



**Rapport accompagnant la saisine de RTE
portant sur les courbes de demande
administrée des appels d'offres long terme
du mécanisme de capacité
(Diffusion CRE)**

1. Description de la méthode de construction des courbes de demande administrée

Le cadre réglementaire relatif au mécanisme de capacité prévoit que le besoin exprimé à travers chaque appel d'offres prenne la forme d'une courbe de demande administrée, laquelle est proposée par RTE à l'approbation de la Ministre chargée de l'énergie et de la Commission de Régulation de l'Énergie. Dans la perspective de construire quatre courbes de demande administrée nécessaires pour sélectionner les lauréats des appels d'offres long terme lancés en 2019 et définir leur niveau de rémunération, RTE a développé une méthodologie permettant d'évaluer la valeur créée pour la collectivité associée à l'émergence de nouvelles capacités via un appel d'offres long terme. Les fondements de cette méthodologie sont décrits dans la présente partie. Ils ont été présentés aux membres du Comité des Utilisateurs du Réseau de Transport (CURTE) lors d'un groupe de travail « *Mécanisme de capacité* » tenu le 4 juillet 2018 dans le cadre de la concertation menée par RTE.

1.1. La méthodologie adoptée est basée sur la décision de la Commission européenne

Les modalités de construction des courbes de demande administrée sont évoquées au considérant (135) de la décision de la Commission européenne :

*« [...] les autorités françaises appliqueront **une courbe de demande permettant de limiter ces volumes aux offres qui sont réellement compétitives sur le long terme.** La courbe de demande sera élaborée annuellement par RTE et approuvée par la CRE, et devra refléter la valeur de la **nouvelle capacité pour la collectivité.** Il s'agit en effet de s'assurer que le mécanisme de contractualisation pluriannuelle aura effectivement **un impact positif pour les consommateurs.** »*

Afin de remplir les deux objectifs mentionnés par ce considérant, les équipes de la Ministre chargée de l'énergie ont choisi dans la rédaction du décret relatif au mécanisme de capacité, de décliner ces deux objectifs via deux véhicules de modélisation complémentaires :

- i) la courbe de demande administrée modélisée d'une part, qui s'attache à refléter la valeur créée pour la collectivité associée à l'émergence de nouvelles capacités ;
- ii) un éventuel coefficient d'abattement visant à « *accroître la part des consommateurs dans le bénéfice de la collectivité* », évoqué dans la section 4 du présent rapport.

La courbe de demande administrée définitive résulte de l'application du coefficient d'abattement à une courbe de demande construite pour optimiser le bénéfice pour la collectivité.

La présente section du rapport d'accompagnement s'attache donc, à travers la description du modèle, à préciser les modalités retenues pour mesurer le bénéfice de la collectivité et à expliquer le processus de construction des courbes à partir de ce résultat.

1.2. La courbe de demande administrée est construite pour mettre en regard le coût des capacités retenues dans l'appel d'offres long terme et le bénéfice généré pour le reste de la collectivité

L'émergence de nouvelles capacités modifie le fonctionnement du système électrique et le coût total pour la collectivité. La courbe de demande est conçue pour refléter la valeur d'une nouvelle capacité pour la collectivité.

Une partie de cette valeur est déjà captée par les lauréats de l'appel d'offres via leur rémunération sur le marché de l'énergie. Cette rémunération sera intégrée par les candidats dans la construction du prix de leurs offres à l'AOLT. **La courbe de demande est donc construite pour refléter la valeur apportée au système électrique diminuée de la valeur déjà captée par cette nouvelle capacité.**

Ainsi, la courbe de demande administrée peut être calculée en estimant la valeur apportée par une nouvelle capacité pour l'ensemble des acteurs à l'exception de l'exploitation de la nouvelle capacité en question. La valeur calculée tient compte de l'ensemble des effets induits par l'arrivée de la nouvelle capacité pour l'ensemble des autres acteurs du système électrique français¹ :

- i. pour le consommateur :
 - le volume de défaillance : la contractualisation de nouvelles capacités via l'AOLT conduit à diminuer le volume de défaillance subie par les consommateurs. Cette défaillance peut être valorisée économiquement (au coût de l'énergie non distribuée);
 - les coûts d'approvisionnement en énergie et en capacité : la contractualisation de nouvelles capacités modifie les prix de l'énergie et de la capacité, impactant ainsi la facture de tous les consommateurs.
- ii. pour les exploitants de capacités ne bénéficiant pas de l'AOLT considéré (capacités existantes, capacité émergeant la même année mais non éligible à l'AOLT et exploitants de capacités émergeant ultérieurement) :
 - les revenus énergie et capacitaire : la contractualisation de nouvelles capacités via l'AOLT impacte les prix sur les marchés de l'énergie et de la capacité ainsi que les durées de fonctionnement des capacités ;
 - les coûts variables de production : En réduisant les durées d'utilisation des capacités existantes, la contractualisation de nouvelles capacités via l'AOLT conduit à éviter les coûts variables d'exploitation associés;

¹ Hors interconnexions

- les coûts fixes : la baisse des revenus induits par l'arrivée de nouvelles capacités pourra conduire à la fermeture ou la mise sous cocon de certaines capacités existantes ou encore d'empêcher le développement de futures capacités

		Périmètre recouvert par la partie « offre » de l'AOLT										
Nouvelles capacités arrivant en AL	<table border="1"> <tr><td>Coûts variables</td><td>Revenus énergie</td></tr> <tr><td>Coûts fixes</td><td>Revenus capacitaires</td></tr> </table>	Coûts variables	Revenus énergie	Coûts fixes	Revenus capacitaires	<table border="1"> <tr><td>Coûts variables</td><td>Rev. Capa post AL+6</td></tr> <tr><td>Coûts fixes</td><td>Revenus énergie</td></tr> </table>	Coûts variables	Rev. Capa post AL+6	Coûts fixes	Revenus énergie	Revenus capacitaires sécurisés requis	
Coûts variables	Revenus énergie											
Coûts fixes	Revenus capacitaires											
Coûts variables	Rev. Capa post AL+6											
Coûts fixes	Revenus énergie											
Autres capacités	<table border="1"> <tr><td>ΔCoûts variables</td><td>ΔRevenus énergie</td></tr> <tr><td>ΔCoûts fixes</td><td>ΔRevenus capacitaires</td></tr> </table>	Δ Coûts variables	Δ Revenus énergie	Δ Coûts fixes	Δ Revenus capacitaires	<table border="1"> <tr><td>ΔCoûts variables</td><td rowspan="4">Coût capacitaire acceptable pour la collectivité « hors capacités émergeant via l'AOLT »</td></tr> <tr><td>ΔCoûts fixes</td></tr> <tr><td>ΔCoûts énergie</td></tr> <tr><td>ΔRevenus énergie</td></tr> </table>		Δ Coûts variables	Coût capacitaire acceptable pour la collectivité « hors capacités émergeant via l'AOLT »	Δ Coûts fixes	Δ Coûts énergie	Δ Revenus énergie
Δ Coûts variables	Δ Revenus énergie											
Δ Coûts fixes	Δ Revenus capacitaires											
Δ Coûts variables	Coût capacitaire acceptable pour la collectivité « hors capacités émergeant via l'AOLT »											
Δ Coûts fixes												
Δ Coûts énergie												
Δ Revenus énergie												
Consommateurs - fournisseurs	<table border="1"> <tr><td>ΔCoûts énergie</td></tr> <tr><td>ΔCoûts capacitaires</td></tr> <tr><td>ΔDéfaillance</td></tr> </table>	Δ Coûts énergie	Δ Coûts capacitaires	Δ Défaillance	<table border="1"> <tr><td>ΔCoûts capa hors coûts nouvelle capacité entre AL et AL+6</td><td>ΔRevenus énergie</td></tr> <tr><td>ΔDéfaillance</td><td>ΔRevenus capacitaires</td></tr> </table>	Δ Coûts capa hors coûts nouvelle capacité entre AL et AL+6	Δ Revenus énergie	Δ Défaillance	Δ Revenus capacitaires			
Δ Coûts énergie												
Δ Coûts capacitaires												
Δ Défaillance												
Δ Coûts capa hors coûts nouvelle capacité entre AL et AL+6	Δ Revenus énergie											
Δ Défaillance	Δ Revenus capacitaires											

