



DÉLIBÉRATION N° 2019-230

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 octobre 2019 portant décision sur la compensation des projets de stockage centralisé à Mayotte dans le cadre du guichet d'avril 2019

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE, Ivan FAUCHEUX et Jean-Laurent LASTELLE commissaires.

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a adopté le 30 mars 2017 une délibération (« méthodologie stockage ») portant communication relative à la méthodologie d'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées (ZNI). Celle-ci détaille le processus d'examen des projets de stockage centralisé, ainsi que la méthode d'évaluation des surcoûts de production évités prévisionnels, de détermination du coût normal et complet de l'installation, et de détermination du niveau et des modalités de la compensation.

La CRE a annoncé le 17 juillet 2018 l'organisation d'un guichet de saisine unique à Mayotte se terminant le 17 avril 2019. La CRE a été saisie de 17 projets de stockage à Mayotte. Ce guichet faisait suite à celui organisé dans les autres ZNI (Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique et la Réunion)¹.

La présente délibération donne le résultat de l'examen par la CRE des projets de stockage qui lui ont été soumis dans ce cadre et elle porte décision sur la compensation au titre des charges de service public de l'énergie (SPE) des projets présentant des coûts inférieurs à la valeur qu'ils apportent au système.

1. CONTEXTE, COMPETENCES ET SAISINE DE LA CRE

1.1 Compétence de la Commission de régulation de l'énergie

Le caractère insulaire de certaines zones non interconnectées, leurs contraintes géographiques et les limites de leurs infrastructures portuaires et routières imposent le recours pour ces zones à des solutions technologiques spécifiques, à l'origine de coûts de production d'électricité plus élevés qu'en métropole continentale.

Pour réduire ces surcoûts de production et les charges de service public de l'énergie (ci-après « SPE ») qui financent la péréquation tarifaire dans ces zones, l'article 60 de la loi de finances rectificative pour 2012², en modifiant l'article L. 121-7 du code de l'énergie, a étendu le périmètre des coûts relevant des charges de SPE dans les ZNI aux coûts des ouvrages de stockage d'électricité gérés par les gestionnaires du système électrique (GRD)³. Ces coûts sont pris en compte dans la limite des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter.

L'article R. 121-28 du code de l'énergie précise que dans les ZNI « le dossier des projets d'ouvrages de stockage d'électricité gérés par le gestionnaire du système électrique, à l'exception de ceux qui ont été retenus à l'issue d'un appel d'offres, est communiqué à la Commission de régulation de l'énergie ; il contient les éléments nécessaires à l'évaluation de la compensation. Lorsque l'ouvrage de stockage n'appartient pas au gestionnaire de réseau, le dossier est accompagné d'un projet de contrat entre ce dernier et le propriétaire de l'ouvrage ».

1.2 Charges de SPE associées aux projets d'ouvrages de stockage

Le III de l'article R. 121-28 susmentionné prévoit par ailleurs que la CRE « évalue le coût normal et complet de l'installation de stockage dans la zone considérée en appliquant un taux de rémunération du capital immobilisé

¹ Délibération n° 2018-207 du 4 octobre 2018 portant décision sur la compensation des projets de stockage centralisé dans les ZNI dans le cadre du guichet d'octobre 2017

² Loi n° 2012-1510 du 29 décembre 2012 de finances rectificative pour 2012.

³ EDF systèmes électriques insulaires (EDF SEI), Electricité de Mayotte (EDM) et Électricité et Eau de Wallis-et-Futuna (EEWF), gestionnaires des réseaux électriques locaux et des installations de leur propre parc de production, et acheteurs de l'électricité produite par les installations de producteurs tiers.

qu'elle fixe. Ce taux est compris entre une valeur plancher et une valeur plafond arrêtées par le ministre chargé de l'énergie ».

De plus, « les charges imputables aux missions de service public liées à l'installation, qui sont calculées par la Commission de régulation de l'énergie sur la base du coût normal et complet, diminué des éventuelles recettes et subventions dont bénéficie par ailleurs l'installation, ne peuvent excéder les surcoûts de production évités du fait de l'installation sur l'ensemble de sa durée de vie ».

Le V du même article précise également que « le plafond prévu [...] s'impose à la somme des coûts calculés, pour une action donnée, sur la durée du contrat et actualisés selon un taux de référence ; il est déterminé par rapport à la somme des surcoûts de production évités sur la durée du contrat et actualisés selon un taux d'actualisation de référence majoré destiné à tenir compte des incertitudes sur les surcoûts de production évités futurs ».

