 du code de l'énergie, a d'ores et déjà fait l'objet, dans une première version, d'un avis¹ de la CRE en date du 18 février 2016.

Néanmoins, à la suite des modifications apportées par la Commission européenne dans le cadre de l'examen de la compatibilité du projet avec les lignes directrices sur les aides d'État dans le domaine de l'énergie et de l'environnement², le ministre chargé de l'énergie a décidé de solliciter à nouveau l'avis de la CRE.

2. CONTENU DU PROJET D'ARRETE

2.1 Installations éligibles

Le projet d'arrêté objet du présent avis établit les nouvelles conditions tarifaires applicables aux ISDND équipées d'une installation de production d'électricité. Il prévoit la possibilité pour les exploitants d'ISDND de signer un contrat de complément de rémunération ou d'obligation d'achat en fonction de la puissance de l'installation, à des tarifs différenciés selon que l'installation est neuve ou qu'elle a déjà bénéficié d'un mécanisme de soutien.

Cette seconde catégorie d'installations est éligible en application des articles L. 314-2, L. 314-19, D. 314-16, D. 314-24 et D. 314-25 du code de l'énergie qui prévoient spécifiquement que les producteurs dont le contrat d'achat (ou de complément de rémunération) est arrivé à échéance peuvent bénéficier d'un nouveau contrat d'achat d'électricité pour les installations de production d'électricité utilisant à titre principal le biogaz issu d'ISDND.

Le code de l'énergie précise en outre que cette dérogation est prévue pour les installations « *qui sont amorties, tant que le niveau des coûts d'exploitation d'une installation performante représentative de la filière reste supérieur au niveau de l'ensemble de ses recettes, y compris les aides financières et fiscales auxquelles celle-ci est éligible* » (articles L. 314-2 et L. 314-19 du code de l'énergie).

¹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 18 février 2016 portant avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal du biogaz issu d'installations de stockage de déchets non dangereux

² Lignes directrices du 28 juin 2014

2.2 Conditions de rémunération

2.2.1 Cas général

Complément de rémunération

Les installations de puissance supérieure ou égale à 500 kilowatts électriques (« kW ») bénéficient du complément de rémunération en application des dispositions des articles L. 314-18 à L. 314-27 et D. 314-23, D. 314-24 et D. 314-25 du code de l'énergie. Le complément de rémunération (CR) est défini ci-dessous.

$$CR = E_{elec} \times (T_e - M_0 + P_{gestion}) - Nb_{capa} \times Pref_{capa}$$

Formule dans laquelle :

- E_{elec} est l'électricité livrée sur le réseau pendant les heures où le prix est positif ou nul sur la bourse EPEX Spot SE pour la zone France.
- T_e est le tarif de référence tel que défini au paragraphe 2.3 ci-après.
- M_0 est le prix de marché de référence, il est égal à la moyenne arithmétique sur l'année civile des prix spots horaires positifs ou nuls pour livraison le lendemain constatés sur la bourse de l'électricité EPEX Spot SE pour la zone France.
- $P_{gestion}$ est la prime unitaire de gestion. Elle est égale à 2 €/MWh sur l'ensemble de la durée de vie du contrat.
- Nb_{capa} est le nombre normatif de garanties de capacité, défini comme 80 % de la puissance maximale de l'installation.
- $Pref_{capa}$ est le prix de marché de la capacité, exprimé en €/MW et défini comme la moyenne arithmétique des prix observés lors des sessions d'enchères organisées pendant l'année civile précédent l'année de livraison.

Obligation d'achat

Les installations de puissance strictement inférieure à 500 kW bénéficient de l'obligation d'achat en application des articles L. 314-1 à L. 314-13, D. 314-15 et D. 314-16 du code de l'énergie. Le niveau du tarif applicable à ces installations est défini au paragraphe 2.3.

2.2.2 Prime pour les heures de prix négatifs

Pendant les heures de prix négatifs, une installation bénéficiant d'un contrat de complément de rémunération n'est pas rémunérée. Toutefois, au-delà de 70 heures de prix négatifs, une installation n'ayant pas injecté d'électricité sur le réseau pendant ces heures reçoit la prime définie ci-dessous.

$$Prime_{prix\ négatifs} = P_{max} \times T \times n_{prix\ négatifs}$$

Formule dans laquelle :

- P_{max} est la puissance de l'installation.
- T est le tarif de référence défini au paragraphe 2.2.1.
- $n_{prix\ négatifs}$ est le nombre d'heures, au-dessus de 70 heures, pour lesquelles les prix spots ont été strictement négatifs et pendant lesquelles l'installation n'a pas injecté d'électricité sur le réseau.