Figure 2 : Quantification du bénéfice pour la collectivité pour la construction de la courbe de demande administrée portant sur la période de sécurisation AL-AL+6 (AL étant la première année de livraison)

Le choix d'intégrer tous les acteurs (consommateurs, capacités de production ou d'effacement préexistantes ou futures hors capacités candidates) au périmètre de la collectivité permet d'empêcher le surdimensionnement du parc de production ou l'éviction de centrales existantes par des centrales équivalentes lauréates de l'AOLT. En premier lieu, un bénéfice est identifié pour la collectivité uniquement si les gains induits pour le consommateur sont supérieurs aux pertes occasionnées pour les exploitants de capacité existants – cette hypothèse permet de limiter le développement de nouvelles capacités dont l'unique valeur ajoutée serait de tirer les prix du mécanisme de capacité vers le bas. Par ailleurs, la prise en compte des éventuels coûts d'investissement des capacités arrivant après la première année couverte par la période de sécurisation permet de refléter l'arbitrage entre bénéficier de nouvelles capacités à l'année de livraison considérée ou en bénéficier éventuellement les années suivantes.²

² Suite à la concertation, ces principes ont d'ailleurs été introduits dans les règles du mécanisme de capacité, à l'article 10.2.2 :

« la construction de la Courbe de Demande Administrée se fonde sur les principes suivants : la Courbe de Demande Administrée reflète le bénéfice pour la collectivité associé à l'introduction de Nouvelles Capacités dans le système électrique français. Le périmètre de la collectivité comprend notamment les consommateurs et les exploitants de capacité ; [...] »



En synthèse, l'impact pour la collectivité réduite au périmètre « Hors candidats à l'appel d'offres long terme » de la contractualisation de nouvelles capacités à l'année de livraison AL génère un surplus au périmètre de la collectivité « Hors candidats à l'appel d'offres long terme ». Le surplus correspond à la rémunération que la collectivité est prête à consentir aux nouvelles capacités en cas d'arrivée effective sur le système électrique. Ainsi, la confrontation d'une courbe d'offre avec la courbe de demande ainsi constitué mettra en regard les intérêts de la collectivité avec ceux des candidats à l'appel d'offres considéré, conduisant ainsi à une maximisation du bénéfice de la collectivité dans son ensemble.

1.3. La courbe de demande administrée est construite de manière incrémentale pour refléter le bénéfice incrémental apporté par chaque nouvelle capacité

La méthodologie de construction de la courbe de demande administrée repose sur une approche par différence. La courbe de demande administrée est calculée, point par point, comme la variation du bénéfice pour la collectivité induite par une variation de la capacité certifiée lors de la première année couverte par la période de sécurisation, ci-après nommée AL.

En d'autres termes, le bénéfice apporté à la collectivité par l'ajout de ΔP capacités supplémentaires (supposément lauréates de l'appel d'offres long terme) est évalué successivement pour chaque profondeur de nouvelles capacités jusqu'à ce que les nouvelles capacités n'apportent plus de bénéfices à la collectivité. La courbe de demande sera construite en évaluant la différence de bénéfice pour la collectivité « Hors candidats à l'appel d'offres long terme », entre deux scénarios d'investissement dans de nouvelles capacités :

- i. Une première configuration dans laquelle la puissance installée à l'année de livraison est fixée à $P_{init} + \Delta P$: les années suivantes le système est libre de s'adapter et investir afin de minimiser les coûts du système électrique dans sa globalité.
- ii. Une seconde configuration dans laquelle la puissance installée à l'année de livraison est fixée à P_{init} : de même, les années suivantes le système est libre de s'adapter et investir afin de minimiser les coûts du système électrique dans sa globalité.

Le bénéfice pour la collectivité est le résultat d'une somme des bénéfices identifiés dans le futur, actualisée au taux d'actualisation retenu :

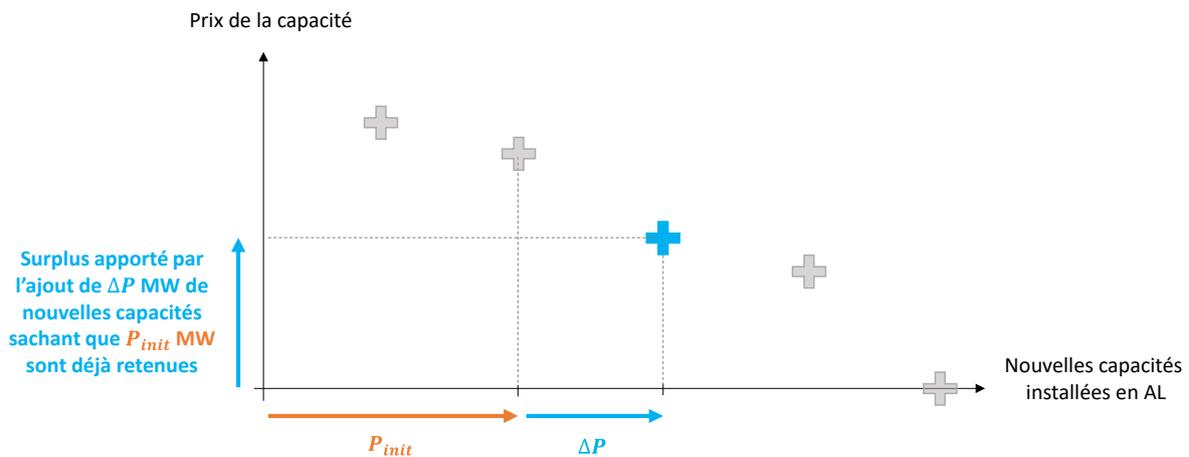
Equation 1 : Rémunération consentie par la collectivité « Hors candidats à l'appel d'offres long terme » en lien avec l'arrivée de nouvelles capacités

$$\begin{aligned} \text{Rémunération} = & \Delta END_{[AL;+\infty[} + \Delta C_{\text{fixe}}[\text{Autres prod.}]_{[AL;+\infty[} + \Delta C_{\text{variable}}[\text{Autres prod.}]_{[AL;+\infty[} \\ & - \Delta R_{\text{énergie}}[\text{Candidat}]_{[AL;+\infty[} - \Delta R_{\text{capa}}[\text{Candidat}]_{[AL+7;+\infty[} \end{aligned}$$

Où :

- $END_{[AL;+\infty[}$ correspond au coût de la défaillance ou Energie Non Distribuée. La défaillance est valorisée au niveau du coût de l'énergie non-distribuée : la VOLL (*Value of Lost Load*) ;
- $C_{fixe}[Autres prod.]_{[AL;+\infty[}$, les coûts fixes d'investissement et d'opérations et de maintenance des centrales de production ou d'effacement présentes dans le périmètre « collectivité AOLT »
- $C_{variable}[Autres prod.]_{[AL;+\infty[}$, les coûts variables des centrales de production ou d'effacement présentes dans le périmètre « collectivité AOLT » ;
- $R_{energie}[Candidat]_{[AL;+\infty[}$, les revenus énergies (assimilés aux revenus sur le marché J-1 Spot) des capacités candidates à l'AOLT⁵;
- $R_{capa}[Candidat]_{[AL;+\infty[}$, les revenus énergies (assimilés aux revenus sur le marché J-1 Spot) des capacités candidates à l'AOLT³;
- Enfin, chaque delta (Δ) peut être négatif ou positif.