En application de ces dispositions, les charges de SPE associées à la compensation d'un ouvrage de stockage d'électricité sont données par la formule suivante⁴ :

$$\text{Charges de SPE} = \text{Min} \left(\sum_{i=1}^{i=n} \frac{\text{CNC}_i - \text{recettes}_i}{(1 + \text{Taux}_n)^i}, \sum_{i=1}^{i=n} \frac{\text{surcoûts évités}_i}{(1 + \text{Taux}_n + M)^i} \right) \quad (1)$$

Où :

- « n » désigne la durée de vie de référence de l'installation⁵ ;
- « CNC_i » désigne le coût normal et complet, diminué des subventions éventuelles, donnant droit à compensation l'année i ;
- « recettes_i » désigne les recettes perçues l'année i ;
- « surcoûts évités_i » désigne les surcoûts de production évités l'année i ;
- « Taux_n » désigne le taux d'actualisation à appliquer en fonction de la durée de vie de référence n ;
- « M » désigne la majoration du taux d'actualisation de référence.

Le III de l'article R. 121-28 du code de l'énergie précise enfin que « la Commission notifie aux parties le résultat de son évaluation [...] dans un délai de quatre mois à compter de la réception du dossier complet ».

1.3 Taux de rémunération et taux d'actualisation de référence majoré des ouvrages de stockage

L'article R. 121-28 susmentionné a été complété par l'arrêté du 27 mars 2015⁶ qui prévoit que la CRE évalue le coût normal et complet (CNC) en appliquant un taux de rémunération dans la fourchette 6 % - 16 % à partir de l'analyse de l'étude de risques fournie par le porteur de projet, qui justifie et « quantifie, en points de base, les conséquences de chaque risque identifié sur le taux par défaut susmentionné ».

Cet arrêté dispose en outre que le taux d'actualisation de référence susmentionné est de 8 % lorsque la durée du contrat est inférieure ou égale à 5 ans, 4 % lorsqu'elle est supérieure ou égale à 15 ans, et qu'il est obtenu par interpolation linéaire entre 5 et 15 ans. Cet arrêté prévoit par ailleurs que la CRE applique une majoration pouvant atteindre 50 % du taux d'actualisation de référence si elle estime que les incertitudes sur les surcoûts de production évités futurs sont particulièrement significatives.

Dans sa délibération du 3 mai 2018⁷, la CRE a indiqué que :

- s'agissant du taux de rémunération des projets d'ouvrages de stockage : « [elle] appliquera un taux de rémunération nominal avant impôt du capital de 7,5 % pour les ouvrages de stockage. Une majoration du taux, qui n'excédera pas 1,5 %, sera appliquée aux technologies autres que les batteries Lithium-ion et assimilées. Une majoration de 1,5 % sera appliquée pour la Guyane, Mayotte et Wallis et Futuna, au regard des risques spécifiques inhérents à ces territoires supportés par les porteurs de projet de stockage ».
- s'agissant du taux d'actualisation de référence majoré : « [elle] appliquera une majoration de 25 % du taux d'actualisation de référence pour la définition du taux d'actualisation de référence majoré. Ce taux s'appliquera à l'ensemble des projets et sans distinction par territoire ».

⁴ Formule extraite de la délibération CRE du 30 mars 2017 portant communication relative à la méthodologie d'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées.

⁵ La durée de vie de référence d'une installation correspond à la durée du contrat ou, si le projet est porté par la même société que le GRD, du protocole interne.

⁶ Arrêté du 27 mars 2015 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de stockage d'électricité et pour les actions de maîtrise de la demande d'électricité dans les zones non interconnectées.

⁷ Délibération de la CRE du 3 mai 2018 relative au taux de rémunération des projets d'ouvrages de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées, ainsi qu'au taux d'actualisation de référence majoré pour ces mêmes installations.

1.4 Calcul de l'efficacité des projets

La méthodologie stockage introduit la notion d'efficacité d'un projet, définie comme le rapport des coûts que le projet permet d'éviter sur le système électrique par les coûts nécessaires au soutien de son déploiement.

Les coûts que le projet permet d'éviter sont soit des surcoûts de production, soit des coûts de réseau par une optimisation de l'ordre d'appel des moyens ou en évitant ou retardant un nouvel investissement. Les coûts liés au soutien du déploiement du stockage sont supportés par les charges de SPE ou – dans la limite des coûts de réseau évités – couverts par le TURPE par l'intermédiaire des dotations du Fonds de péréquation de l'électricité (FPE).

$$\text{efficacité} = \frac{\text{"gain de coût de fonctionnement du système"}}{\text{"coût du stockage"}} = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{\text{surcoûts évités}_i}{(1+\text{Taux}_n+M)^i}}{\sum_{i=1}^n \frac{\text{CNC}_i - \text{recettes}_i}{(1+\text{Taux}_n)^i}}$$

Les charges de SPE couvrent le coût normal et complet du projet (CNC), net des recettes et subventions, dans la limite des surcoûts de production évités prévisionnels. Le coût normal et complet d'une installation de stockage d'électricité se compose de coûts fixes – tels que l'amortissement de l'investissement et sa rémunération – et de coûts variables, notamment liés au soutirage d'électricité sur le réseau public de distribution.