2.2.3 Acheteur de dernier recours

Si un producteur bénéficiant d'un contrat de complément de rémunération est dans l'impossibilité de contractualiser avec un agrégateur ou en cas de défaillance de celui-ci, il peut bénéficier temporairement d'un contrat d'achat de l'électricité qu'il produit avec l'acheteur de dernier recours désigné par le ministre en charge de l'énergie en application de l'article L. 314-26 du code de l'énergie. Le cas échéant, le producteur perçoit une rémunération de l'électricité livrée sur le réseau à un tarif égal à 80 % du tarif défini au paragraphe 2.3.

2.3 Tarif de référence

Le tarif proposé, applicable sur 15 ans, concerne :

- les installations nouvelles ;
- les installations ayant déjà bénéficié d'un contrat d'achat ou de complément de rémunération en application des articles L. 314-2 ou L. 314-19 du code de l'énergie.

Sont considérées comme nouvelles des installations dont le ou les casiers³ dont est issu le biogaz n'ont jamais été utilisés pour produire de l'électricité dans le cadre d'un contrat d'achat ou de complément de rémunération.

Le tarif est établi à la date de l'envoi par le producteur au co-contractant⁴ d'une demande complète de contrat d'achat ou de complément de rémunération. Il est défini par le tableau suivant :

	Puissance électrique maximale de l'installation	Tarif de base
Installations nouvelles	P ≤ 500 kW	139,6 €/MWh
	P ≥ 1200 kW	96,5 €/MWh
Installations ayant déjà bénéficié d'un mécanisme de soutien	P ≤ 500 kW	104,2 €/MWh
	P ≥ 1200 kW	76,5 €/MWh

Les valeurs intermédiaires sont définies par interpolation linéaire.

Le tarif applicable pour un nouveau contrat baisse de 0,5 % tous les trimestres. Une fois le contrat signé, le tarif est indexé afin de tenir compte de l'évolution du coût du travail et des prix de production de l'industrie. L'indexation est différente pour les installations nouvelles et les installations ayant déjà bénéficié d'un mécanisme de soutien.

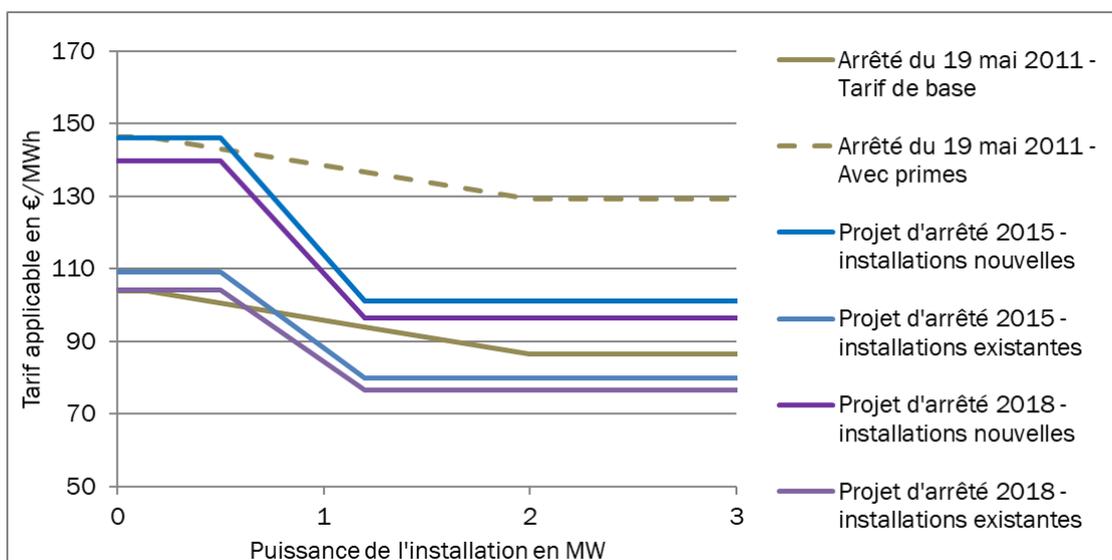
2.4 Evolution par rapport aux précédents tarifs

L'arrêté du 19 mai 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz ayant été abrogé le 15 décembre 2016, aucun soutien n'est actuellement en vigueur pour les installations éligibles au présent projet d'arrêté tarifaire.