Le bénéfice pour la collectivité apporté par l'ajout de ΔP nouvelles capacités en AL est ensuite réparti sur les sept années couvertes par le contrat pour différence pour attribuer toute la valeur apportée par de nouvelles capacités aux lauréats de l'appel d'offres.



³ Pour chaque année considérée, les consommateurs doivent également se fournir en énergie et en capacité auprès des capacités de production ou d'effacement appartenant au périmètre « collectivité AOLT ». Cependant, cette rémunération ne constitue qu'un transfert au sein du périmètre « collectivité AOLT » (cf figure 2) et n'apparaît donc pas dans l'équation ci-dessus.

L'appel d'appel d'offres long terme étant structuré sous la forme d'un contrat pour différence. La rémunération qui est proposée aux nouvelles capacités via la courbe de demande est la somme de leur rémunération via le mécanisme de capacité à pas annuel et du surplus pour la collectivité :

$$Rémunération = Surplus_{collectivité} + \Delta R_{energie}[Candidat]_{[AL;AL+7]}$$

La variable $\Delta R_{capa}[Candidat]_{[AL;AL+7]}$ apparaît donc des deux côtés de la somme avec un signe opposé ($Surplus_{collectivité}$ intègre le coût de fourniture des consommateurs en garanties de capacités), elle n'est donc pas présente dans la formule finale ci-dessus.

1.4. La courbe de demande administrée est construite à partir d'un modèle qui calcule le bénéfice pour la collectivité résultant du développement de capacités lauréates de l'appel d'offres long terme

La méthodologie détaillée au paragraphe précédent propose de calculer la rémunération que la collectivité « Hors candidats à l'appel d'offres long terme » est prête à consentir aux vues des évolutions simulées du parc de production et d'effacement. En particulier, il faut savoir si l'ajout d'un MW supplémentaire de nouvelles capacités évite la création de nouvelles capacités les années suivantes ou au contraire conduit à la fermeture de capacités existantes.

Les calculs sont réalisés en deux temps :

- 1. Simulation du fonctionnement du système électrique pour connaître l'état du système électrique (investissements, fermeture, dispatch, défaillance etc...) pour les deux situations (i) et (ii) décrites au paragraphe précédent.** Ces simulations sont effectuées via un modèle d'optimisation qui reflète le fonctionnement du marché réel. Son fonctionnement est détaillé dans la suite de ce paragraphe.
- 2. Les sorties du modèle d'optimisation sont extraites pour construire la courbe de demande administrée** en utilisant la formule détaillée au paragraphe 1.2. (Equation 1)

Le modèle retenu permet de simuler une dynamique des décisions prises par les acteurs en avenir incertain. Il consiste en un modèle d'optimisation linéaire des investissements et du dispatch permettant de simuler les décisions d'acteurs en matière d'investissement, de maintien en service des capacités au pas annuel et de dispatch au pas horaire. Le modèle reflète l'architecture de marché française intégrant le mécanisme de capacité et des plafonds de prix sur les marchés de l'énergie et de la capacité (3 000 €/MWh pour les marchés de l'énergie et 60 000 €/MW certifié pour le marché de capacité). Les acteurs sont supposés :

- maintenir leurs capacités en fonctionnement dès lors que l'espérance de leurs revenus couvre l'ensemble de leurs coûts évitables (coûts fixes moins coût de fermeture ou mise sous cocon) ;
- investir dans de nouvelles capacités dès lors que l'espérance de leurs revenus couvre l'ensemble de leurs coûts fixes.

Le modèle utilisé reprend également les principales composantes du modèle utilisé pour l'analyse d'impact du mécanisme de capacité⁴.

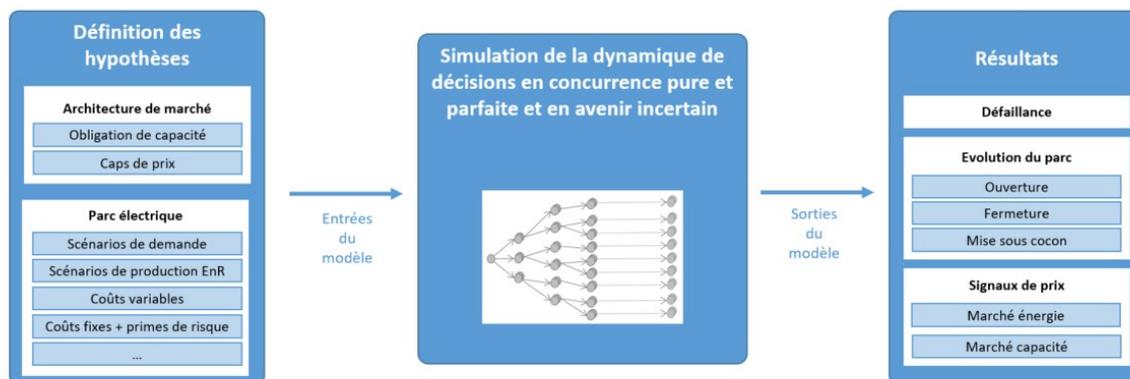


Figure 4 : Description de l'outil d'optimisation

Dans le détail, l'optimisation consiste à minimiser la somme des coûts suivants :

- pour chaque année, chaque scénario, chaque heure de l'année, les coûts variables de production ou d'effacement des capacités activées, la défaillance étant valorisée dans les décisions d'investissement⁵ à 3 000 €/MWh pour refléter le plafond de prix sur les marchés de l'énergie.
- pour chaque année, chaque scénario, des coûts d'exploitation et de maintenance des capacités installées, le coût de défaillance en capacité étant valorisé à 60 000 €/MW si la somme des puissances installées est inférieure à l'obligation de capacité ;
- lors d'une ouverture de capacité, d'une mise sous cocon ou d'une sortie de cocon : les coûts d'investissement ou coûts fixes correspondants ;
- à la fin de période étudiée : des coûts terminaux reflétant la valeur résiduelle des capacités installées avant ou au cours de la période 2020-2036.

Le modèle d'optimisation repose principalement sur cinq hypothèses de modélisation, détaillées ci-dessous :

⁴ Analyse d'impact du mécanisme de capacité, Une contribution au débat européen pour un approvisionnement sûr en électricité, Janvier 2018

⁵ La valorisation de la défaillance dans le calcul de la valeur pour la collectivité est bien considérée au niveau du préjudice pour les consommateurs coupés (20 000 €/MWh) mais les simulations de décisions d'investissement visent à refléter le market design et donc le plafond de prix à 3000 €/MWh



- **Hypothèse 1 : Comportement des acteurs**

Le comportement modélisé des acteurs reflètent les conditions de la concurrence pure et parfaite

- **Hypothèse 2 : Modalités de calcul des prix de l'énergie et de la capacité**

Sur chaque pas horaire, les prix de l'énergie calculés correspondent au coût variable du moyen marginal français. Le prix de la capacité est calculé pour chaque année comme le maximum des *missing money* des capacités existantes, plafonné par le prix administré.