Les éventuelles recettes annexes perçues – par exemple pour la fourniture d'un service au réseau couvert par le TURPE par l'intermédiaire des dotations du FPE – viennent en déduction de la compensation de l'année où elles sont perçues.

Les projets dont l'efficacité est supérieure ou égale à 1 pourront faire l'objet d'une compensation au titre des charges de SPE qu'ils engendrent.

2. PROCEDURE D'INSTRUCTION, SAISINE ET RESULTATS

2.1 Services assurés par le stockage et prescriptions techniques d'EDM

Dans la méthodologie stockage, il est explicité que, s'agissant des services permettant d'éviter des surcoûts de production, le GRD met en consultation publique et publie les prescriptions techniques⁸ permettant la fourniture des services qui ont été identifiés comme ayant *a priori* le plus de valeur. Ces ouvrages sont destinés à être appelés en injection et en soutirage par le gestionnaire de réseau.

Pour les deux services identifiés que sont l'arbitrage et la réserve rapide, EDM a publié respectivement en octobre 2017 et en avril 2018, deux documents de prescriptions techniques après mise en consultation publique.

Un stockage assurant le service d'arbitrage soutire de l'électricité au réseau pour la réinjecter plus tard. Ce report de charge permet de dégager des économies sur les coûts de production du parc en optimisant l'appel des moyens. Un stockage assurant le service de réserve rapide permet d'effectuer une part de la réserve obligatoire à la place des moyens thermiques.

Les deux services permettent d'apporter de la flexibilité au système électrique dont les besoins augmentent avec la pénétration des énergies renouvelables intermittentes qui bénéficient d'une priorité d'injection. Le stockage peut alors permettre d'optimiser l'appel des moyens de production et d'éviter ainsi d'éventuels coûts de démarrages des groupes thermiques.

Les deux services permettent en outre d'augmenter la pénétration des énergies renouvelables en limitant les quantités écartées.

2.2 Saisine de la CRE et instruction des dossiers

Dans le cadre du guichet se tenant le 17 avril 2019 la CRE a été saisie de 17 projets.

L'instruction par la CRE d'un dossier se déroule en deux étapes :

- i) La CRE détermine pour chaque dossier complet, les surcoûts de production évités à l'année de référence du projet, en utilisant les hypothèses de parcs prévisionnels rappelées en annexe 1.
- ii) L'efficacité de chaque projet est alors calculée. Les coûts du projet de stockage sont compensés pour le projet ayant la plus grande efficacité, sous condition qu'elle soit supérieure ou égale à 1, c'est-à-dire que ses coûts soient inférieurs aux économies qu'il engendre.

Ce traitement est ensuite réitéré pour les projets restants, en prenant en compte les ouvrages de stockage déjà identifiés comme ayant une efficacité supérieure ou égale à 1 dans la détermination des surcoûts de production évités.

⁸ Temps de réponse, durées d'appel minimale et maximale en injection et soutirage, énergie maximale activable sur une plage de temps donnée, durée minimale entre deux appels etc.