La prime à l'efficacité énergétique, prévue par l'ancien arrêté de 2011, ne figure pas dans le présent projet d'arrêté.

Par ailleurs, les tarifs proposés dans le projet d'arrêté correspondent à ceux envisagés dans le précédent projet d'arrêté en leur appliquant le coefficient de dégressivité de 0,5 % par trimestre pendant deux ans et demi.

Le graphique ci-après reprend les différents tarifs de soutien prévus par les dispositifs évoqués ci-dessus.



Tarifs applicables en fonction de la puissance de l'installation et de la catégorie d'installation

En outre, contrairement au précédent projet d'arrêté, celui objet du présent avis conditionne l'octroi d'un soutien à une installation existante à la réalisation d'un programme d'investissement minimal (voir section 3.2).

Enfin, les échanges avec la Commission européenne, qui se sont achevés le 20 juillet 2018, ont conduit à limiter en volume et dans le temps le dispositif de soutien aux ISDND nouvelles : le soutien est ouvert au maximum à 60 MW de nouvelles installations et le contrat ne peut être conclu après le 31 décembre 2020.

La CRE estime que les charges de service public générées par ce guichet ouvert pour 60 MW de nouvelles installations s'élèveraient à 280 M€ répartis sur l'ensemble du dispositif (entre 2019 et 2035 au plus tard).

³ Le casier est défini à l'article 1^{er} de l'arrêté du 15 février 2016 relatif aux installations de stockage de déchets non dangereux. Un casier est une subdivision de zone à exploiter assurant l'indépendance hydraulique, délimitée par des flancs et un fond.

⁴ Le co-contractant est soit l'acheteur obligé dans le cas d'installations de puissance strictement inférieure à 500 kW soit EDF dans les autres cas.



3. ANALYSE DE RENTABILITE

3.1 Installations nouvelles

3.1.1 Cadre juridique et rentabilité de référence

L'article L. 314-20 du code de l'énergie dispose que « le niveau de ce complément de rémunération ne peut conduire à ce que la rémunération totale des capitaux immobilisés, résultant du cumul de toutes les recettes de l'installation et des aides financières ou fiscales, excède une rémunération raisonnable des capitaux, compte tenu des risques inhérents à ces activités ».

L'article L. 314-4 du code de l'énergie dispose que « les conditions d'achat ne peuvent conduire à ce que la rémunération totale des capitaux immobilisés, résultant du cumul de toutes les recettes de l'installation et des aides financières ou fiscales octroyées au titre de celle-ci, excède une rémunération raisonnable des capitaux, compte tenu des risques inhérents à son exploitation. »

Afin de vérifier la conformité du présent projet d'arrêté avec les dispositions précitées, la CRE a procédé, au travers de la modélisation de plans d'affaires d'installations qui bénéficieraient du tarif envisagé, à l'évaluation de leur taux de rentabilité interne avant impôts (TRI projet). Celui-ci est comparé à un « taux de rémunération de référence » correspondant à l'intervalle entre 7 et 8 % avant impôts.

3.1.2 Actualisation des données utilisées dans l'avis rendu par la CRE en 2016

À deux reprises, en janvier 2014 et mars 2015, la CRE a demandé aux producteurs de la filière ISDND bénéficiant d'un soutien public de fournir le détail des coûts d'investissement et d'exploitation supportés, ainsi que tout document permettant de reconstituer le coût de l'électricité produite.

L'incomplétude des éléments transmis par les professionnels sollicités n'a pas permis à la CRE de fonder son analyse de rentabilité incluse dans sa délibération de février 2016 sur des coûts objectifs. Celle-ci avait donc été effectuée sur la base de données déclaratives transmises par la profession au ministère dans le cadre de l'élaboration du projet d'arrêté de 2015 mais qui n'ont pas pu être vérifiées.

A défaut d'avoir reçu de nouvelles informations des producteurs au cours des deux dernières années, la CRE est contrainte de recourir à ces mêmes données, actualisées avec l'inflation observée depuis 2015, pour établir le présent avis.

Dès lors, les hypothèses du calcul de rentabilité explicitées ci-après ont vocation à traduire les conditions technico-économiques de fonctionnement des installations telles qu'elles sont appréhendées par la profession, et auxquelles s'appliquent les réserves énoncées précédemment.