- **Hypothèse 3 : Modalités d'ouverture de nouvelles capacités et de fermeture de capacités existantes**

A partir de l'année de livraison 2020, toutes les capacités dont la technologie est paramétrée comme potentiellement candidate sont supposées émerger via l'appel d'offres long terme et sont donc forcées de rester en service pour une période d'au moins 7 ans.

Par soucis de simplification, les capacités qui émergent disposent, au sein d'une même filière, des mêmes caractéristiques que les capacités existantes. En cas de fermeture de capacité au sein d'une filière, l'hypothèse retenue consiste cependant à fermer les capacités les plus anciennes.

Par ailleurs, en dehors de la période de sécurisation, les capacités existantes peuvent être mises sous cocon et rouvrir ultérieurement en bénéficiant durant la période de mise sous cocon d'une réduction de leur coût d'exploitation et maintenance.

Le tableau suivant détaille la prise en compte des filières dans l'outil de simulation.

Quatre modes de prise en compte de l'évolution des capacités :

- Les capacités existantes dont la trajectoire d'évolution est fixée

Il s'agit des capacités existantes dont on suppose que les choix concernant les éventuelles fermetures sont dictés uniquement par des orientations publiques ou l'atteinte de la fin de vie technique. Il s'agit du parc nucléaire, charbon, diesel, et les capacités existantes des parcs étrangers.

- Les capacités existantes dont la trajectoire de déclassement est le résultat d'une optimisation économique

Il s'agit des capacités existantes dont on suppose que les choix concernant les éventuelles fermetures ou mises sous cocon ainsi que leur éventuel retour sur le marché résultent d'une optimisation économique, dans la limite de la durée de vie technique. Il s'agit du parc de CCG et de TAC au gaz, fioul et des capacités d'effacement existantes.

- Les nouvelles capacités dont la trajectoire de développement est fixée

Il s'agit des nouvelles capacités dont le développement résulte de choix publics. Il s'agit du parc d'énergies renouvelables, du nouveau nucléaire (Flamanville 3), du CCG de Landivisiau ainsi que des nouvelles capacités à l'étranger). Le développement des interconnexions est aussi considéré de cette façon.

- Les nouvelles capacités dont la trajectoire de développement résulte d'une optimisation économique

Il s'agit des nouvelles capacités dont le développement dépend des conditions de rentabilité. Il est supposé que ces nouvelles capacités émergent via les appels d'offre long-terme. Ce sont les capacités considérées comme « candidates à l'investissement » : nouvelles capacités d'effacement et batteries,

Tableau 1 : Modalités de prise en compte du parc électrique dans l'outil de modélisation

Filière	Modélisation de l'évolution des capacités installées
Effacements	Candidats à l'AOLT. La mise sous cocon ou la fermeture est possible après la période de sécurisation.
Batterie	Candidats à l'AOLT. La mise sous cocon ou la fermeture est possible après la période de sécurisation
Parc thermique (gaz et fioul)	Hormis la centrale de Landivisiau, aucun investissement dans les capacités thermiques non nucléaire n'est possible. L'évolution des capacités à la baisse est le résultat de l'optimisation. La mise sous cocon est possible
Parc thermique charbon	Trajectoire de fermeture fixe
Parc thermique diesel	Trajectoire de fermeture fixe
Nucléaire	Evolution de la capacité installée fixe (prenant en compte l'arrivée de la centrale EPR de Flamanville 3) et la fermeture progressive des centrales existantes
Energies renouvelables	Trajectoire fixe de développement. Les énergies renouvelables ne sont pas considérées comme candidates à l'AOLT
Interconnexions	Trajectoire fixe de développement des interconnexions

Filière	Modélisation de l'évolution des capacités installées
Capacités des parcs étrangers	Evolution fixe des parcs étrangers

▪ **Hypothèse 5 : Actualisation et conversion du bénéfice pour la collectivité en euros courant sur la période prévue par le contrat**

Le bénéfice pour la collectivité lié à la mise en service de nouvelles capacités pour une année de livraison est calculé en euros constant 2019 avec un taux d'actualisation de 4,34 %. Le taux d'actualisation utilisé comprend deux composantes :

- une première composante correspond à la préférence pure pour le présent. La valeur retenue de 2,5% est issue des préconisations de France Stratégie⁶ ;
- la seconde composante représente le risque macro-économique du secteur électrique. Il est calculé à partir d'une « prime de risque collective » qui renvoie à l'aversion relative de la collectivité pour le risque auquel est appliqué un coefficient β qui représente la sensibilité du secteur électrique au « risque collectif ». Conformément aux préconisations de France Stratégie, la prime de risque collective est fixée à 2%. Le coefficient retenu β , 0,92, est issu du rapport sur le calcul du risque dans les investissements publics, dit le rapport Gollier⁷ ;

Le risque spécifique perçu par un investisseur quand il décide de construire une nouvelle capacité est représentée par un surcoût à l'investissement qui dépend de la filière.

Le bénéfice pour la collectivité, calculé en euros 2019 est ensuite converti en euros courants en appliquant un taux d'inflation de 1,53%, correspondant à la moyenne des prévisions de la Banque de France pour l'Indice de Prix à la Consommation Harmonisée sur la période 2019-2021⁸. En effet, la rémunération des lauréats de l'appel d'offres se fera en euros courant de l'année AL à l'année AL+6.

⁶ *The discount rate in the evaluation of public investment project*, Actes du Colloque, 29 Mars 2017

⁷ Le calcul du risque dans les investissements publics, 2011

⁸ Prévisions macro-économiques France, Mars 2019, Banque de France. Les prévisions de la Banque de France se limitent à la période 2019-2021.

https://publications.banque-france.fr/sites/default/files/medias/documents/819052_bmpe_03_2019_fr_v16_signets.pdf

2. Hypothèses structurantes décrivant le système électrique

Afin de modéliser les incertitudes portées par les acteurs lors de leurs décisions d'investissement, l'évolution du système électrique hors candidats à l'appel d'offres long terme est représentée sous la forme d'un arbre de futurs possibles qui est construit autour d'un scénario central. Cette partie détaille, en premier lieu, les hypothèses structurantes retenues concernant le scénario central à la date du 15 juillet 2019, puis les modalités de foisonnement de l'arbre d'aléas ainsi que les caractéristiques des capacités candidates.

Dans cette section, il est proposé d'assurer une vision aussi cohérente que possible entre les exercices de modélisation des courbes de demande administrée et le travail prospectif mené dans le cadre du Bilan prévisionnel 2018, en particulier s'agissant du scénario central retenu et de l'arbre d'aléas.

2.1. Scénario central sur d'évolution des capacités de production et de la consommation

Le scénario central considéré reflète, pour les capacités existantes dont la trajectoire d'évolution est fixée et les nouvelles capacités dont la trajectoire de développement est fixée, la meilleure vision à la date du 15 juillet 2019, estimée à partir des analyses du Bilan prévisionnel, de l'évolution du système électrique entre 2019 et 2035. Aussi, la majorité des hypothèses détaillées ci-dessous découlent des hypothèses considérées dans le cadre du Bilan prévisionnel 2018, lesquelles sont ajustées en cohérence avec les nouvelles informations publiques à la date du 15 juillet 2019 (e.g. annonces liées à la Programmation pluriannuelle de l'énergie – PPE – annonces de l'Autorité de sûreté nucléaire ou encore premières déclarations publiques).

Les hypothèses détaillées concernent le parc existant et son éventuel déclassement, le parc piloté par appel d'offres (principalement les énergies renouvelables) ainsi que les projets déjà décidés qui ne pourront pas participer à l'appel d'offres long terme (interconnexions, EPR, centrale au gaz de Landivisiau).