2.3 Synthèse de la procédure d’instruction et résultats

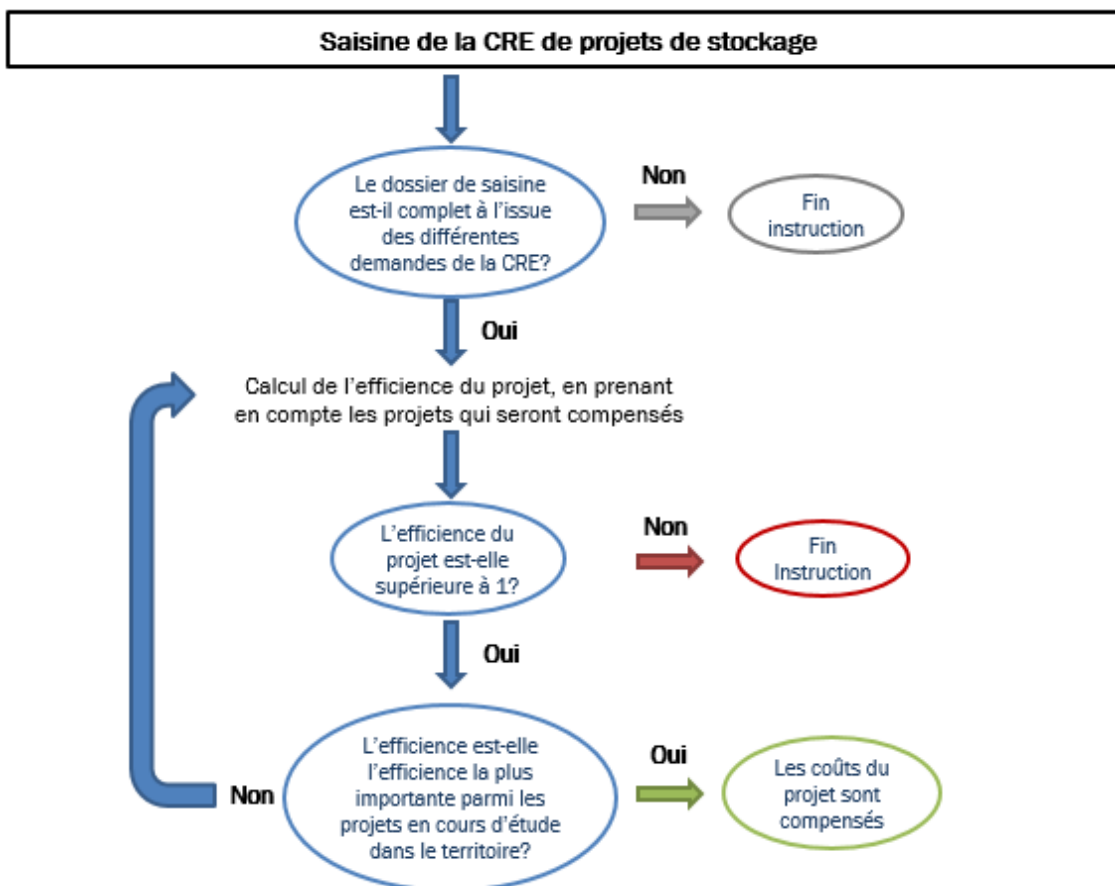


Illustration de la procédure d’instruction des dossiers

A l’issue de cette analyse, deux projets présentent une efficience supérieure ou égale à 1 conformément aux modalités définies dans la méthodologie stockage :

Porteur de Projet	Nom du Projet	Service	Puissance nette Injection (MW)	Capacité utile (MWh)
Total Solar	Longoni Stockage I	Réserve	4,0	2,0
Albioma Services Réseau	ASR Mayotte RC	Arbitrage	7,4	14,9

3. ANALYSE DES PROJETS DÉPOSÉS

3.1 Caractéristiques techniques des projets candidats

Sur les 17 dossiers déposés, 6 concernent le service de réserve rapide et 11 le service d’arbitrage. Ces projets sont portés par 6 acteurs différents et concernent tous du stockage par batteries lithium-ion.

La majorité des projets d’arbitrage concerne des dispositifs de stockage permettant d’injecter 2 heures à pleine puissance. Néanmoins, des projets de stockage à injection 1 heure et 2,5 heures ont également été soumis à l’examen de la CRE.

La disponibilité moyenne des projets présentés pour les deux services est de 97,2 %.

3.2 Caractéristiques économiques des projets

3.2.1 Gain réseau

Les services que peut fournir un projet de stockage donnent lieu à compensation au titre des charges de SPE s'ils ont une incidence positive sur les surcoûts de production évités. Ils donnent lieu à des recettes couvertes par le TURPE par l'intermédiaire des dotations du FPE s'ils génèrent des économies de coûts de réseau.

Chaque dossier de saisine devait contenir une analyse coûts-bénéfices (ACB) du projet – réalisée par EDM en tant que GRD – pour les services rendus au réseau. Dans chacune de ses analyses, EDM a explicité qu'il n'était pas prévu que l'installation soit utilisée pour lever des congestions réseau, ou, plus généralement, pour reporter des investissements de renforcement ou réduire les coûts de gestion du réseau. Aucun des projets présentés ne donnera donc lieu à des recettes couvertes par le TURPE par l'intermédiaire des dotations du FPE.

Pour rappel fin 2016⁹, la CRE avait demandé aux gestionnaires de réseaux de mettre en place des outils informatiques permettant de rendre compte de la localisation des contraintes en tension et en intensité des réseaux qu'ils exploitent, afin de permettre à des acteurs tiers de leur proposer des solutions appropriées pour traiter de telles congestions. Les gestionnaires de réseaux insulaires sont toujours concernés par cette demande.

3.2.2 Coûts exposés par les candidats pour le service de réserve

Pour le service de réserve rapide, la capacité du stockage (en MWh) dépend directement de la puissance de réserve contractualisée (en MW) dans la mesure où les ouvrages doivent être capable de fournir de la réserve pendant des durées identiques. Il est alors légitime d'analyser les coûts, par MW de réserve, présentés par les porteurs de projets candidats. Une comparaison des coûts est effectuée avec ceux exposés lors du premier guichet portant sur les autres ZNI.