À compter de l'année 2019, la puissance publique disposera d'informations supplémentaires qui seront recueillies dans le cadre de l'exercice annuel de déclaration des coûts et recettes des installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et de cogénération, encadré par le code de l'énergie. Les modalités de cette déclaration au travers d'une plateforme informatique ont été présentées dans la délibération de la CRE du 9 novembre 2017⁵ et ont été approuvées par le ministre de la transition écologique et solidaire en décembre 2017.

3.1.3 Hypothèses technico-économiques

Prise en compte de la valorisation de la chaleur résiduelle par cogénération

Le groupe turbo-alternateur d'une ISDND produit de la chaleur résiduelle susceptible d'être valorisée dès lors qu'elle permet de satisfaire, en parallèle, un besoin de chauffage industriel ou résidentiel, et ce moyennant la réalisation d'investissements. Ces derniers ont toutefois vocation à être soutenus par d'autres dispositifs que les tarifs d'achat ou de complément de rémunération, tels que les différents fonds gérés par l'ADEME.

En conséquence, la CRE exclut la valorisation de la chaleur résiduelle du périmètre de l'analyse de rentabilité, ce qui se traduit par :

- le retraitement de l'assiette d'investissements initiale des coûts liés à la mise en œuvre de cette valorisation – les données déclarées au ministère ont été retraitées en ce sens par les producteurs ;
- la non-prise en compte des recettes correspondantes.

Coûts d'investissement

Les coûts d'investissement du scénario de référence correspondent à la moyenne des coûts déclarés par la profession en 2015 sur les gammes de puissance considérées. Après les avoir actualisés, ces coûts sont respectivement

⁵ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 novembre 2017 portant proposition des conditions et format de déclaration des coûts et recettes des installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et de cogénération en application des articles R. 314-14 et R. 311-27-6 du code de l'énergie.

de l'ordre de 2 400, 1 850, 1 650, 1 450 et 1 250 €/kW pour des installations nouvelles de 500 kW, 1, 1,2, 1,5 et 2,5 MW.

Aucune subvention n'a été déclarée par la profession et n'a donc été intégrée dans le périmètre de l'analyse de rentabilité.

Coûts d'exploitation

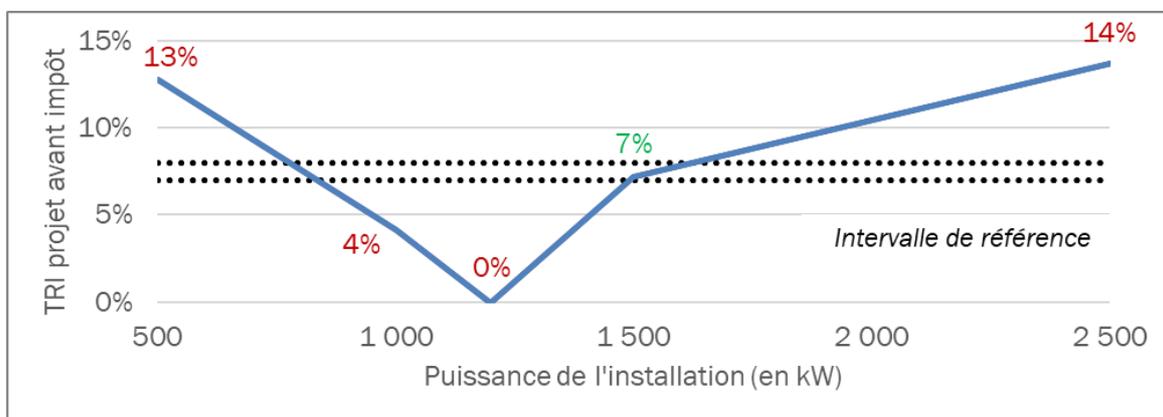
Les coûts d'exploitation retenus correspondent aux coûts déclarés par la profession en 2015. Après les avoir actualisés, ils sont de l'ordre de 480 €/kW pour les installations de 500 kW et 1 MW et respectivement de 460, 410 et 380 €/kW pour les installations de 1,2, 1,5 et 2,5 MW. Ils incluent en particulier des coûts de gros entretien renouvellement.

Productible

Une ISDND produit de l'électricité de manière continue tout au long de l'année en fonction de la quantité de gaz issue de l'unité amont. L'analyse de rentabilité prend en compte une production électrique de 6 000 heures de fonctionnement en équivalent pleine puissance, valeur fréquemment observée sur le parc des ISDND sous obligation d'achat.