▪ Nucléaire

Le calendrier de fermeture de la centrale de Fessenheim retenu s'appuie sur le projet de PPE, publié en janvier 2019 et confirmé par les dates d'arrêts déclarées par EDF sur la plateforme de transparence européenne en mai 2019. La date d'arrêt retenue pour les deux réacteurs est donc mi-2020⁹.

⁹ Entre le 31/03/2020 et le 01/11/2020

Le rythme de déclassement retenu pour les centrales nucléaires correspond au calendrier détaillé dans le projet de PPE, et s'attache à atteindre 50% de la production nucléaire dans le mix électrique en 2035. La trajectoire de déclassement retenue considère que les fermetures conditionnées en 2025/2026 dans

Concernant la disponibilité du parc nucléaire existant :

- les dates d'arrêt pour les visites décennales sont issues du planning prévisionnel fourni par EDF sur la période 2019-2024 au 30 juin 2018, conformément aux hypothèses du BP 2018. Un allongement systématique de deux mois, observé sur l'historique, est ajouté au calendrier prévisionnel, conformément aux hypothèses du cas de base retenues dans le cadre du le Bilan prévisionnel 2018¹⁰.
- d'autres arrêts sont planifiés par l'exploitant, notamment les visites périodiques et les arrêts simples pour rechargement du combustible ;
- les réacteurs sont sujets à des arrêts fortuits, par nature imprévisibles ;
- des arrêts programmés pour visites périodiques, indépendants des visites décennales. Afin de refléter les écarts entre les calendriers annoncés et réalisés, RTE retient pour ces arrêts et les fortuits les hypothèses du Bilan prévisionnel 2018, à savoir une modélisation des indisponibilités liées aux arrêts programmés (hors visites décennales) cohérente avec celle constatée au cours des dix dernières années.

Tableau 2 : Nombre de visites décennales prévues sur les hivers 2020-2021 à 2023-2024

	Visites décennales retenues dans les hypothèses
Hiver 2020-2021	1 tranche 900 MW
Hiver 2021-2022	3 tranches 900 MW 1 tranche 1300 MW
Hiver 2022-2023	4 tranches 900 MW ¹¹
Hiver 2023-2024	4 tranches 900 MW ¹²

¹⁰ « Une représentation affinée de la disponibilité des réacteurs nucléaires sur les années à venir » - Synthèse du Bilan Prévisionnel – Edition 2018

¹¹ information confidentielle

¹² information confidentielle

▪ **Charbon**

Le scénario retenu conduit à la fermeture des centrales au charbon d'ici 2022, conformément au Plan Climat annoncé en juillet 2017. Le projet de loi relatif à l'énergie et au climat adopté par le Parlement en septembre 2019 confirme cet objectif en fixant le cadre législatif associé via le plafonnement (à partir du 1^{er} janvier 2022) des émissions des installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles.

Le seul élément public connu à date sur la trajectoire de fermeture des tranches au charbon concerne la centrale du Havre dont la fermeture est prévue par l'exploitant au printemps 2021¹³. En l'absence d'information supplémentaire, l'hypothèse retenue concernant les quatre autres tranches consiste en une fermeture au printemps 2022, soit à la fin de l'hiver et peu de temps après la mise en place du dispositif de plafonnement des émissions.

▪ **Gaz**

Sur l'horizon de moyen terme, les hypothèses retenues sont celles du Bilan prévisionnel 2018, également reprises dans le scénario de référence proposé à la consultation du Bilan prévisionnel 2019.

La centrale CCG de Landivisiau (430 MW) est supposée mise en service fin 2021. Cette date est accréditée par la signature des conventions de raccordements aux réseaux de transport d'électricité et de gaz qui constitue une étape engageante financièrement et conditionnant le démarrage des travaux de raccordement. L'exploitant a par ailleurs transmis à RTE les éléments attestant de l'avancée du projet et permettant de rendre crédible une mise en service en fin d'année 2021.

Le parc de CCG et TAC au gaz existant reste ensuite stable sur toute la période étudiée.

La fin du renouvellement des contrats d'obligation d'achat pour les cogénérations au gaz pourrait impliquer le déclassement progressif de ces installations. Un déclassement progressif des cogénérations au gaz à hauteur de 100 MW par an est considéré. Sur les 4,8 GW de moyens existants aujourd'hui, seuls 3,2 GW seront ainsi maintenus pour l'hiver 2035-2036.

▪ **Fioul**

Conformément aux hypothèses retenues pour le Bilan prévisionnel 2018, le parc de cogénération au fioul (400 MW) décroît jusqu'au déclassement total sur la période 2020-2025.

Les TAC au fioul les plus anciennes (370 MW), qui atteindront quarante années de fonctionnement début 2021, sont supposées à l'arrêt en 2024 en anticipation de la fin de l'éligibilité à la rémunération capacitaire des centrales émettant plus de 550 g de CO₂ par kWh prenant effet à partir du 1^{er} janvier

¹³ http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/publications/declarations_list.jsp



2025 (application du « *Clean Energy Package* »). Les autres TAC au fioul (1 030 MW) sont maintenues sur l'ensemble de la période, conformément à la consultation publique menée dans le cadre du Bilan prévisionnel 2019.

▪ **Autres capacités de production thermique**

La contribution des autres moyens de production thermique à la réduction du risque de défaillance s'élève en 2019 à 650 MW. Ces moyens sont composés d'un grand nombre de groupes de faible puissance unitaire avec une disponibilité faible.

Les hypothèses du Bilan prévisionnel tablent sur une stabilité du parc gaz, et une contraction progressive du parc fioul. Cette décroissance est estimée à 40 MW/an¹⁴.

▪ **Energies renouvelables**

Concernant l'évolution des parcs photovoltaïque, éolien terrestre et hydroélectrique, les trajectoires considérées tiennent compte des ambitions publiques du projet de PPE et des tendances actuelles. Elles sont ainsi moins ambitieuses que les trajectoires du projet de PPE, tout en considérant une forte inflexion par rapport aux tendances actuelles :

- 2019-2028 : trajectoire consultée en préparation de l'exercice du Bilan Prévisionnel 2019 (trajectoire intermédiaire entre le rythme tendanciel et la trajectoire basse du projet de PPE) ;
- 2028-2035 : la trajectoire est prolongée avec le rythme annuel identifié sur la période 2023-2028.

L'hypothèse retenue concernant le développement de l'éolien en mer correspond au projet initial de PPE (avant rehaussement des objectifs) avec des hypothèses de retour. En l'espèce, les hypothèses retenues prévoient un décalage d'un an en moyenne des projets des appels d'offres 1 et 2 par rapport au calendrier annoncé et la capacité installée atteint ainsi 2,4 GW fin 2024. Le rythme de développement après 2024 est de 500 MW par an.

Compte tenu de la priorité donnée à la production de chaleur par la filière biomasse, la croissance de la production d'électricité considérée est limitée à 25 MW par an sur toute la période, en cohérence avec les objectifs fixés par le projet de PPE.

¹⁴ en MW équivalent de contribution à la réduction du risque de défaillance

Tableau 3 : Trajectoire de développement des énergies renouvelables retenue

	Fin 2023	Fin 2028	Fin 2035
Solaire PV	15,4 GW	26,9 GW	43 GW
Eolien terrestre	23,3 GW	31,6 GW	43,5 GW
Eolien en mer	1,4 GW	4,4 GW	7,9 GW
Hydro-électricité	25,6 GW	26 GW	26,6 GW
Biomasse	2,1 GW	2,25 GW	2,4 GW

- **Stockage**

La capacité installée de STEP est considérée stable sur l’horizon d’étude. Les technologies de stockage par batterie ne sont pas considérées dans l’évolution du parc décidé, car il s’agit d’une filière potentiellement candidate pour participer à l’appel d’offres.