CAPEX moyen projets candidats (k€/MW)		OPEX moyen projets candidats (k€/MW)	
1 ^{er} Guichet	Guichet Mayotte	1 ^{er} Guichet	Guichet Mayotte
1095	955	40	46

Comparaison des coûts moyens pour le service de réserve entre les deux premiers guichets stockage

On observe une baisse des coûts d'investissement (-13 %) entre les deux guichets, soit entre octobre 2017 et avril 2019, contrebalancée par des coûts fixes annuels plus élevés (+15 %), probablement liés à un contexte territorial de développement et de maintenance des projets plus complexe.

Les coûts moyens des projets lauréats ne sont pas présentés dans la partie non confidentielle de cette délibération, un seul projet étant retenu pour le service de réserve. La CRE note que bien que le coût ne soit pas le critère de sélection unique – d'autres paramètres tels que la disponibilité, le rendement ou la durée de vie du projet interviennent dans l'évaluation des projets – le projet lauréat est celui qui présente les plus faibles coûts d'investissement et des charges fixes inférieures à la moyenne des projets candidats.

Un tel comparatif n'est pas pertinent pour les projets d'arbitrage, car les coûts d'investissements dépendent non seulement de la puissance d'injection mais également de la puissance de soutirage et de la capacité contractuelle.

3.3 Estimation des charges de CSPE et des émissions de CO₂ évitées

Pour ce guichet, les deux projets d'efficacité supérieure ou égale à 1 engendreront sur leur durée de vie des charges à hauteur de 33,1 M€ (hors prime d'achat de l'électricité¹⁰). La CRE estime les surcoûts de production évités par ces projets sur leur durée de vie à environ 72,3 M€, ce qui permet une économie nette de charges de SPE de 39,2 M€ sur les 25 années à venir.

Par ailleurs, les deux projets de stockage d'efficacité supérieure ou égale à la 1 permettront d'économiser environ 6 100 tonnes sur la seule année 2024, soit 2,4 % des émissions prévisionnelles du parc de production électrique sans stockage.

Afin de s'assurer de l'atteinte de ces réductions de charges et d'émissions, la CRE demandera au GRD un retour d'expérience sur le pilotage des installations de stockage et sur l'évolution effective des modalités d'appel des autres moyens du parc.

⁹ Délibération du 8 décembre 2016 portant communication sur l'état d'avancement des feuilles de route des gestionnaires de réseaux et proposant de nouvelles recommandations sur le développement des réseaux intelligents d'électricité et de gaz naturel

¹⁰ La prime d'achat de l'électricité (PAE) compense au stockeur ses frais liés aux achats d'électricité de son installation, dont ses auxiliaires. Les charges liées à cette prime viennent réduire l'assiette de surcoût de production évités par les projets

3.4 Analyse de la valeur du stockage et perspectives de développement à Mayotte

3.4.1 Pour le service de réserve rapide

Le système électrique mahorais a été modélisé avec un besoin en réserve rapide de 11 MW, correspondant à la perte du plus gros moteur de l'île situé à Longoni. Dans ses prescriptions techniques, EDM n'avait pas imposé de seuil maximal de réserve rapide assurée par du stockage. Avec 4 MW de puissance retenus, correspondant au projet « Longoni Stockage I » de Total Solar, le stockage assurera donc 36 % de la réserve rapide.

Les volumes cibles définis dans les cahiers des charges des appels d'offres en ZNI pour Mayotte (32 MW pour la filière photovoltaïque avec stockage, 4 MW pour la filière photovoltaïque seul¹¹ et 2 MW pour la filière autoconsommation¹²), couplés au développement du petit photovoltaïque dans le cadre du guichet ouvert, devraient conduire à un parc photovoltaïque conséquent à Mayotte. L'intégration de cette production nécessite de faire tourner les groupes de production à basse puissance en cas d'ensoleillement important, ce qui peut s'opposer au respect des contraintes d'exploitation permettant de garantir une exploitation sûre du système.

En effet, la nécessité, sans stockage, pour les groupes thermiques d'assurer la totalité des 11 MW de réserve d'une part et les puissances minimales de fonctionnement des moteurs d'autre part engendrent une bande minimale de production thermique qui peut conduire à des déconnexions de la production photovoltaïque. En assurant une partie de la réserve avec du stockage, les contraintes sur la production thermique sont amoindries ce qui permet d'injecter davantage d'énergie photovoltaïque sur le réseau. Cette injection supplémentaire, qui aurait été écartée sans stockage, permet de réduire la production thermique, les coûts et les émissions de CO₂ associées. Par ailleurs, en réduisant les contraintes de modulation de la production thermique, le stockage permet de réduire le nombre de démarrage et d'arrêt de ces groupes.

Les projets non retenus pour le service de réserve rapide totalisent une puissance de 17 MW. Ces projets présentent une efficacité strictement inférieure à 1 malgré des coûts compétitifs pour certains d'entre eux. A court terme et dans une logique de développement du stockage respectant l'impératif d'efficacité économique, les perspectives de développement du stockage en réserve rapide ne sont donc possible qu'en cas de relèvement – dûment justifié – de la quantité de réserve rapide à assurer, ou en cas de réduction très importante des coûts du stockage.