3.1.4 Des rentabilités variées en fonction de la puissance des installations

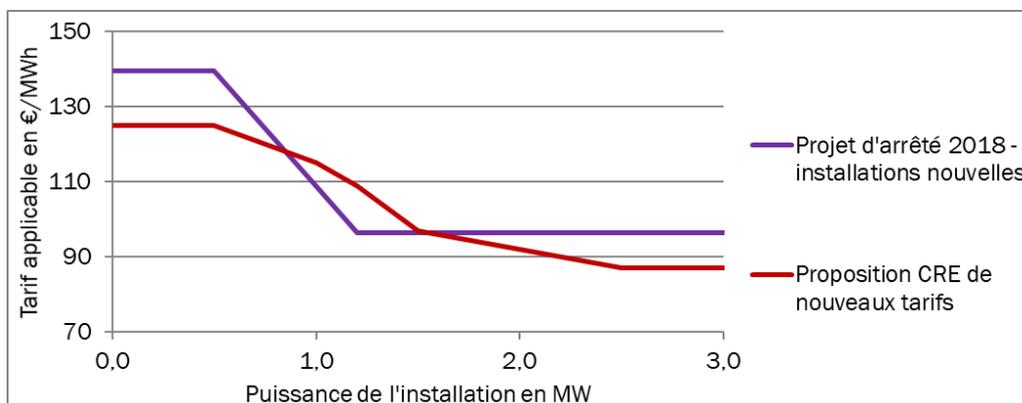
Le graphique suivant présente les rentabilités associées aux tarifs envisagés pour des ISDND nouvelles avec les hypothèses détaillées au paragraphe 3.2, représentatives des conditions économiques déclarées par la profession.



Rentabilités des installations existantes avec les tarifs prévus par le projet d'arrêté

Si la rentabilité observée pour les installations de 1 500 kW semble normale, les autres rentabilités estimées peuvent être qualifiées de faibles pour les installations de 1 000 et de 1200 kW, et d'excessives pour les installations de 500 et 2 500 kW.

Le graphique ci-dessous compare les niveaux de tarif prévus par le projet d'arrêté avec des tarifs permettant, sur la base des informations déclaratives fournies par la profession, d'atteindre des rentabilités incluses dans l'intervalle de référence avec un contrat d'une durée de 15 ans.



Tarifs prévus par le projet d'arrêté et proposés par la CRE afin d'obtenir des rentabilités normales



Ces tarifs sont détaillés dans le tableau suivant :

Puissance (MW)	0,5	1,0	1,2	1,5	2,5
Projet d'arrêté 2018 – installations nouvelles	139,6	108,8	96,5	96,5	96,5
Proposition CRE de nouveaux tarifs (contrat de 15 ans)	125	115	109	97	87

3.2 Installations existantes

3.2.1 Sur la pertinence de la définition d'un montant d'investissement minimal

Le projet d'arrêté prévoit que les installations dont le contrat d'achat est arrivé à échéance peuvent bénéficier d'un nouveau contrat, soit d'obligation d'achat pour les installations de puissance inférieure à 500 kW, soit de complément de rémunération pour les autres.

Dans son avis du 18 février 2016, la CRE rappelait qu'il « *pourrait s'avérer économiquement pertinent de maintenir un soutien aux installations même amorties pour lesquelles la vente de leur production sur les marchés ne serait pas rentable en raison de coûts d'exploitation supérieurs à leurs recettes, plutôt que de soutenir le développement de nouvelles* », que « *pour permettre le maintien en exploitation de ces installations, le niveau de tarif doit couvrir les coûts d'exploitation et les provisions pour la réalisation des opérations de gros entretien renouvellement* », mais que « *le versement d'un tarif intégrant ces provisions sans engagement de la part de l'exploitant que celles-ci seront utilisées le moment venu et que la centrale sera maintenue en exploitation représente un effet d'aubaine important et pourrait obérer l'atteinte de cet objectif* ». En conséquence, la CRE recommandait « *que le bénéfice d'un tel tarif pour une installation amortie soit conditionné à l'engagement du producteur à exploiter la centrale sur la durée du contrat* ».