- **Effacement**

La capacité certifiée des effacements actuellement opérationnels est estimée à 2,2 GW. Les capacités supplémentaires d’effacements susceptibles d’apparaître sur le système électrique à partir de 2020 ne sont pas considérées dans l’évolution du parc décidé, car il s’agit d’une filière potentiellement candidate pour participer à l’appel d’offres.

- **Interconnexions¹⁵**

Sur l’horizon de moyen terme, le développement des capacités d’interconnexion est fondé sur les hypothèses retenues dans le paramétrage du mécanisme de capacité, elles-mêmes issues du Bilan prévisionnel 2018. Elles prévoient la mise en service d’une interconnexion de 1000 MW¹⁶ avec l’Italie mi-2020, ainsi que de deux interconnexions de 1000 MW avec l’Angleterre mi-2020 et mi-2021.

Le calendrier de mise en service des interconnexions retenu est décrit dans le tableau ci-dessous.

Tableau 4 : Date d’arrivée des capacités d’interconnexions (la mise en service des interconnexions est supposée effective en milieu d’année)

Année concernée	Capacité d’import (MW)	Pays interconnecté
2020	1000	Italie

¹⁵ Il est important de noter que la contribution des interconnexions pour la sécurité d’approvisionnement en France prend en compte la capacité des interconnexions à l’import mais également la disponibilité des parcs étrangers.

¹⁶ Les capacités d’interconnexion indiquées correspondent aux capacités d’import.

	1000	Royaume-Uni
2021	1000	Angleterre
	500	Belgique
2022	1000	Belgique
2025	1800	Allemagne
	2200	Espagne
2028	700	Irlande
2030	1400	Angleterre
	600	Suisse
	1000	Belgique
2035	1400	Angleterre

▪ Contribution transfrontalière des pays européens

Les hypothèses de disponibilité des parcs européens sont établies jusqu'à fin 2025 à partir des données du *Mid-term Adequacy Forecast 2018* publié par ENTSO-E à l'exception de l'Allemagne pour laquelle les données ont été ajustées sur la base des trajectoires du *NetzEntwicklungsPlan 2018*. Le prolongement des hypothèses jusqu'en 2035 est établi à partir du scénario *Sustainable Transition* du Plan décennal de développement du réseau européen (TYNDP) publié par ENTSO-E en 2018 qui décrit l'évolution des parcs de production aux horizons 2030 et 2040. Ces hypothèses sont conformes à celles retenues dans le cas de base du Bilan prévisionnel 2018, et évolueront dans le cadre de l'exercice du Bilan Prévisionnel 2019.

▪ Consommation

La trajectoire de consommation retenue est fondée sur le projet de PPE et de SNBC. Elle est en hausse sur l'ensemble de la période et atteint 484 TWh en 2025 (dont 6 TWh de production d'hydrogène), 500 TWh en 2030 (dont 25 TWh de production d'hydrogène) et 518 TWh en 2035 (dont 31 TWh de production d'hydrogène).

Un arbre d'aléas construit autour du scénario central reflétant les aléas de long terme sur l'évolution du système électrique et les aléas météorologiques et techniques de court terme

Les incertitudes de long terme sur l'évolution du contexte économique et énergétique sont représentées au moyen d'un arbre d'aléas, dont une illustration est proposée sur la figure 6. Chaque nœud de cet arbre d'aléas représente un futur possible et chaque bifurcation de l'arbre est associée à une possibilité d'évolution du contexte énergétique d'une année à l'autre. Par ailleurs, comme indiqué sur cette figure,

à chacun des nœuds de l'arbre d'aléas est associé différents scénarios d'aléas de court terme (en particulier, aléas météorologiques).

La rentabilité des capacités présentes sur le système électrique est évaluée à partir des signaux stochastiques issus de l'arbre d'aléas, via les prix sur les marchés de l'énergie et de la capacité.

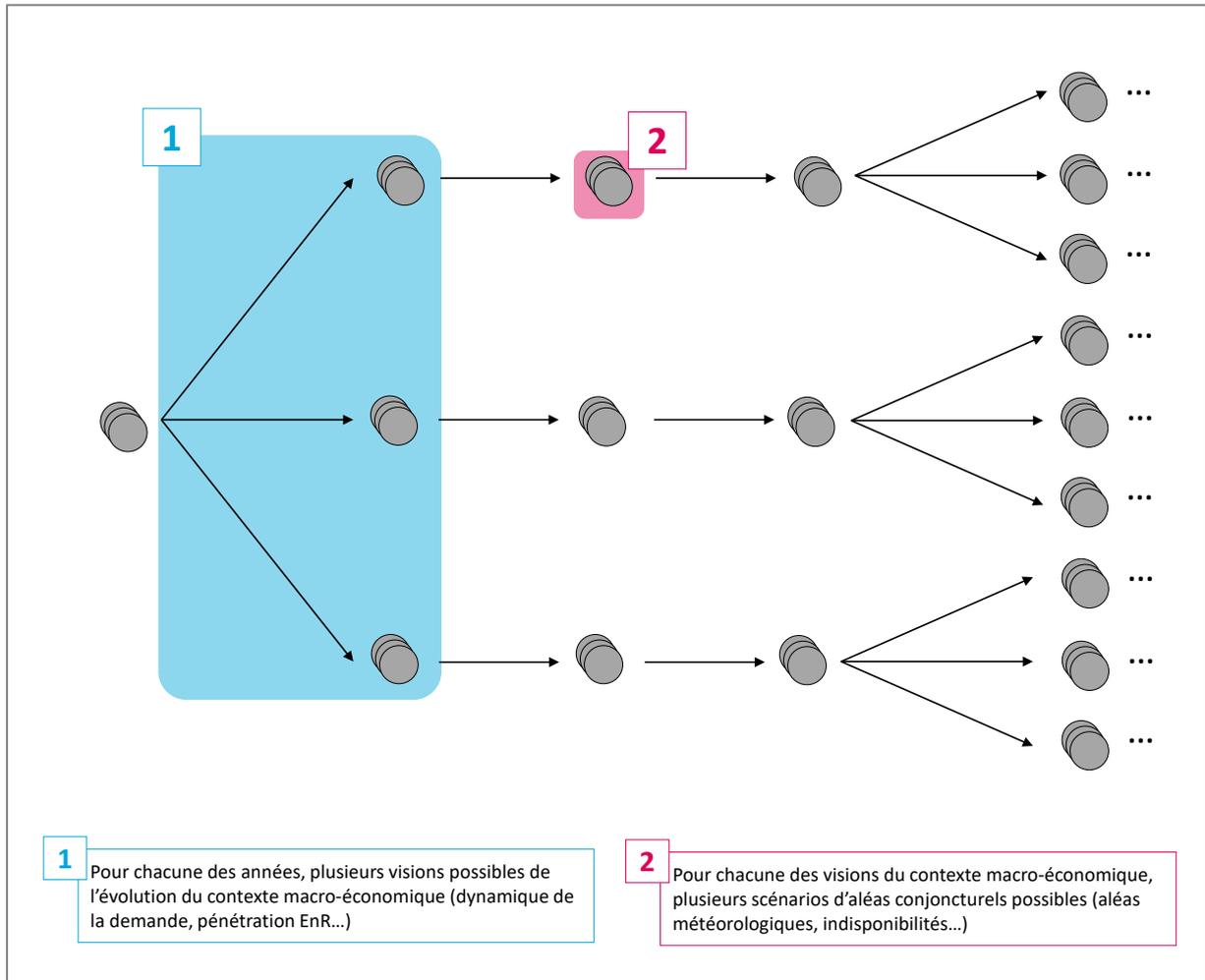


Figure 6 : représentation schématique de l'arbre d'aléas

▪ **Les aléas de court terme**

Les aléas de court terme reflètent les incertitudes conjoncturelles qui portent sur les conditions météorologiques (en particulier vagues de froid) et les indisponibilités fortuites des moyens de production. La modélisation des aléas est effectuée conformément au cadre d'étude du Bilan prévisionnel ; ils portent en pratique sur la demande, la production renouvelable et la disponibilité des moyens thermiques et notamment nucléaires. Ils sont représentés à l'aide de 100 tirages d'aléas de court terme pour chacun des nœuds de l'arbre.