3.4.2 Pour le service d'arbitrage

Sur les 17 dossiers déposés, 11 projets étaient candidats pour le service d'arbitrage, avec des puissances d'injection et des capacités diverses. Un projet d'arbitrage (« ASR Mayotte RC ») présente une efficacité supérieure ou égale à 1. Il est dimensionné pour pouvoir injecter deux heures à une puissance maximale de 7,4 MW.

La pénétration importante de la production photovoltaïque à venir nécessitera une augmentation des modulations de la production thermique et notamment du nombre de démarrages des moteurs à chaud ou à froid. Le stockage par arbitrage permet d'apporter une flexibilité supplémentaire au système électrique, et de réduire les coûts totaux de démarrage du parc thermique.

Par ailleurs, le stockage permet d'éviter l'écrêtement de la production photovoltaïque excédant le seuil de déconnexion¹³.

Les modélisations de parcs sans stockage effectuées n'ont pas fait apparaître de besoin en capacité supplémentaire au moins jusqu'à l'horizon 2028.

Le relèvement des ambitions photovoltaïques du territoire conduira vraisemblablement à donner de la valeur à davantage de projets au titre des moindres coûts de démarrage et du moindre volume d'écrêtement.

4. MISE EN SERVICE DES INSTALLATIONS LAURÉATES

4.1 Garantie financière d'exécution

Les porteurs de projets d'efficacité supérieure ou égale à 1 constitueront une garantie bancaire d'exécution sous forme de garantie à première demande et émise au profit de l'État par un établissement bancaire agréé. Une attestation de constitution de garantie financière – conforme au modèle de l'annexe 1 – devra être transmise au Préfet dans les deux mois à compter de la notification de la présente délibération. Le porteur de projet n'ayant pas adressé au Préfet l'attestation de constitution de garantie financière dans ce délai fera l'objet d'une procédure de mise en demeure par le Préfet. En l'absence d'exécution dans un délai d'un mois après réception de la mise en demeure, le projet ne pourra plus bénéficier de la compensation.

¹¹ Appels d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire et situées dans les zones non interconnectées - Avis de marché au JOEU le 11/06/2019

¹² Appels d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation et situées dans les zones non interconnectées – Avis de marché au JOEU le 11/06/2019

¹³ Seuil de déconnexion des installations de production mettant en œuvre de l'énergie fatale à caractère aléatoire, conformément à l'article L.141-9 du code de l'énergie

Le montant de la garantie financière est de 3 % des coûts d'investissements (Ip) présentés. La durée de la garantie est de 4 ans.

Le porteur de projet dont la compensation a été approuvée par la CRE s'engage à mettre en service son installation dans le délai présenté dans son dossier de saisine, et récapitulé en annexe pour les projets. En cas de dépassement de ce délai, l'État prélève une part de la garantie financière égale au montant total de la garantie divisé par 365 et multiplié par le nombre de jours entiers de retard, dans la limite du montant total de la garantie. La part restante de la garantie est restituée dans les quinze jours ouvrés suivant la mise en service de l'installation.

Des dérogations au délai de mise en service sont toutefois possibles. Sous réserve que la demande complète de raccordement de l'installation ait été déposée auprès du GRD au plus tard deux mois après la délibération de la CRE et sous réserve que le porteur de projet ait mis en œuvre toutes les démarches dans le respect des exigences du GRD pour que les travaux de raccordement soient réalisés dans les délais, les délais de mise en service mentionnés ci-dessus sont prolongés lorsque la mise en service de l'installation est retardée du fait des délais nécessaires à la réalisation des travaux de raccordement. Des délais supplémentaires, laissés à l'appréciation de la CRE, peuvent être accordés en cas d'événement imprévisible à la date de délibération et extérieur au porteur de projet, dûment justifié.

Par exception, le porteur de projet est délié de l'obligation de mise en service en cas de retrait d'une autorisation indispensable à celle-ci par l'autorité compétente ou d'annulation d'une telle autorisation à la suite d'un contentieux. Dans ce cas, l'abandon du projet entraîne la restitution de la part restante de la garantie au moment de l'abandon.

4.2 Mécanisme incitant à la durée du contrat

Dans sa délibération du 30 mars 2017, la CRE précisait que l'évaluation de la compensation serait conditionnée à la constitution d'une caution ou d'une garantie financière (paragraphe 4.6) complétant le système de bonus-malus pour inciter à maintenir la disponibilité de l'installation jusqu'à l'échéance du contrat. La CRE considère que si un tel système est pertinent, il convient de l'appliquer en priorité aux installations dimensionnantes pour les systèmes électriques des ZNI. Aucune caution ni garantie financière ne sera donc à constituer à ce titre pour les deux projets présentant une efficacité supérieure à 1.

4.3 Signature des contrats

Une copie des contrats signés sera transmise à la CRE.

DECISION DE LA CRE

En application des dispositions de l'article L. 121-7 et de celles de l'article R 121-28 du code de l'énergie et, dans le cadre de la méthodologie qu'elle a adoptée le 30 mars 2017, la CRE a été saisie le 17 avril 2019 de 17 projets de stockage à Mayotte. Le développement de ces projets de stockage centralisé, pilotés par le gestionnaire de réseau, vise d'une part à réduire les coûts de production des parcs électriques des ZNI et les charges de service public de l'énergie, et d'autre part à y faciliter l'insertion des énergies renouvelables intermittentes.

Après instruction des dossiers par la CRE, deux dossiers présentent une efficacité supérieure ou égale à 1. Leur compensation est définie dans les annexes confidentielles sur la base du coût normal et complet des projets. La liste de ces projets est récapitulée ci-dessous :

Porteur de Projet	Nom du Projet	Service	Puissance nette Injection (MW)	Capacité utile (MWh)
Total Solar	Longoni Stockage I	Réserve	4,0	2,0
Albioma Services Réseau	ASR Mayotte RC	Arbitrage	7,4	14,9

Sous réserve de leur conformité aux montants évalués dans les annexes confidentielles, les charges de service public supportées par la société EDM au titre de ces deux contrats seront compensées. Ces charges représenteront 33,1 M€ sur la durée de vie des projets¹⁴. La CRE a estimé les surcoûts de production évités par ces projets sur leur durée de vie à environ 72,3 M€, ce qui permet une économie nette de charges de SPE de 39,2 M€ sur les 25 années à venir.

Une copie des contrats sera transmise à la CRE.

La présente délibération sera notifiée aux parties co-contractantes, à savoir Albioma, Electricité de Mayotte et Total Solar et transmise à la ministre de la transition écologique et solidaire, au ministre de l'action et des comptes publics, ainsi qu'à la ministre des Outre-mer.

La délibération, hors annexe confidentielle, sera publiée sur le site de la CRE.

Délibéré à Paris, le 17 octobre 2019.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO

¹⁴ Hors prime d'achat de l'électricité

ANNEXE 1

CALCUL DES SURCÔÛTS ÉVITÉS

Les hypothèses de calcul sont détaillées dans la méthodologie stockage. Les paragraphes suivants en font un rapide rappel pour les années de référence.

Les surcoûts de production évités s'obtiennent pour chaque année de la durée de vie de l'ouvrage en faisant évoluer les surcoûts évités des années de modélisation au taux de 2 %/an.

1) Hypothèses retenues relatives à la construction des parcs à l'année de référence

Les parcs utilisés pour calculer les coûts évités pour chaque projet de stockage sont construits par empilement :

- de toutes les installations de production existantes au moment de la saisine qui ne seront pas démantelées d'ici l'année de référence ;
- des projets de centrales thermiques dont la compensation au titre des charges de SPE a été approuvée par la CRE et ceux inscrits dans les Programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE) dont la mise en service est probable à l'année de référence ;
- des objectifs de développement des filières renouvelables inscrits dans la PPE, avec des puissances installées éventuellement modifiées en prenant en compte les tendances de développement actuelles observées par la CRE ;
- des projets de stockage présentant une meilleure efficacité. Les projets sont étudiés dans l'ordre décroissant du rapport « surcoût évité si le projet est réalisé en premier » / coût du projet.

2) Coûts variables de production des centrales du parc cible

Pour les centrales existantes qui ne seront pas démantelées d'ici à l'horizon de référence, les coûts variables de fonctionnement – combustible, quotas d'émission de CO₂, maintenance etc. – sont évalués à partir des données de la comptabilité appropriée d'EDM ou, à défaut, à partir des éléments dont la CRE dispose dans le cadre de ses travaux d'évaluation des projets d'investissement dans les moyens de production d'électricité dans les ZNI. Ces coûts – établis si possible sur une moyenne des trois années précédant l'année de saisine¹⁵ – sont projetés à l'année de référence en suivant une inflation prévisionnelle de 2 %/an¹⁶.

Pour les centrales qui n'existent pas au moment de la saisine de la CRE mais qui feront partie du parc de production cible, les coûts variables à l'année de référence sont identiques à ceux de la centrale du même type la plus récente au moment de la saisine¹⁷.

¹⁵ La moyenne sur trois ans doit permettre de lisser les variations des prix des combustibles et faciliter le développement d'un projet sur plusieurs années en amont de la saisine en donnant de la visibilité au porteur de projet.

¹⁶ Le taux de 2 %/an correspond au plafond du taux d'inflation de référence à moyen terme établi par la Banque centrale européenne.