Le ministre chargé de l'énergie a retenu une autre voie, en conditionnant l'octroi du soutien à la réalisation d'un investissement minimal défini comme suit :

Puissance électrique maximale de l'installation	Valeur minimale du cumul des investissements
$P \leq 500$ kW	1 490 euros par kilowatt électrique installé
$P \geq 1200$ kW	800 euros par kilowatt électrique installé

La CRE note que ces montants – qui sont compris entre 50 et 65 % du montant d'investissement dans une installation neuve – représentent approximativement les coûts de deux postes d'une ISDND qui doivent fréquemment être rénovés afin d'assurer son maintien en exploitation :

- Les coûts de remplacement de la turbine ou du moteur ;
- Les coûts de remplacement des équipements permettant le pré-traitement du biogaz (filtration du siloxane et du sulfure d'hydrogène).

Si la définition d'un montant d'investissement minimal dont la réalisation sera contrôlée en tant que condition d'octroi du soutien permet de répondre aux préoccupations exprimées par la CRE, elle crée néanmoins un effet de seuil incitant les producteurs à effectuer des investissements de rénovation potentiellement inutiles, d'autant que le montant envisagé dans le projet d'arrêté est surcalé pour certaines gammes de puissance par rapport au coût des éléments qui doivent le plus fréquemment faire l'objet d'un réinvestissement.

Afin d'éviter un tel phénomène, la CRE recommande de définir les niveaux de tarif en fonction du montant des investissements de rénovation effectivement réalisés sur l'installation, dans la limite d'un montant maximum.

Le tarif de référence applicable à ces installations serait alors calculé par interpolation linéaire entre deux valeurs minimale et maximale.

Dans les paragraphes suivants, la CRE analyse la rentabilité induite par le tarif envisagé dans le projet d'arrêté et propose ensuite un tarif construit selon les principes indiqués ci-dessus.

3.2.2 Le tarif proposé engendre des rentabilités trop faibles

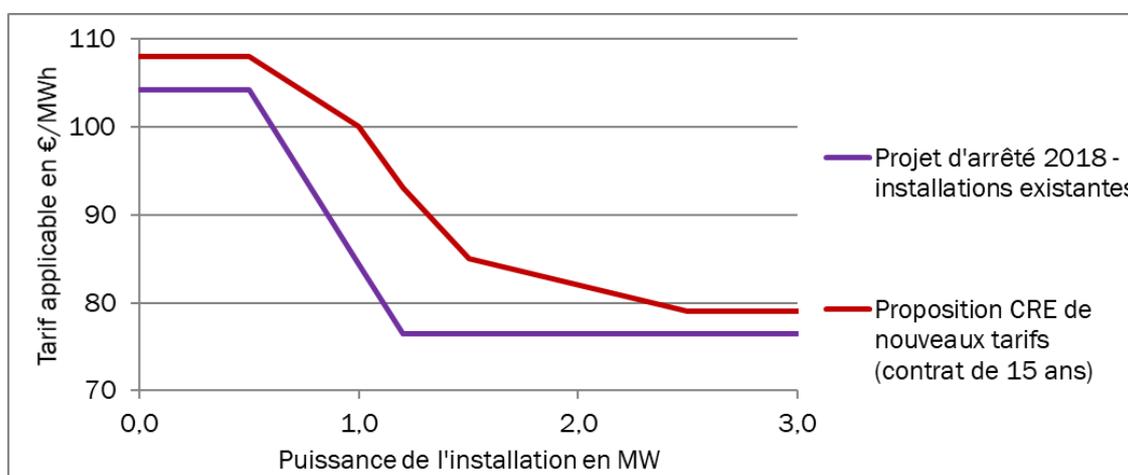
Les hypothèses technico-économiques prises en compte pour l'analyse de rentabilité des installations existantes sont identiques à celles précisées au paragraphe 3.1.2 à l'exception des coûts d'investissements, qui correspondent aux minima définis dans le projet d'arrêté.

La CRE n'ayant pas connaissance de coûts de gros entretien renouvellement (GER) spécifiques à l'exploitation d'une ISDND après 15 ans, elle a retenu ici les provisions pour GER déclarés pour les installations existantes. L'existence avérée de coûts spécifiques pourraient justifier de les prendre en compte.

Ainsi, avec les modalités prévues par le projet d'arrêté, et sur la base des autres informations déclaratives de coûts fournies par la profession, la CRE estime que seules les installations de 500 et 2 500 kW présentent des rentabilités acceptables (environ 5 %). Les rentabilités calculées pour les installations de puissances moyennes (1 000 – 1 500 kW) sont très faibles voire négatives.

Avec les coûts d'investissements minimaux prévus par le projet d'arrêté, la CRE estime que les tarifs doivent être revus à la hausse selon les valeurs suivantes représentées sur le graphique ci-dessous.