▪ Les aléas de long terme

Les aléas de long terme sur l'évolution du contexte économique et énergétique portent sur des incertitudes structurelles (en opposition aux aléas conjoncturels pris en compte à l'horizon de court terme). Ils affectent l'adéquation entre l'offre et la demande : ils peuvent aussi bien provenir d'une incertitude sur le niveau de demande (transferts d'usages, déploiement de l'efficacité électrique, etc...) que sur la production effective (e.g. rythme de déclassement nucléaire, calendrier d'évolution des énergies renouvelables, calendrier de mise en service de l'EPR ou des interconnexions).

Dans la modélisation, toutes les incertitudes de long terme sont représentées sous la forme d'un arbre d'aléas qui porte sur l'évolution de la consommation résiduelle c'est-à-dire la consommation France diminuée de la production des énergies renouvelables, de la production nucléaire et des apports des interconnexions. L'arbre représente une incertitude croissante au cours de la période 2020-2035 : les incertitudes sur l'année 2020 sont plus faibles que les incertitudes sur l'année 2030.

En pratique, les trajectoires possibles pour l'évolution de la consommation en France à long terme sont construites dans le respect des principes suivants :

- (i) l'arbre est construit à partir du scénario central supposé à ce jour comme la meilleure estimation à date de l'évolution du système électrique sur la période 2020-2035. Par souci de simplification le foisonnement de l'arbre à partir de ce scénario central est réalisé tous les trois ans à partir de l'année 2024 ;
- (ii) L'amplitude de l'écart sur les marges du système électrique « hors nouvelles capacités émergeant via les AOLT » entre les deux trajectoires les plus extrêmes de l'arbre à horizon 2035 est calibrée sur les écarts entre les trajectoires de consommation (hors Power-to-gas) des scénarios « Distributed Energy » et « Global Ambition » du *Ten Years Network Development Plan*. L'incertitude sur l'évolution de la consommation nette d'électricité nationale atteint 39,2 TWh à l'horizon 2035 ce qui correspond à une incertitude sur les marges du système électrique de 4,5 GW. Cette incertitude correspond à la production d'environ trois réacteurs nucléaires de type EPR.

2.2. Des filières candidates à l'appel d'offres concentrées sur les effacements et les batteries

La méthodologie de construction de la courbe de demande administrée résulte du surplus apporté par l'arrivée d'une capacité supplémentaire lors de la première année couverte par le contrat pour différence

pour le périmètre « collectivité AOLT ». Le niveau et la profondeur de la courbe de demande dépend donc des hypothèses concernant les capacités de production ou d'effacement susceptibles d'être développées dans le système électrique après l'année de livraison considérée : en effet, la valeur pour la collectivité de capacités retenues à un appel d'offres intègre les capacités dont les investissements pourraient être évités sur les années ultérieures. Les technologies susceptibles de répondre à l'appel d'offres long terme retenues sont les effacements industriels et diffus ainsi que les batteries électrochimiques d'une capacité d'une demi-heure. Les autres technologies disponibles ne sont pas considérées pour l'une des raisons suivantes :

- elles ne sont pas éligibles à l'appel d'offres (e.g. critère d'émission CO₂, centrale EPR Flamanville 3) ;
- elles sont jugées comme n'émergeant pas via l'AOLT mais via des dispositifs de soutien ad-hoc ((e.g. énergies renouvelables sans complément de rémunération) ;
- leur développement n'est pas possible à l'horizon des AOLT considérés (e.g. nouvel EPR).

Dans ce paragraphe, les hypothèses de coûts et de gisements retenues pour les technologies candidates sont détaillées.

2.2.1. Capacités candidates à l'appel d'offres

▪ Effacement industriel

Les hypothèses de coût et de gisement retenus sont issues du rapport de l'ADEME de 2017, *L'effacement de la consommation électrique en France*. Le scénario retenu correspond à la vision médiane des coûts et des gisements disponibles. Les effacements déjà présents et certifiés sur le mécanisme de capacité sont soustraits aux gisements identifiés dans le rapport de l'ADEME.

Le gisement de revenu sur les réserves rapides et complémentaires étant limité et déjà capté par les effacements existants (600 MW environ) ou d'autres technologies plus compétitives (stockage par STEP ou batterie), cette rémunération n'est pas considérée pour les effacements susceptibles d'émerger.

▪ Effacement diffus

Les hypothèses de coûts et de gisement retenus sont issues des analyses menées dans le cadre du rapport *Réseaux Electriques Intelligents (REI)*, publié par RTE en 2017. Ces analyses sont fondées sur une évaluation du gisement de capacité effaçable pour les usages de chauffage électrique et d'eau chaude sanitaire en tenant compte de contraintes techniques d'installation¹⁷ et d'acceptabilité. Les coûts

¹⁷ Par exemple, les situations où la configuration de l'installation électrique ne permet pas d'installer aisément un dispositif.

correspondent à l'équipement des foyers en boîtiers de pilotage dynamique de la demande. Les hypothèses retenues sont celles du scénario de référence de REI et ont fait l'objet d'une concertation.

Pour les effacements industriels et diffus, les effacements déjà présents et certifiés sur le mécanisme de capacité sont soustraits aux gisements identifiés dans le rapport REI. Hors effacements gris, ils représentent 2460 MW.

- **Batterie électrochimique**

L'hypothèse de coût considérée est issue du rapport de l'ATEE publiée en juillet 2018, *Etude PEPS4 sur le potentiel national du stockage d'électricité et du power-to-gaz*. L'hypothèse basse a été retenue compte tenu de la baisse des coûts attendue pour cette technologie et de l'écart entre la date de publication de cette étude et la date de mise en service des lauréats de l'appel d'offres long terme (2020-2023). Elles intègrent l'intégralité des coûts de développement (batterie, onduleur, foncier, ingénierie, raccordement). Le dimensionnement en capacité considéré (une demi-heure de stock) vise à maximiser les revenus de la batterie sur le mécanisme de capacité. En théorie, les revenus issus des services systèmes ou de la participation des batteries au mécanisme d'ajustement devraient être pris en compte en réduction du coût d'investissement (ces revenus ne sont pas modélisés dans l'outil d'optimisation). En pratique, le gisement de valeur associé à ces marchés de court terme étant limité (500 MW pour la réserve primaire, 1500 MW pour la réserve tertiaire), il est considéré comme suffisamment faible pour ne pas être intégré à la rémunération des batteries susceptibles d'émerger.

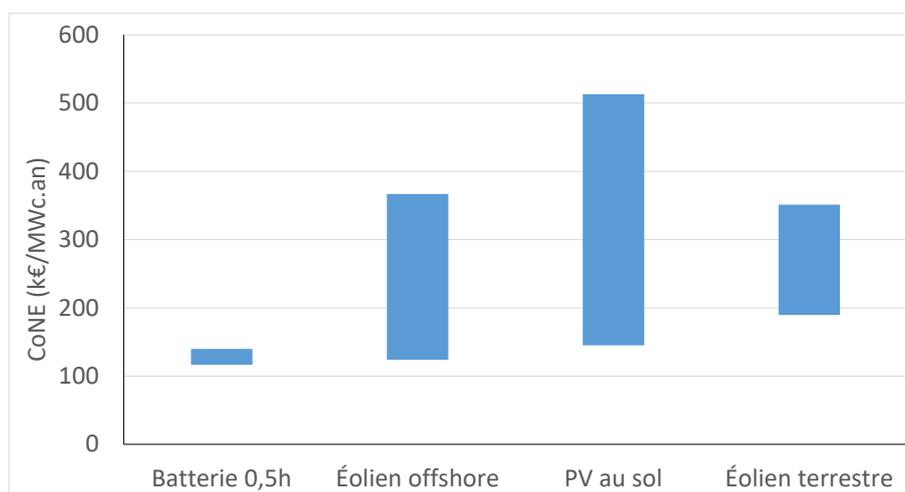
2.2.2. Les énergies renouvelables, des filières éligibles, mais pas suffisamment compétitives pour être candidates à l'appel d'offres

Les énergies renouvelables (éolien en mer, éolien terrestre et photovoltaïque au sol) peuvent être candidates à l'appel d'offres à condition de renoncer au dispositif de subvention. L'analyse menée par RTE montre que les niveaux de rémunération capacitaire devraient être très élevés pour que l'appel d'offres long terme soit plus intéressant pour les énergies renouvelables que les dispositifs de soutien (au niveau actuel des appels d'offres pour complément de rémunération, tableau 4). La rémunération capacitaire minimale à partir de laquelle ces technologies auraient intérêt à émerger sans bénéficier du complément de rémunération apparaît largement supérieure au Coût d'une Nouvelle Entrée (CONE) des autres moyens considérés plus haut, notamment des batteries (coûts annualisés d'investissement et de maintenance auxquels sont soustraits les revenus sur les marchés de l'énergie). Ceci tient au fait que la contribution des énergies renouvelables au système électrique porte davantage sur l'énergie produite que sur la disponibilité de cette capacité pendant les pics de consommation. Le coefficient de certification des énergies renouvelables est donc plus faible que celui des autres filières (tableau 4). Ce

résultat est aussi vrai pour l'éolien en mer en intégrant les coûts de raccordement à l'analyse : en effet, ceux-ci seraient à la charge du producteur si celui-ci cherchait à se rentabiliser directement sur le marché sans soutien public. Le graphique suivant présente cette rémunération capacitaire minimale pour les trois technologies renouvelables étudiées. Les hypothèses hautes et basses représentent l'incertitude sur les revenus énergies sur le marché Spot : 52 €/MWh (prix *futures* pour l'année 2020) et 37 €/MWh (prix moyen sur l'année 2016)¹⁸.

Tableau 5 : Paramètres utilisés pour estimer la rémunération capacitaire minimale à partir de laquelle les technologies renouvelables auraient intérêt à émerger sans bénéficier du complément de rémunération

	Résultats des derniers appels d'offres (€/MWh)	Coefficient de contribution à la sécurité d'approvisionnement (MW certifié / MW installé)
Eolien terrestre	65,7	20 %
Photovoltaïque	60,2	5 %
Eolien en mer	57 (44 €/MWh pour l'appel d'offres + 10 à 15 €/MWh environ pour le raccordement ¹⁹)	25 %



¹⁸ La rémunération énergie des capacités prend en compte la pondération des prix sur le marché Spot par la courbe de charge.

¹⁹ Les résultats de l'appel d'offres n°3 sur l'éolien posé ne prennent pas en compte les coûts de raccordement. L'estimation des coûts de raccordement pour les futurs parcs éoliens en mer a fait l'objet d'analyses détaillées dans le cadre du schéma décennal de développement du réseau publié par RTE en septembre 2019 (voir le chapitre 6).

Figure 7 : Comparaison du Coût de Nouvelle Entrée (CONE) des batteries électrochimiques et de la rémunération capacitaire minimale à partir de laquelle les technologies de production renouvelable auraient intérêt à émerger sans bénéficier du complément de rémunération

Par ailleurs, les autres technologies qui ont la possibilité réglementaire et contractuelle de participer à l'appel d'offres n'apparaissent pas non plus compétitives. Le CoNE des centrales hydrauliques au fil de l'eau, estimé à partir des données disponibles dans le rapport *Energy Technology Reference Indicator* (2014), est supérieur à 1000 k€/MW/an. Le CoNE des technologies de conversion des centrales à charbon à la biomasse, évalué à partir des données publiques parues suite à la conversion de la centrale de Gardanne, s'élève à environ 260 k€/MW/an.

2.2.3. Gisement disponible des capacités candidates à l'appel d'offre

Le graphique suivant synthétise les hypothèses de coût retenues et le gisement des capacités susceptibles d'émerger via l'appel d'offres long terme : les capacités d'effacement déjà installées sur le système électrique ne sont ainsi pas représentées. Les trois premiers paliers représentent les capacités d'effacements industriels et diffus de manière simplifiée. Le dernier palier de gisement correspond aux batteries électrochimiques.

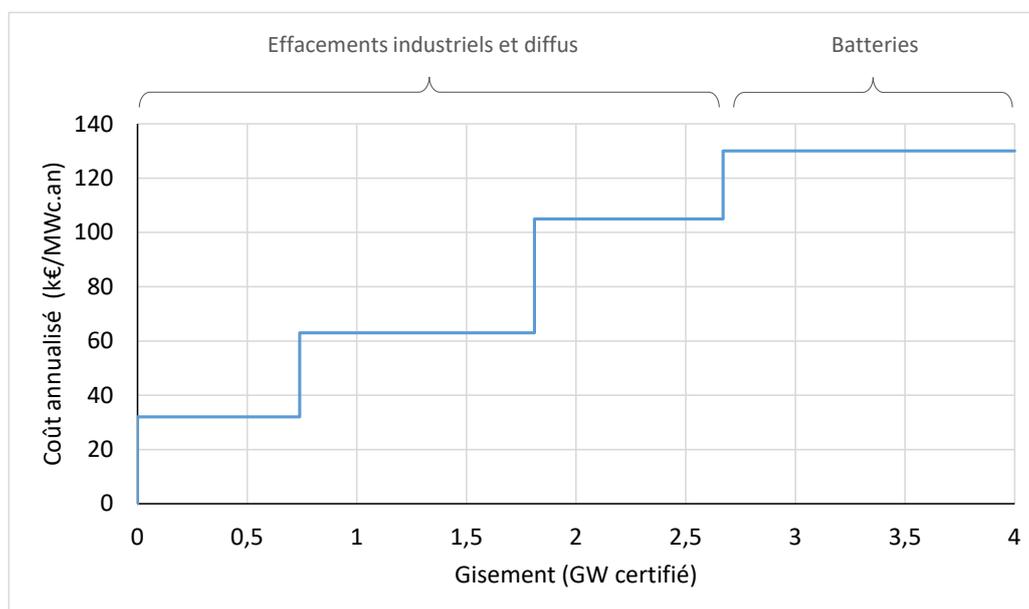


Figure 8 : Hypothèses de coûts et de gisements de nouvelles capacités (hors capacités déjà installées) retenues dans la simulation de l'AOLT