¹⁷ Il peut s'agir d'une centrale en fonctionnement ou d'un projet dont la compensation a été approuvée par la CRE.

ANNEXE 2

MODÈLE DE GARANTIE D'EXÉCUTION

EMISE PAR :

[...], établissement de crédit au capital de € [...] dont le siège social est [...], immatriculé au Registre du commerce et des sociétés de [...], sous le numéro [...], représenté par [...],

(Ci-après dénommé le "Garant"),

EN FAVEUR DE :

La République française représentée par le préfet de la région « Région », « Adresse », France

(Ci-après dénommée l'"Etat").

Préambule :

A la suite de la saisine de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) relative au projet [XX] de la société [XX] (ci après désignée « la Société ») en application de l'article R. 121-28 du code de l'énergie, et après délibération de la CRE portant décision sur la compensation des charges de service public de l'énergie afférentes au projet de contrat entre la Société et le gestionnaire du réseau de distribution, une garantie bancaire à première demande d'exécution doit être émise, conformément à la méthodologie de la CRE applicable.

IL EST CONVENU CE QUI SUIT :

1. Étendue et modalités d'appel de la Garantie

- 1.1 Dans les limites prévues à l'article 1.2, le Garant s'engage, inconditionnellement et irrévocablement, à payer à l'Etat, à première demande de sa part, toute somme faisant l'objet d'une demande de paiement adressée par l'Etat au Garant par lettre recommandée avec accusé de réception à l'adresse suivante : [...].
- 1.2 La présente garantie est émise pour un montant maximum de **[montant adapté en fonction de la garantie, selon les prescriptions de la méthodologie]**
- 1.3 Le Garant reconnaît et accepte que, dans les conditions visées au paragraphe 1.1 ci-dessus et à l'article 2321 du Code civil, toute demande de paiement entraîne une obligation de paiement de sa part, à titre principal et autonome, envers l'Etat de toute somme que celui-ci lui réclame à concurrence du montant figurant à l'article 1.2 ci-dessus. Il est précisé, en tant que de besoin, que le caractère exact ou le bien fondé des déclarations contenues dans une Demande de Paiement n'est pas une condition de l'exécution par le Garant de ses obligations au titre de la présente garantie.
- 1.4 La présente garantie pourra faire l'objet d'un ou de plusieurs appels. Tout paiement par le Garant réduira à due concurrence le montant de la présente garantie.
- 1.5 Le Garant devra effectuer tout paiement faisant l'objet d'une Demande de Paiement dans un délai de vingt et un (21) jours calendaires à compter de sa réception par le Garant.
- 1.6 Toute somme due par le Garant au titre de la présente garantie sera payée en euros, sans compensation pour quelque raison que ce soit. Tous ces paiements seront effectués nets de toute déduction ou retenue à la source de nature fiscale, sauf si le Garant est tenu d'opérer une telle retenue, auquel cas il devra majorer le montant du paiement, de sorte qu'après imputation de la retenue l'Etat reçoive une somme nette égale à celle qu'il aurait s'il n'y avait pas eu de retenue.
- 1.7 Si le Garant n'exécute pas une obligation de paiement en vertu de la présente garantie à bonne date, le Garant sera redevable envers l'Etat en sus de la somme indiquée dans la Demande de Paiement concernée, d'intérêts de retard calculé sur cette somme au taux légal majoré de 3% par an, sur la base d'une année de 365 jours et rapporté au nombre de jours écoulés entre la date d'expiration du délai de paiement et la date de paiement effectif à l'Etat.

2. Indépendance et autonomie de la Garantie

- 2.1 Les parties conviennent expressément que la présente garantie est une garantie autonome à première demande régie par les dispositions de l'article 2321 du Code civil.
- 2.2 Les engagements du Garant au titre de la présente garantie sont indépendants et autonomes. En conséquence, le Garant ne peut, pour retarder ou se soustraire à l'exécution inconditionnelle et immédiate de ses obligations au titre de la présente garantie, soulever toute exception ou autre moyen de défense résultant des relations juridiques existant entre le Garant et l'Etat ou tout autre tiers, et notamment une éventuelle nullité, résiliation, résolution ou compensation.

3. Durée

[Durée selon les prescriptions de la méthodologie].

4. Droit applicable

La présente garantie est régie par le droit français.

5. Tribunaux compétents

Tout litige relatif à la présente garantie (y compris tout litige concernant l'existence, la validité ou la résiliation de la présente garantie) sera de la compétence exclusive de la juridiction française compétente en application des règles de procédure nationales applicables ou, lorsque le Garant est domicilié hors du territoire national français, de la compétence exclusive du tribunal de grande instance de Paris.

Fait à [...], le [...],
en trois exemplaires

Le Garant

.....
M. [...] en qualité de [...]