Puissance (MW)	0,5	1,0	1,2	1,5	2,5
Projet d'arrêté 2018 – installations existantes	104,2	84,4	76,5	76,5	76,5
Proposition CRE de nouveaux tarifs (contrat de 15 ans)	108	100	93	85	79



La CRE rappelle que cette proposition de recalage à la hausse du tarif résulte d'une étude basée sur des données déclaratives transmises au ministère en 2015, dont la vérification nécessiterait une analyse détaillée des conditions économiques de fonctionnement des ISDND ayant déjà bénéficié d'un soutien public.

3.2.3 Un tarif en fonction du montant effectif d'investissement permet d'éviter des investissements inutiles

La CRE a évalué pour les différentes gammes de puissance les tarifs qui permettraient, toujours au vu des informations de coûts dont elle dispose, d'atteindre une rentabilité normale pour un faible investissement (100 €/kWe) et pour un investissement correspondant au minimum envisagé dans le projet d'arrêté (résultat de la partie précédente).

Puissance des installations	0,5 MW	1 MW	1,2 MW	1,5 MW	1,5 MW
Tarif minimum (€/MWh)	84	83	81	73	67
Fourchette basse d'investissement (€/kWe)	100	100	100	100	100
Tarif maximum (€/MWh)	108	100	93	85	79
Fourchette haute d'investissement (€/kWe)	1 490	997	800	800	800

Si le montant d'investissement est inférieur à 100 €/kWe, le projet n'est pas éligible au soutien.

Si le montant d'investissement est compris entre 100 €/kWe et le niveau maximal fixé pour chaque puissance, le tarif est construit par interpolation linéaire entre les tarifs applicables à ces montants pivots d'investissement.

Si le montant d'investissement excède le niveau maximal d'investissement fixé à cette puissance, le tarif est celui calculé pour un projet réalisant cet investissement maximal.

4. AUTRES OBSERVATIONS DE LA CRE

4.1 Limitation du productible bénéficiant du tarif

Afin d'éviter que les producteurs dont les installations produiraient plus de 6 000 heures en équivalent pleine puissance en moyenne par an ne bénéficient d'une rentabilité excessive, l'article 9 du projet d'arrêté prévoit que le contrat – qu'il soit d'obligation d'achat ou de complément de rémunération – prenne fin dès l'atteinte de 90 000 heures de production.

Dans ces conditions, les producteurs dont les contrats arriveraient à échéance avant les quinze années prévues auront touché l'ensemble des revenus autorisés par ces contrats à plus brève échéance – ce qui impacte favorablement la rentabilité – et pourraient poursuivre leur production en tirant des bénéfices soit de la vente sur le marché, si le niveau de ce dernier permet de couvrir les charges d'exploitation de l'installation, soit d'un second contrat dans le cadre du présent arrêté.

Afin d'éviter cette situation dont certains producteurs pourraient tirer profit, la CRE recommande de plafonner le versement du tarif plein chaque année à 6 000 heures de fonctionnement en équivalent pleine puissance, et de verser 10 €/MWh au-delà, pour les installations disposant d'un tarif d'achat.

4.2 Prime de gestion

La prime de gestion a vocation à compenser aux producteurs les coûts qu'ils supportent pour la valorisation de la production et de la capacité de leur installation, lesquels correspondent notamment aux frais d'accès aux marchés (frais de « *trading* »), aux frais de certification de la capacité et au coût d'équilibrage. Dans la plupart des cas, les producteurs bénéficiant d'un complément de rémunération peuvent déléguer à un agrégateur cette responsabilité de commercialisation de l'électricité sur le marché et d'équilibrage du périmètre.

La CRE considère que la prime de gestion ne doit pas excéder le niveau strictement nécessaire à la couverture des coûts d'un opérateur efficace. Elle a à ce titre déjà recommandé dans sa délibération du 18 février 2016, en se fondant notamment sur plusieurs estimations des coûts d'équilibrage, que la prime de gestion ne dépasse pas 1 €/MWh.

Dans la mesure où cette valeur a en outre été retenue pour d'autres filières commandables comme la cogénération gaz, la CRE recommande de ne pas s'en écarter dans cet arrêté.

4.3 Contrat d'achat et transmission d'information à l'acheteur obligé

Les coûts des écarts des périmètres d'équilibre dédiés à l'obligation d'achat font partie intégrante des charges de service public de l'énergie au titre des frais de gestion.

Afin de minimiser les coûts des écarts relatifs à ces périmètres *in fine* supportés par le budget de l'État, la CRE réitère sa demande que les producteurs bénéficiant de nouveaux contrats d'achat aient une obligation d'information minimale à l'égard de leur acheteur obligé lui permettant d'améliorer la qualité de ses prévisions.

Le producteur devrait notamment être tenu d'informer l'acheteur obligé, dans les meilleurs délais, de toute indisponibilité fortuite ou programmée de l'installation d'une durée prévisionnelle ou constatée supérieure à 48 h. Pour les installations les plus puissantes, le producteur devrait adresser à l'acheteur obligé un programme prévisionnel de production. En cas de manquement à ces obligations, le contrat devrait prévoir une pénalité.

La CRE recommande qu'une telle obligation soit explicitement prévue dans l'arrêté.

AVIS DE LA CRE

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été saisie pour avis sur un projet d'arrêté tarifaire fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal du biogaz issu d'installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND).

Ce mécanisme de soutien reprend les principales modalités d'un précédent projet d'arrêté sur lequel la CRE avait rendu un avis en février 2016 et pour lequel les échanges avec la Commission européenne se sont achevés en juillet 2018.

S'agissant des rentabilités induites par les niveaux tarifaires envisagés dans le projet d'arrêté

Sur la base des seuls éléments dont elle dispose, à savoir des données déclaratives transmises par la profession au ministère en 2015, la CRE a évalué le niveau de rémunération que les dispositions tarifaires du projet d'arrêté permettent d'obtenir pour (i) des installations nouvelles et (ii) des installations existantes éligibles à un second contrat.

1. S'agissant des installations nouvelles, la CRE considère que les rentabilités obtenues sont très variables en fonction de la puissance des installations et sont insuffisantes pour les installations de puissance moyenne et excessives pour les installations de petites et grandes puissances.
2. S'agissant des installations existantes, la CRE estime que les rentabilités calculées à partir des tarifs proposés et des seuils minimaux d'investissements prévus par l'arrêté sont trop faibles.

Par ailleurs, le niveau de 2 €/MWh proposé par le projet d'arrêté tarifaire pour la prime de gestion excède le niveau nécessaire à la couverture des coûts d'un opérateur efficace.

Conclusions

La CRE se félicite de la mise en place d'un mécanisme de soutien à la production d'énergie renouvelable à partir d'installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND).

Cependant, à défaut de pouvoir recourir à des appels d'offres, le soutien sera octroyé sous la forme d'un guichet ouvert qui ne permettra ni de pallier au manque d'informations relatives aux coûts de la filière dont disposent les pouvoirs publics, ni d'octroyer un soutien adapté à chaque installation de cette filière présentant une forte hétérogénéité.

Sur le fondement des éléments qui précèdent, la CRE émet un avis réservé au projet d'arrêté tarifaire et demande la prise en compte des recommandations suivantes qui, sans résoudre le problème fondamental des disparités de rentabilité engendrées par tout dispositif de nature tarifaire, permettraient néanmoins d'en limiter les effets indésirables tout en assurant un niveau de soutien permettant le développement de la filière :

- La CRE recommande de baisser le niveau de la prime de gestion à 1 €/MWh, à l'aune de ce qui est pratiqué pour d'autres filières commandables.
- Pour les installations nouvelles, la CRE recommande de modifier la grille tarifaire selon la proposition formulée dans la partie 3.1 afin d'assurer une rentabilité normale pour les différentes gammes de puissance.
- Pour les installations existantes, la CRE recommande de définir les niveaux de tarifs en fonction du programme d'investissement effectivement réalisé, pour ne pas créer de seuil qui pourrait conduire à la réalisation d'investissements inutiles ayant pour seul objet de respecter les conditions d'éligibilité de l'arrêté. La CRE propose à cet effet une grille tarifaire adaptée.
- Pour l'ensemble des installations, la CRE recommande d'introduire un plafonnement annuel de la production soutenue à 6 000 heures de fonctionnement.
- La CRE recommande que les producteurs bénéficiant de nouveaux contrats d'achat aient une obligation d'information minimale à l'égard de l'acheteur obligé s'agissant de leur disponibilité.

17 janvier 2019

La présente délibération est transmise au ministre d'État, ministre de la transition écologique et solidaire et au ministre de l'économie et des finances ainsi qu'au ministre de l'action et des comptes publics. Elle est publiée sur le site internet de la CRE.

Délibéré à Paris, le 17 janvier 2019.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO