Le réseau de transport d'électricité

Caractéristiques du parc de production et d'effacement entre 2025 et 2035 et architecture du futur mécanisme de capacité

Groupe de travail n°2 – Refonte du mécanisme de capacité

24 mai 2022

Copyright RTE – 2021. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité (RTE)

Ordre du jour

0. Synthèse des contributions des acteurs reçues en réponse aux questions du GT 1

1. Rappel des caractéristiques du système électrique ayant mené à l'architecture du mécanisme actuel

2. L'état du futur système électrique : trajectoires de développement envisageables des différentes filières entre 2025 et 2035

3. Assurer le respect du critère de sécurité d'approvisionnement et retrouver des marges par rapport à celui-ci en début de période

4. Périmètre du futur mécanisme : faut-il conserver un mécanisme « *capacity-wide* » ?

5. Mieux piloter la contribution des différentes filières à la sécurité d'approvisionnement

6. Prochaines étapes

0 Synthèse des contributions des acteurs reçues en réponse aux questions du GT 1

Contributions reçues en réponse aux questions du GT 1

Six contributions ont été reçues à ce jour en réponse aux questions du GT 1.

Sur la centralisation de la définition du besoin de capacité :

- Si certains acteurs y sont favorables pour des motifs de forte simplification du mécanisme et de réduction des écarts avec le Bilan prévisionnel, d'autres souhaitent conserver l'architecture actuelle, plus responsabilisante.
- Tous jugent nécessaire de réactualiser annuellement le besoin jusqu'au début de l'AL et que, si un rôle dans l'émergence de capacités était confié au futur mécanisme, ce besoin soit défini le plus en amont possible.

Sur la centralisation de la contractualisation des capacités et les trois modèles proposés :

- Certains acteurs s'inquiètent de la perte de responsabilité pour les acteurs obligés et de la réduction de l'espace concurrentiel induites et privilégient pour cette raison le modèle 1 (conservant des acteurs obligés). D'autres privilégient à l'inverse le modèle 3 (financement tarifaire du mécanisme).
- Plusieurs s'interrogent sur la faculté des trois modèles à conserver des incitations à la maîtrise de la demande.

Sur les modalités de répercussion du coût de la capacité :

- Quelques acteurs sont favorables au maintien du signal PP1.
- Certains acteurs jugent nécessaire de continuer à prendre en compte la thermosensibilité afin de conserver des incitations à la maîtrise de la demande. D'autres considèrent qu'elle serait déjà prise en compte dans la définition centralisée du besoin, ce qui permettrait de calculer la clé de répartition sur la base de la consommation réalisée.

Remarques de RTE

- En réponse aux premières contributions reçues, RTE souhaite rappeler que chacun des trois modèles évoqués lors du GT 1 permet de conserver une incitation à la maîtrise de la demande plus ou moins importante en fonction des éléments de design choisis.

- Dans les modèles 1 et 2, les acteurs de marché pourraient par exemple continuer à délivrer des incitations à leurs clients *via* leurs offres de fourniture dans l'objectif de minimiser leur contribution au financement du mécanisme :

  - Dans le modèle 1, les acteurs obligés pourraient conserver la responsabilité de la couverture de leur périmètre.

  - Dans le modèle 2 (financement par les fournisseurs, sans obligation de capacité), même si la contractualisation de la capacité ne serait pas à la main du fournisseur, celui-ci conserverait la liberté de définir les modalités de répercussion de ce coût sur la facture de ses clients, pourrait innover dans ces modalités et ainsi conserver un rôle de conseil.

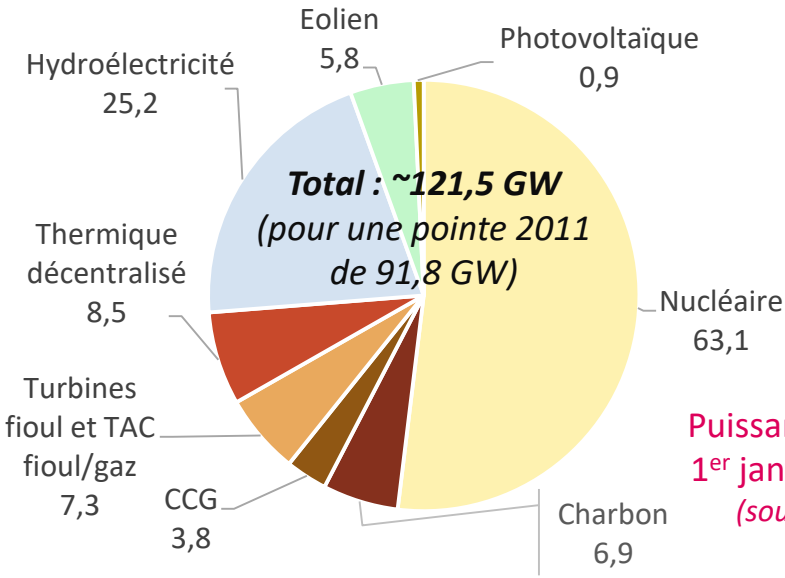
- Dans le modèle 3, le niveau d'incitation dépendrait des modalités de calcul et de répercussion du terme tarifaire sur la facture des consommateurs.

- RTE précise aussi que, dans tous les modèles présentés, il n'y aurait pas de mise à jour du niveau d'obligation ni de contractualisation de capacité à partir du début d'AL car l'un des enjeux de la refonte du mécanisme consiste précisément à ce que toutes les capacités nécessaires soient retenues avant l'année de livraison.

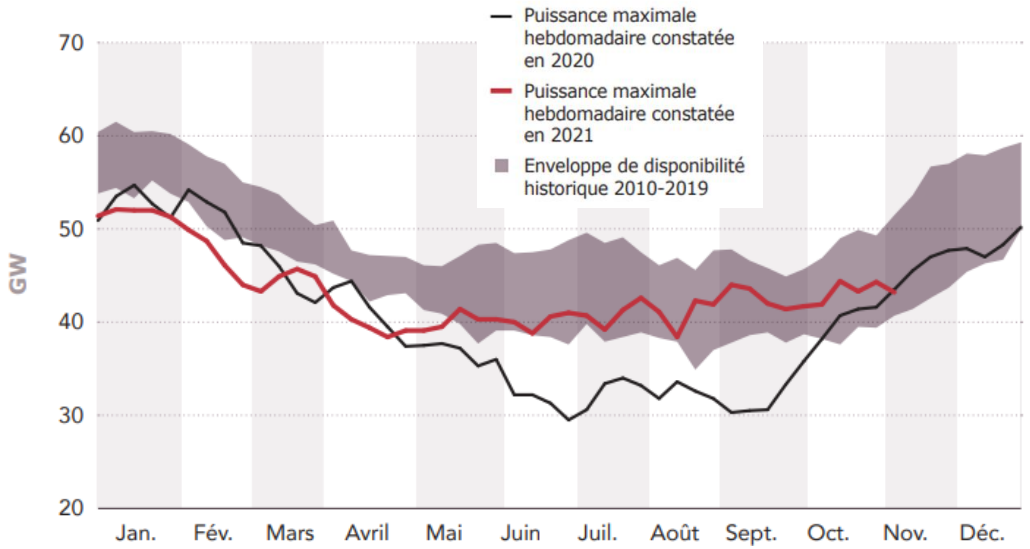
1 Rappel des caractéristiques du système électrique ayant mené à l'architecture du mécanisme actuel

Le mécanisme de capacité a été conçu et introduit dans un contexte de parc surcapacitaire…

- Durant la première décennie des années 2000, le système électrique français était construit autour de :
  - une importante capacité de production nucléaire et hydraulique ;
  - de grandes unités thermiques – rarement sollicitées – visant à répondre aux pointes de consommation.



Puissance installée au 1er janvier 2011 (GW)
(source : BP 2011)

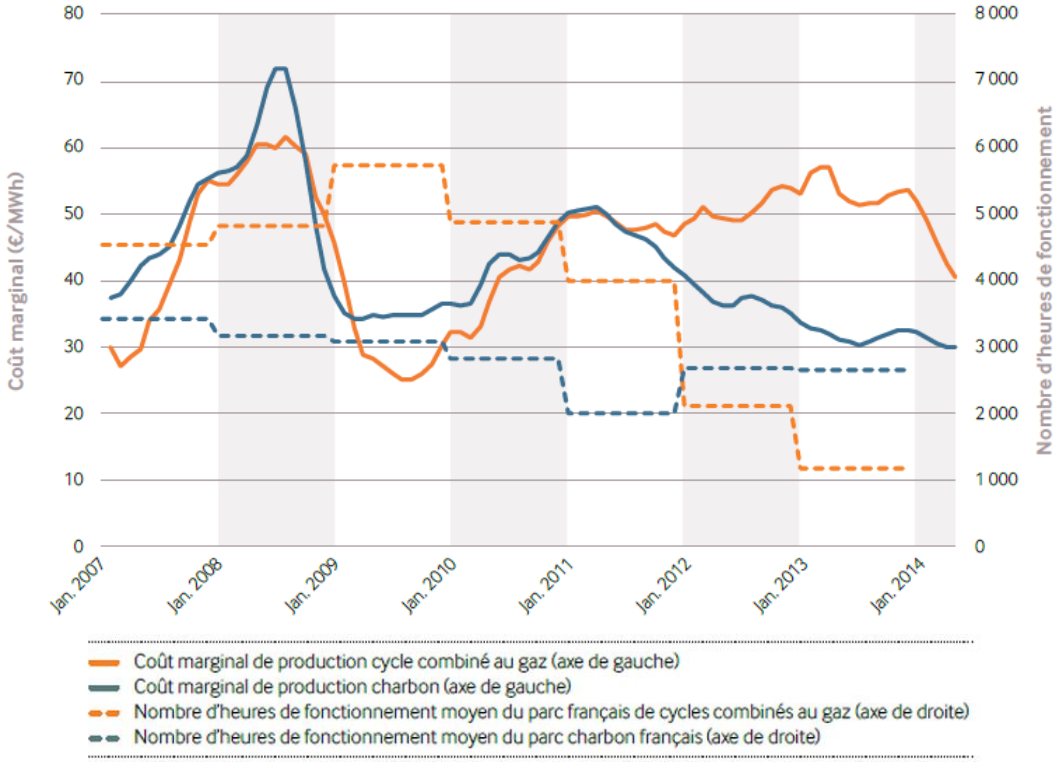


Disponibilité nucléaire historique et constatée en 2021
(Source : Passage de l'hiver 2021/2022)

- A l'introduction du principe d'obligation de capacité en 2010, le parc présentait des marges significatives par rapport au critère de sécurité d'approvisionnement et la disponibilité hivernale du parc nucléaire était supérieure à aujourd'hui.
- Une rupture d'approvisionnement demeurait donc un risque prospectif.

… mais marqué par les difficultés économiques d'une partie du parc thermique

- Après une phase de développement rapide entre 2008 et 2012, la filière CCG a vu son essor industriel perturbé par plusieurs facteurs (crise économique tirant les prix à la baisse, marginalité des centrales à charbon, etc.)
- Certains producteurs décident alors de la mise sous cocon de certaines unités, dans l'attente de conditions de marché plus favorables. La filière connaît également une restructuration marquée par des cessions d'actifs
- Le mécanisme de capacité est par conséquent conçu – du point de vue de la production – entre 2012 et 2014 dans le but d'assurer, en complément du marché de l'énergie :
  - le maintien en fonctionnement des actifs existants (notamment thermiques) ;
  - l'accompagnement des politiques de transition énergétique en guidant efficacement les investissements.

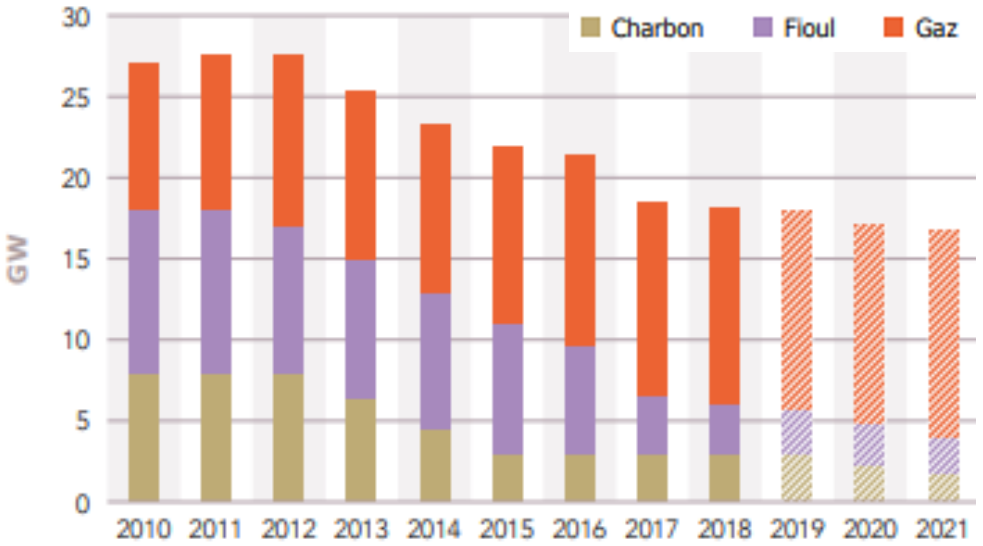


Évolution théorique des coûts marginaux d'un CCG et d'un groupe charbon type entre 2007 et 2014
(source : BP 2014)

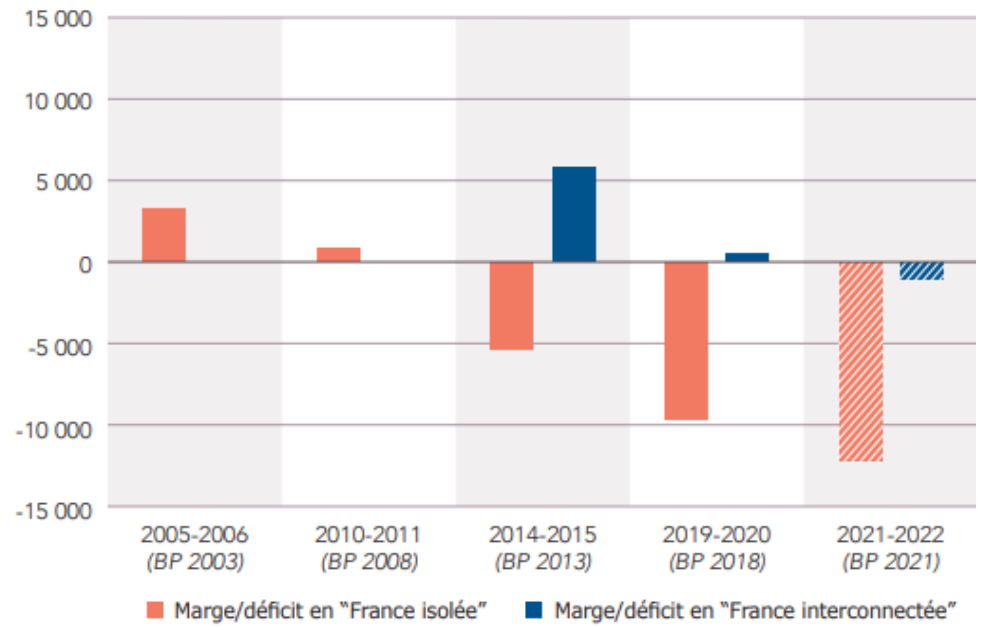
Une réduction progressive des marges sur la dernière décennie

- Au cours des dix dernières années, la France est passée d'une situation de surdimensionnement à une situation de respect strict du critère de sécurité d'approvisionnement, sous l'effet de la fermeture – pour des raisons principalement environnementales – d'installations fioul et charbon (près de 12 GW) depuis 2012 et d'une évolution à la baisse de la disponibilité hivernale du parc nucléaire.

- Avant la crise sanitaire, la sécurité d'approvisionnement demeurait donc assurée au sens du critère réglementaire, mais sans marge : dans cette situation, toute évolution défavorable sur le parc de production est susceptible de se traduire de manière visible sur le niveau de risque du système.



Evolution de la puissance installée du parc thermique fossile au 31 décembre *(source : BP 2019)*



Marges/déficits de capacité par rapport au critère vus par les précédents BP (MW) *(source : BP 2021)*

NB : les marges en France interconnectée ne sont calculées qu'à compter du BP 2010

Impact du mécanisme de capacité et de l'AOLT sur la structure du parc de production et d'effacement entre 2017 et 2019

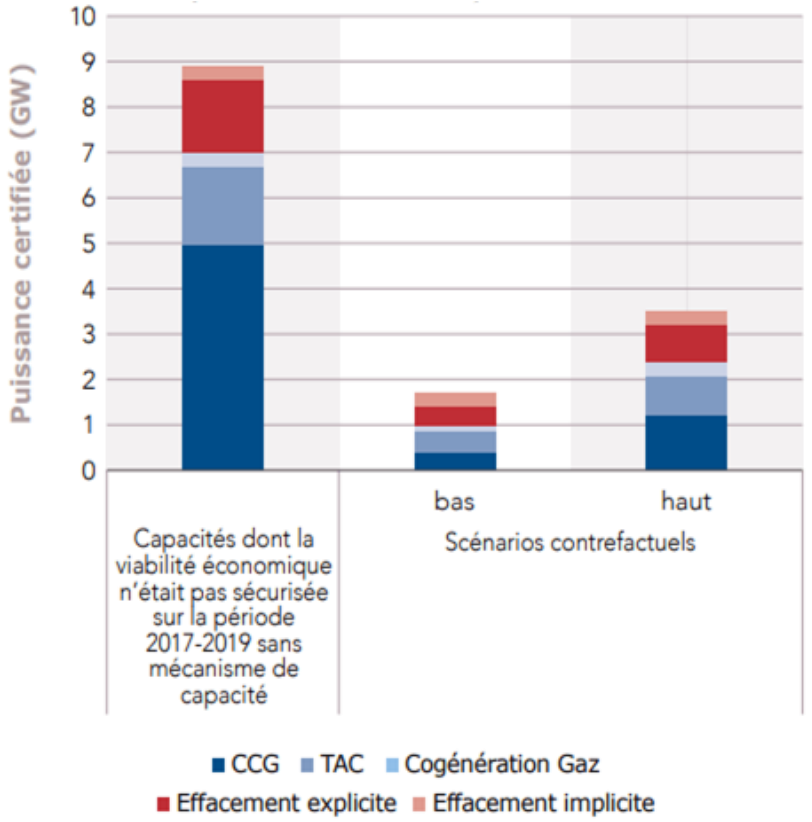
- Les scénarios contrefactuels établis dans le REX publié en 2021 conduisent à considérer que le système électrique aurait été privé d'entre 1,8 GW (scénario bas) et 3,5 GW (scénario haut) entre 2017 et 2019 et le critère de sécurité d'approvisionnement n'aurait pu être respecté.

- Les AOLT lancés en 2019 ont conduit à sélectionner 375 MW de nouvelles capacités décarbonées et utiles à la sécurité d'approvisionnement, contribuant ainsi au développement du stockage par batterie et des effacements explicites (en plus des volumes – jusqu'à 1 950 MW pour l'édition 2022 – émergeant au travers de l'AOE).

- Le mécanisme n'a pas excédé son objectif en ne retardant pas la fermeture :
  - des grandes centrales fioul entre 2016 et 2018 (dont 3 GW en 2018)
  - des centrales charbon, débutée sur la période conformément à la PPE

- Jusqu'à la crise sanitaire, le mécanisme a donc accompagné le système électrique vers un niveau de sécurité d'approvisionnement correspondant exactement – ni plus, ni moins – au critère établi par les pouvoirs publics.

Capacités à risque en l'absence de mécanisme de capacité et scénarios contrefactuels sans mécanisme
(source : REX)



2

L’état du futur système électrique : trajectoires de développement envisageables des différentes filières entre 2025 et 2035

Des constats soumis à de fortes incertitudes

La nature du système électrique entre 2025 et 2035 dépend des travaux programmatiques en cours et à venir…

- Depuis la loi relative à l'énergie et au climat adoptée en novembre 2019, une loi de programmation sur l'énergie et le climat (LPEC) doit désormais fixer les grands objectifs de la PPE à horizon 15 ans (en termes de réduction de gaz à effet de serre) et 10 ans (en termes de diversification de mix électrique).
- La première LPEC doit être adoptée avant le 1er juillet 2023 et portera donc, comme la future PPE (2024-2033) qui devra être adoptée sous douze mois après la LPEC, sur l'horizon pertinent pour la refonte du mécanisme.
- Les futures LPEC et PPE viseront notamment à actualiser les objectifs de la seconde période quinquennale (2024-2028) de l'actuelle PPE pour tenir compte des nouveaux objectifs européens de politique énergétique (*-55 % net en 2030*)
- S'ils ne portent pas précisément sur l'intégralité de la période 2025-2035, les *Futurs énergétiques 2050* tracent des perspectives utiles pour l'année 2030 et inspireront vraisemblablement les objectifs des futures LPEC et PPE
- Les annonces du président de la République à Belfort le 10 février 2022 devraient également mener à des inflexions significatives de politique énergétique.



… ainsi que des répercussions de la crise actuelle

- La crise énergétique en cours depuis la fin de l'année 2021 s'est accentuée suite à la guerre en Ukraine et modifie le niveau et la structure des prix sur les marchés.
- Plusieurs Etats membres et institutions engagent actuellement des réflexions majeures sur les leviers d'amélioration du fonctionnement des marchés et la résilience des systèmes électriques nationaux, en allant parfois au-delà des seules trajectoires nécessaires à l'atteinte du *-55 net* en 2030. Il en résulte des conséquences potentiellement majeures sur la structure de leurs mix de production respectifs et leur contribution à la sécurité d'approvisionnement française.

➡ **Les délais réglementaires nécessaires à l'approbation d'un mécanisme imposent toutefois de composer avec ces incertitudes et d'avancer sans délai.**


EUROPEAN COMMISSION

Brussels, 18.5.2022
COM(2022) 230 final

COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE EUROPEAN COUNCIL, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS

REPowerEU Plan

{SWD(2022) 230 final}

Bruxelles, le 23.3.2022
COM(2022) 138 final

COMMUNICATION DE LA COMMISSION AU PARLEMENT EUROPÉEN, AU CONSEIL EUROPÉEN, AU CONSEIL, AU COMITÉ ÉCONOMIQUE ET SOCIAL EUROPÉEN ET AU COMITÉ DES RÉGIONS

Sécurité de l'approvisionnement et prix de l'énergie abordables: options pour des mesures immédiates et la préparation de l'hiver prochain

Crise énergétique: l'Allemagne veut renforcer les renouvelables

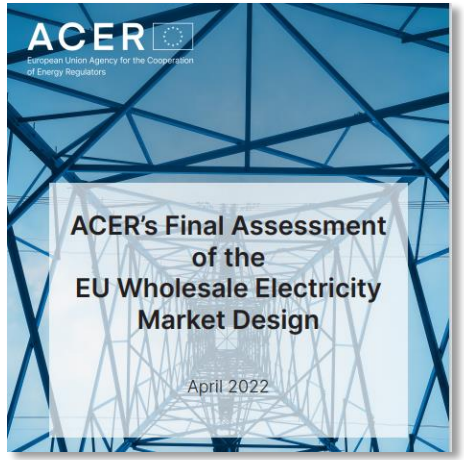
Le gouvernement allemand a présenté mercredi un projet de développement accéléré des énergies renouvelables, visant à atteindre une part de 80% du bouquet électrique d'ici 2030, pour répondre à la «*double urgence*» du climat et de la crise avec la Russie.

En Belgique, le nucléaire prolongé de dix ans

Prévu depuis 2003, l'abandon de l'atome par le royaume est un feuilleton à rebondissements, soumis aux aléas des changements de coalitions et à l'indécision des experts.

Electricité : l'Espagne et le Portugal décrochent du système européen

L'Espagne et le Portugal mettent en route un système tarifaire propre qui plafonne les prix du gaz. Madrid prévoit une réduction de la facture de 30 % pour les ménages et l'industrie.

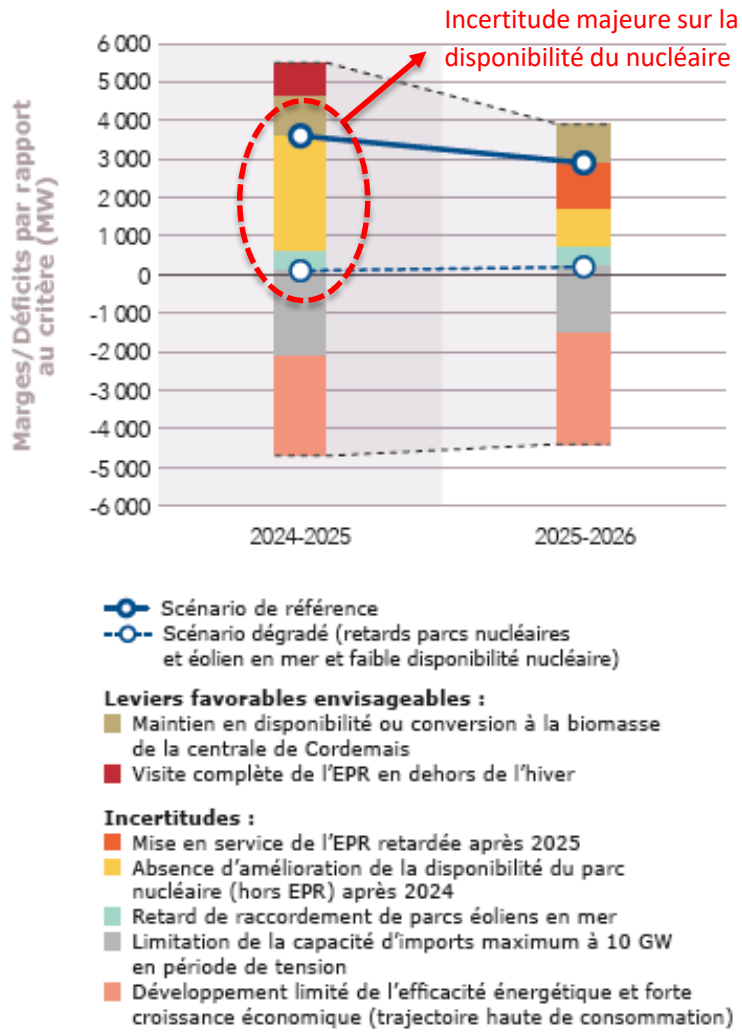


L'incertitude dominante actuelle et pour le début de la période concernée restera la contribution effective du parc nucléaire

- Au-delà de la crise sanitaire, la performance opérationnelle du nucléaire est le facteur le plus important en matière de sécurité d'approvisionnement électrique en France
- Il existe aujourd'hui une forte incertitude sur la production du parc nucléaire à moyen terme, du fait de l'importance du programme industriel de maintenance (grand carénage) et de résorption des défauts de corrosion sous contrainte identifiés dans certains réacteurs actuellement à l'arrêt
- Une évolution vers un mécanisme davantage centralisé, comme appelé des vœux d'une majorité d'acteurs, conduit à **accroître le rôle des études de sécurité d'approvisionnement dans le dimensionnement du besoin de capacité**

➡ **La façon dont serait traitée l'incertitude sur la production nucléaire dans l'évaluation du besoin de capacité réalisé par RTE, et donc les moyens dont disposent RTE et la CRE pour réaliser ou contrôler cette évaluation, sont donc des questions clés à instruire.**

Evolution des marges vue du BP2021



Tendances par filière

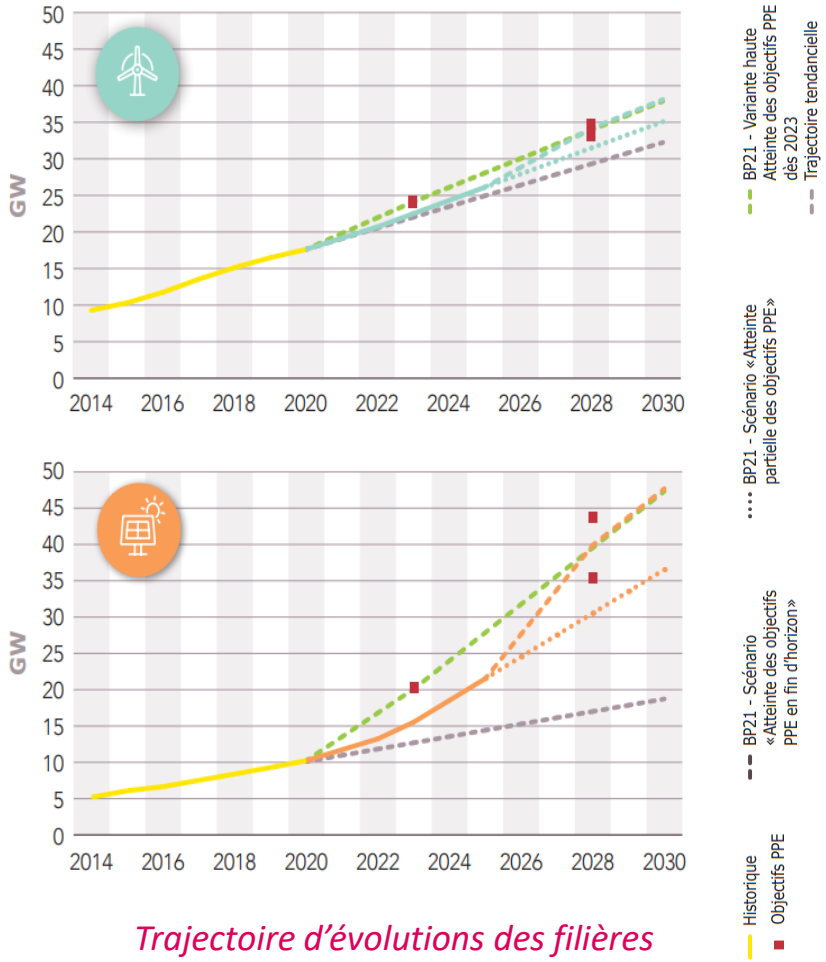
Des EnR en croissance contrastée selon les filières

- La PPE actuelle prévoit des objectifs de développement importants pour les différents types d'énergies renouvelables à horizon 2028 :
  - **33,2 à 34,7 GW d'éolien *onshore*** *(pour 18,8 GW fin 2021)*
  - **5,2 à 6,2 GW d'éolien *offshore*** *(premier parc de ~0,5 GW en 2022)*
  - **35,1 à 44 GW de solaire photovoltaïque** *(pour 13 GW fin 2021)*

- Les annonces du président de la République en février 2022 – qui présument des orientations de la future PPE – prévoient toutefois une redistribution de ces objectifs à 2028 : l'objectif de développement de l'éolien terrestre devrait être conservé mais repoussé ultérieurement et, à l'inverse, l'objectif solaire devrait être accéléré. L'objectif éolien en mer à 2030 ne devrait pas être modifié mais sa trajectoire entre 2030 et 2050 devrait être renforcée.

  A terme, d'ici 2050, il est envisagé d'atteindre 100 GW de solaire, 40 GW d'éolien en mer et 40 GW d'éolien terrestre

- Cette croissance modifie progressivement la nature des risques pesant sur la sécurité d'approvisionnement : le système sera plus sensible aux événements combinant froid et vent faible qu'auparavant (pointe de consommation résiduelle vs. pointe de consommation)



Trajectoire d'évolutions des filières éolienne terrestre et solaire
(source : Futurs énergétiques 2050)

Un nucléaire existant potentiellement prolongé, un nouveau nucléaire hors période

Nucléaire existant

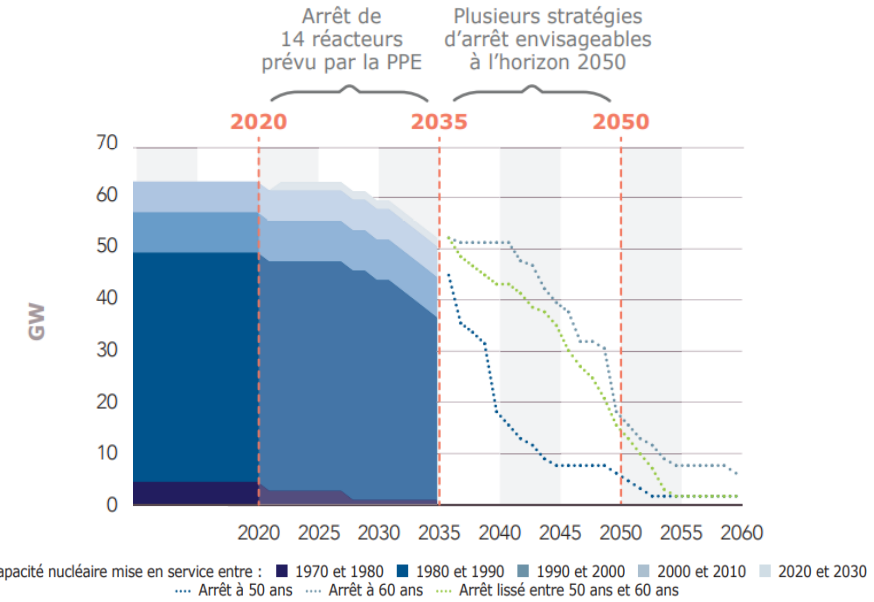
- Les annonces du président de la République en février 2022 – qui présument des orientations de la future PPE – reposent sur un principe de prolongation systématique des réacteurs existants.

- Ce principe reste à être confirmé et précisé par la future PPE mais, selon cette hypothèse, le parc nucléaire pourrait demeurer à son niveau actuel de puissance installée sur l'horizon considéré.

Nouveau nucléaire

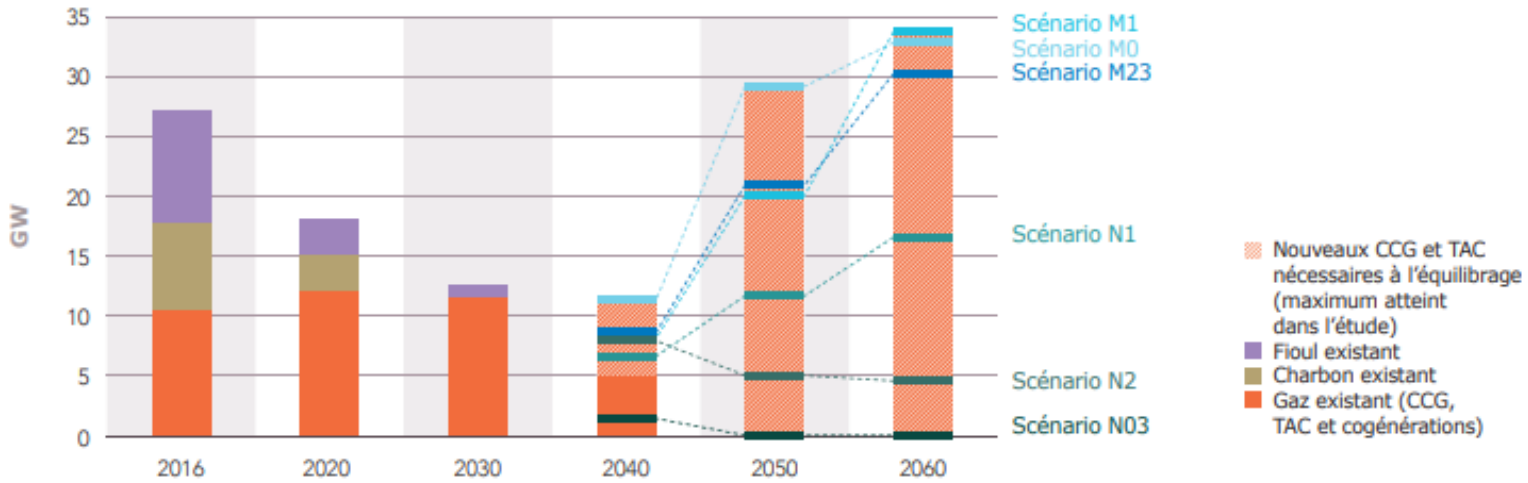
Les *Futurs énergétiques 2050* comme les annonces présidentielles n'envisagent pas la divergence du premier EPR 2 avant l'horizon 2037, soit après la période considérée.

Évolution du parc nucléaire existant et en construction dans la trajectoire de référence (source : Futurs énergétiques 2050)



Un parc thermique décroissant à une vitesse incertaine en début de période puis stable sur la décennie

- L'accélération de la lutte contre le changement climatique a conduit l'Etat à ne plus autoriser de nouveaux projets de centrales reposant sur l'utilisation exclusive de combustibles fossiles.
- Toutes choses égales par ailleurs, le parc installé de centrales thermiques (hors centrales à charbon) sur l'horizon considéré devrait donc demeurer au niveau actuel de 13 GW.
- D'ici à 2025, le déclassement des centrales charbon (1,7 GW) devrait vraisemblablement être achevé.
- Les *Futurs énergétiques 2050* n'envisagent *a priori* pas l'émergence d'éventuels CCG utilisant des combustibles renouvelables avant l'horizon 2040 (principalement dans des scénarios sans relance du nucléaire).



Évolution des capacités thermiques installées entre 2012 et 2060
(source : Futurs énergétiques 2050)

Un fort développement des effacements, un stockage n'émergeant qu'en fin d'horizon

Effacements

- La PPE fixe un objectif de développement important et progressif des effacements de 6,5 GW à l'horizon 2028, avec un point de passage à 4,5 GW pour 2023. Ces objectifs peuvent s'entendre tous types d'effacements confondus, aucun objectif spécifique n'étant fixé pour les effacements implicites

Stockage

- La PPE prévoit que soient engagées d'ici 2023 les démarches permettant le développement des STEP pour un potentiel de 1,5 GW supplémentaires, en vue des mises en service des installations entre 2030 et 2035
- Depuis 2017, les Bilans prévisionnels successifs relevaient que jusqu'à l'horizon 2030-2035, le développement des EnR prévu par la PPE n'était pas tributaire d'un développement massif de capacités de stockage (sous réserve d'une interconnexion européenne croissante et du développement des effacements et de la mobilité électrique flexible).
- Les Futurs énergétiques 2050 confirment ce constat mais le nuancent, en se plaçant dans une configuration plus prudente, cohérente avec le contexte de fin 2021. Au-delà de 2030 , cette conclusion n'est plus valable : les besoins de flexibilité évoluent fortement à la hausse, du fait de l'augmentation de la consommation et de la réduction du parc pilotable, en particulier dans les scénarios sans nouveau réacteur nucléaire.

Des parcs étrangers structurellement moins surcapacitaires

- Les *Futurs énergétiques 2050* décrivent un système de plus en plus interconnecté (la France est supposée disposer d'environ 25 GW de capacités d'interconnexion en 2030, contre 15 GW aujourd'hui)
- Les stratégies des Etats voisins sont invariablement marquées par une raréfaction des capacités pilotables : l'augmentation de la contribution des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement française reste plus faible que celle des capacités d'interconnexion, cette contribution passant d'ici 2050 de 80 % à 60 % de la capacité d'import.

Espagne

- Fermeture de 10 GW de capacités fioul et charbon depuis 2015
- Sortie du charbon envisagée pour 2026, fermeture du nucléaire (- 7 GW) à horizon 2035
- Développement des EnR
- Maintien du parc thermique

Royaume-Uni

- Fermeture de 16 GW de capacités fioul et charbon depuis 2015
- Sortie du charbon à horizon 2025 (- 1,3 GW)
- Développement des EnR
- Développement de nouveau nucléaire (+ 19 GW)
- Développement de CCG d'ici 2030 (+ 5 GW)

Italie

- Fermeture de 15 GW de capacités fioul et charbon depuis 2015
- Sortie du charbon (- 7 GW) à l'horizon 2025
- Développement de centrales gaz en cours
- Fort développement des EnR à horizon 2030

Allemagne

- Sortie du nucléaire en 2022, du charbon et du lignite d'ici 2038 (voire 2030)
- Développement des EnR
- Développement de CCG (+ 9 GW)

Conclusion sur le mix électrique 2025-2035

- Malgré un certain niveau d'incertitudes, le système électrique de la décennie 2025-2035 sera vraisemblablement très différent de celui des années 2010 et le futur mécanisme devra en tenir compte

- La part respective des différentes filières au sein du mix sera particulièrement différente : les capacités « de pointe » ne seront plus exactement celles des années 2010 et celles dont le développement devrait être le plus important sur la décennie considérée (éolien et solaire), conformément aux objectifs de la PPE, ne seront par définition pas celles qui assureront la couverture de la consommation résiduelle.

- Les capacités « régulées » (essentiellement EnR et nucléaire) joueront un rôle croissant dans le système électrique avec des enjeux potentiels de contribution à leur financement, de limitation des surprofits (*windfall profits*) et d'incitations à la disponibilité.

- Dans ce futur mix électrique, la garantie de la sécurité d'approvisionnement nécessite t-elle le développement de nouvelles capacités, au-delà des objectifs et trajectoires de développement publics ? Le mécanisme de capacité devra t-il les faire émerger ? Le *design* du futur mécanisme devra t-il être conçu pour le permettre ?

3

Assurer le respect du critère de sécurité d'approvisionnement et retrouver des marges par rapport à celui-ci en début de période

L'enjeu général : le critère de sécurité d'approvisionnement – dont le futur mécanisme visera à assurer le respect – devra permettre de retrouver des marges

- La transition du système électrique s'accompagne d'un souhait de nombreuses parties prenantes de se redonner des marges sur le système électrique afin d'éviter que les contraintes de sécurité d'approvisionnement ne limitent les choix de programmation (sûreté nucléaire, fermeture de moyens thermiques…)

- A moyen-terme, des réflexions sur l'**évolution du critère, en valeur et en forme**, pourront avoir lieu à l'échéance de la future PPE :

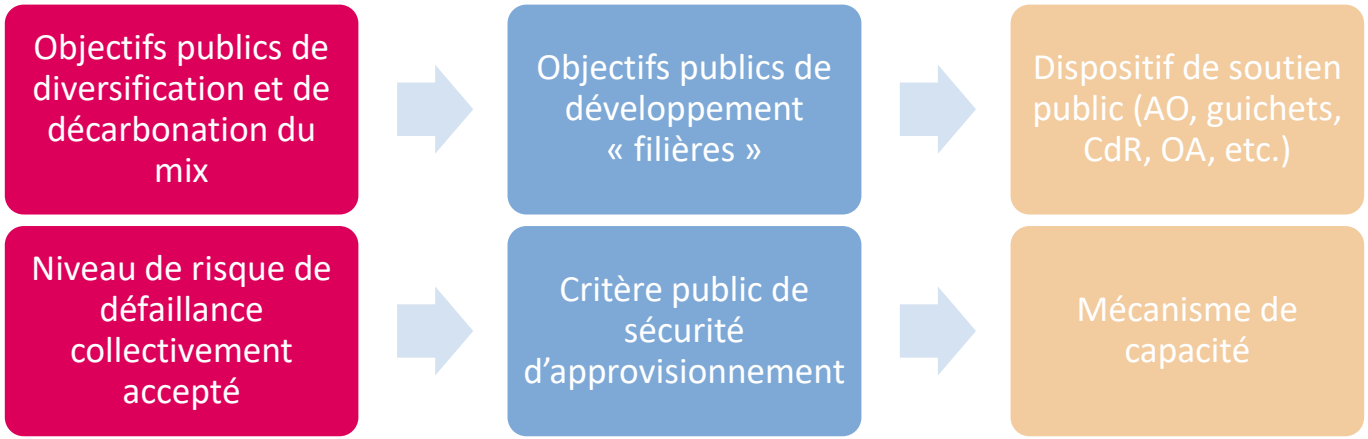
  - *Forme :* Les *Futurs énergétiques 2050* démontrent qu'un critère inchangé conduirait, à l'avenir, à des épisodes de déficit de production et à des volumes d'énergie non distribuée très conséquents sous l'effet de la plus grande variabilité de la production. A l'inverse, un critère qui viserait à conserver le volume actuel d'énergie non distribuée (10 GWh/an) réduirait la durée de défaillance à environ 1h/an (contre 3h/an aujourd'hui) en 2050

  - *Valeur :* Actuellement, le critère représente l'optimum économique en termes de dimensionnement du système électrique (lorsqu'il est respecté, il est économiquement préférable d'accepter jusqu'à 3h de défaillance plutôt que d'investir dans une nouvelle capacité pour les éviter).

La sauvegarde du critère public de sécurité d'approvisionnement peut nécessiter l'émergence de nouveaux moyens

- La puissance publique intervient à double-titre dans le pilotage du mix électrique, en forme et en volume :
  1. **La composition du mix (« structure ») dépend au premier ordre des orientations fixées par les pouvoirs publics en termes de développement de certaines filières**
  2. Parallèlement à ces objectifs technologiques, **le niveau de risque par rapport auquel le système électrique français et donc la collectivité doit se couvrir (« volume ») est défini par l'Etat**

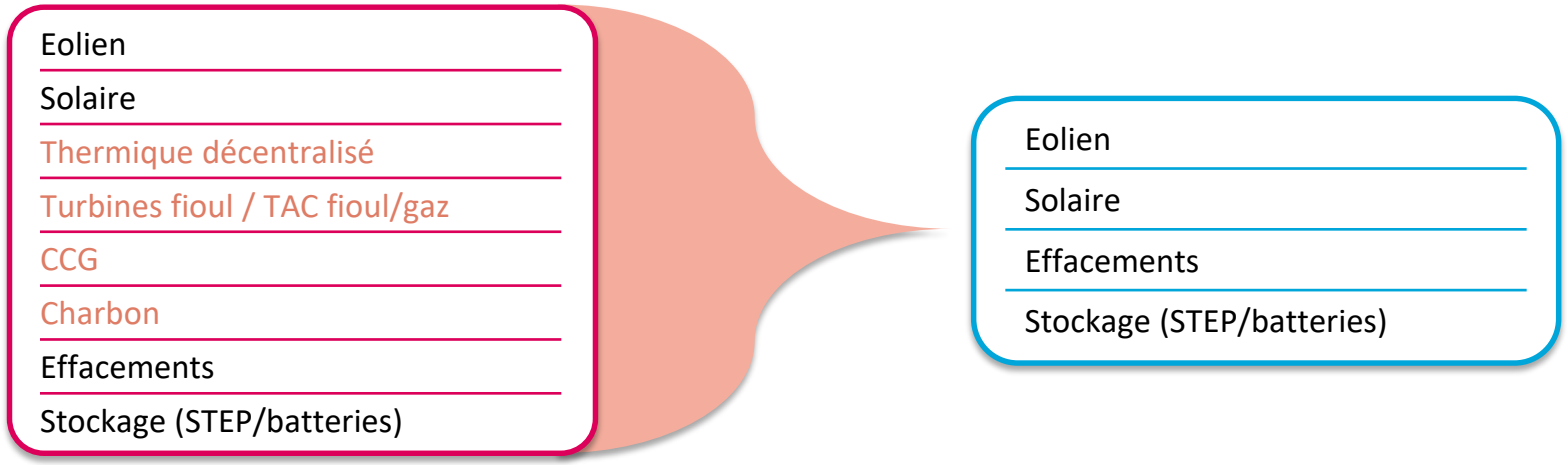
- En principe, les dispositifs de soutien technologiques n'ont pas pour but d'assurer un certain niveau de sécurité d'approvisionnement : il revient en principe au mécanisme de capacité d'inciter au respect de ce niveau et, lorsque qu'il est nécessaire, à l'investissement dans de nouvelles capacités à la hauteur du volume manquant. La temporalité du mécanisme actuel débutant dès AL-4 visait précisément à permettre l'investissement dans les moyens de production développables dans ce délai (principalement les CCG).



Dans le cas où cela serait nécessaire, le futur mécanisme devra-t-il permettre l'émergence de nouveaux moyens pour assurer la sécurité d'approvisionnement ?

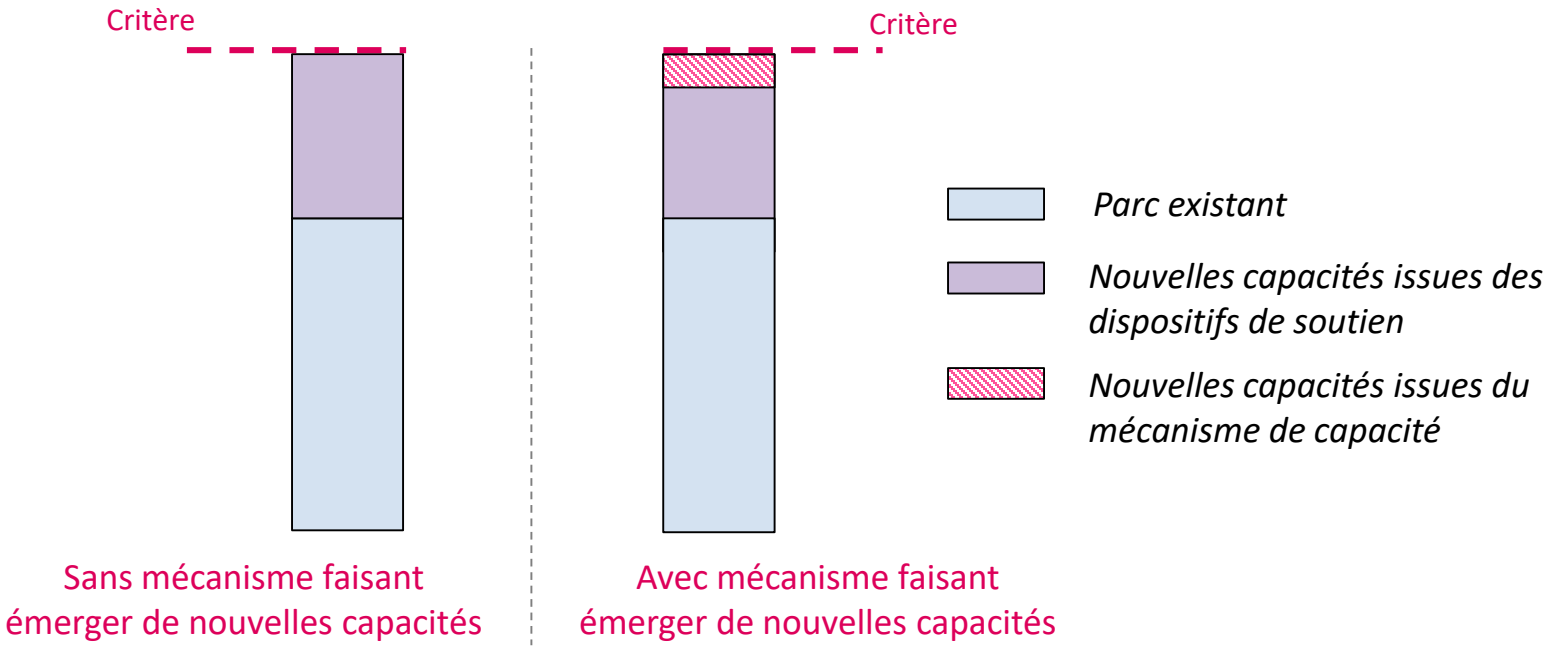
La variété des filières pouvant émerger en cas de nécessité pour la sécurité d'approvisionnement est plus restreinte qu'auparavant

- L'aspect capacity-wide et technology-neutral du mécanisme actuel permettait d'assurer que la totalité des filières du parc français – parmi celles autorisées par le cadre réglementaire en vigueur – puisse théoriquement faire l'objet d'investissements de nature à combler le volume manquant à la sécurité d'approvisionnement.
- Néanmoins, l'interdiction depuis 2019 de nouveaux moyens thermiques fossiles réduit fortement l'assiette des filières susceptibles de se développer sur la période du futur mécanisme : à l'avenir, à cadre réglementaire inchangé, ces filières seraient *a priori* les effacements, l'éolien, le solaire et le stockage.
- La circonstance que ces filières recouvrent exactement celles faisant l'objet d'objectifs publics (parfois non-atteints) et de dispositifs de soutien dédiés interroge nécessairement sur la faculté du futur mécanisme – quelle que soit sa forme – à susciter l'émergence de capacités que ces dispositifs *ad hoc* ne parviendraient pas déjà à mobiliser.



Le futur mécanisme devra t-il permettre l'émergence de nouvelles capacités ?

- Ces constats supposent une permanence du soutien public *a minima* dans sa forme et son enveloppe actuelles.
- Dans un tel schéma, le futur mécanisme pourrait constituer un levier complémentaire pour permettre l'émergence de moyens dont le développement n'a pas été suscité par ces dispositifs de soutien, soit qu'ils n'aient pas atteints leur objectif, soit que la somme des volumes générés ne suffit pas à atteindre le critère de sécurité d'approvisionnement (et qu'il reste un gisement accessible pour la filière considérée).
- Néanmoins, cela pourrait représenter peu de MW en pratique et la question se pose des avantages/inconvénients à attribuer ce rôle au futur mécanisme, plutôt que faire pleinement reposer sur les dispositifs de soutien le soin de prévoir des dispositions pour faire émerger plus de capacités si cela s'avère nécessaire.



Analyse coûts/bénéfices de faire émerger de nouvelles capacités via le futur mécanisme

- La question s'était déjà largement posée lors de la conception et de la notification du mécanisme actuel et les points de vue exprimés par les acteurs étaient très divergents :
  - la majorité avait indiqué que le mécanisme proposé ne pouvait, sans dispositif de long-terme, encourager de nouveaux investissements
  - certains acteurs avaient relevé que l'objectif du mécanisme devait être de maintenir en exploitation les capacités existantes et non de stimuler de nouveaux investissements

- L'enjeu de l'acceptabilité par les autorités européennes d'un mécanisme ne visant pas à envoyer des signaux d'investissement devrait alors être pris en compte.

Avantages

- Permet d'assurer – de manière technologiquement neutre – le bouclage entre les objectifs de développement par filière et le respect du critère de sécurité d'approvisionnement

Inconvénients

- Implique des éléments de design spécifiques permettant l'émergence de nouvelles capacités qui pourraient générer de la complexité

Considérez-vous nécessaire de continuer à assigner comme rôle au futur mécanisme de capacité celui de faire émerger de nouvelles capacités ? Pour quelles raisons ? Le cas échéant, selon vous, certaines filières pourraient-elles émerger dans des proportions excédant celles visées par les dispositifs de soutien ?

La faculté des potentielles nouvelles capacités à émerger en fonction du seul signal-prix du futur mécanisme est incertaine : faut-il conserver un dispositif pluriannuel ?

- Lorsqu'il s'élève au-delà des coûts complets – diminués des revenus projetés – d'une filière donnée, le prix de la capacité est censé inciter au développement de nouveaux moyens issus de cette filière.

- Or, le mécanisme actuel fonctionne selon une logique annuelle (la vente de garanties de capacité pour une AL donnée n'assure pas à l'exploitant que, pour l'AL suivante, il trouvera les mêmes débouchés ou le même prix) : sous réserve d'une ouverture des échanges suffisamment en avance, le mécanisme actuel peut donc permettre une sécurisation des revenus très en amont (AL-4) mais pour une année seulement.

- Ce sont ces préoccupations qui avaient conduit la Commission européenne à approuver le mécanisme actuel sous la réserve de l'introduction d'un dispositif de contractualisation long-terme, qui a pris la forme de l'AOLT.

- Ces préoccupations peuvent constituer un obstacle pour les moyens susceptibles d'émerger sur la période considérée : la plupart des dispositifs de soutien (AO CRE pour l'éolien et solaire, lot pluriannuel de l'AOE 2023, potentiellement le futur AO stockage prévu par l'art. L. 352-1-1 du code de l'énergie) reposent sur une sécurisation pluriannuelle d'un certain niveau de revenus pour permettre l'amortissement des investissements nécessaires.

Comment concevoir ce dispositif pluriannuel ?

- Deux modèles de dispositif pluriannuel peuvent être distingués :
  1. la pérennisation d'un dispositif long-terme, parallèle au mécanisme de capacité lui-même et fonctionnant en CfD par rapport à celui-ci (modèle type AOLT)
  2. un dispositif de contractualisation long-terme intégré dans le mécanisme, avec différentes durées de sécurisation (choix de la plupart des mécanismes européens)
- Actuellement, l'AOLT consiste en un appel d'offres organisé 4 ans à l'avance et réservé aux nouveaux projets décarbonés : les lauréats obtiennent pour 7 ans un contrat pour différence par rapport au prix de la capacité.
- Ces contrats sont généralement accessibles sur une enchère organisée suffisamment en amont pour permettre la réalisation des investissements nécessaires et pour répondre à des besoins d'investissement importants (réinvestissement ou nouvelles capacités).



Contrats long-terme en Belgique

En amont de l'enchère d'AL-4, le demandeur introduit auprès de la CREG un dossier d'investissement démontrant la nécessité pour le projet d'obtenir un contrat d'une durée supérieure à la durée standard d'un an. **La CREG statue sur la demande** et peut l'accepter ou la refuser.

Si l'unité ayant obtenu un contrat d'une durée supérieure à un an est retenue, elle obtient son prix d'offre sur toute la durée de son contrat.



Contrats long-terme au Royaume-Uni

Lors de l'enchère AL-4, les capacités **pouvant prouver des coûts d'investissement élevés** (seuils fixés avec les autres paramètres de l'enchère) peuvent demander à bénéficier d'un contrat long-terme : classiquement, les durées proposées sont **de 3 ou 15 ans** selon le niveau de ces coûts.

Ces capacités participent à la même enchère que les autres et, si elles sont retenues, touchent le prix de clearing sur toute la durée du contrat.

Eléments de comparaison entre un dispositif de CfD parallèle au mécanisme de capacité (AOLT) et un dispositif de contrats long-terme intégré au mécanisme

CfD parallèle au mécanisme (type AOLT)	Contrats long-terme intégrés au mécanisme
• Le dispositif de CfD introduit deux références de prix de la capacité : pour les capacités retenues sur les enchères organisées et pour celles sélectionnées sur les appels d'offres • Le fonctionnement en parallèle de l'actuel dispositif AOLT entraîne une forte complexité liée à des processus spécifiques (notamment de règlements financiers) distincts de ceux associés au mécanisme • La période de sécurisation des revenus est fixée pour l'appel d'offres et s'appliquent pour tous les lauréats • La méthode de construction de la courbe de demande administrée permet d'évaluer le bénéfice pour la collectivité de faire émerger de nouvelles capacités sur toute la durée de sécurisation des revenus	• Toutes les capacités participant aux mêmes enchères, un unique prix de la capacité sert de référence à la sécurité d'approvisionnement • Le recours à un dispositif intégré au mécanisme pourrait permettre de limiter les flux financiers nécessaires et de garantir une meilleure identité des processus du futur mécanisme • Des temporalités différentes peuvent être accordées en fonction des projets • Hors approbation au cas par cas par le régulateur, le bénéfice pour la collectivité n'est pas pris en compte et le risque peut être de remplacer des capacités existantes efficaces par de nouvelles capacités

Considérez-vous nécessaire de conserver un dispositif pluriannuel dans le cadre du futur mécanisme ? Dans l'affirmative, quel type de dispositif souhaiteriez-vous privilégier ?

Différents éléments de design possibles pour les contrats long-terme intégrés

L'expérience des mécanismes de capacité européens démontre que différents designs des contrats long-terme sont envisageables et peuvent permettre, par exemple, de maîtriser le coût pour le consommateur ou piloter la répartition entre capacités existantes et nouvelles capacités.

- **Plafonds de prix intermédiaires pour les capacités existantes**
- **Contraintes d'éligibilité** (ex : critère d'émission de CO_2 ou de caractéristiques de flexibilité, etc.) permettant, lorsque cela est efficace et pertinent pour la collectivité, le remplacement de capacités existantes par de nouvelles
- **Temporalité des enchères** sur lesquelles les contrats long terme sont accessibles (ex : AL-4)
- **Durées de sécurisation des revenus** (généralement comprises entre 3 et 15 ans) et **modalités plus ou moins régulées d'accès** à ces contrats : approbation par le régulateur des demandes de dérogation au contrat annuel standard , vérification par le GRT du dépassement des coûts d'investissement au-delà des seuils définis *ex ante* , négociation de la durée de contrat entre le porteur de projet et le régulateur, etc.

Lesquels de ces éléments de design considérez-vous pertinents ? D'autres éléments devraient-ils selon vous être également considérés ?

Exemples d'enchères au Royaume-Uni : émergence de nouvelles capacités selon différentes échéances et types de contrats

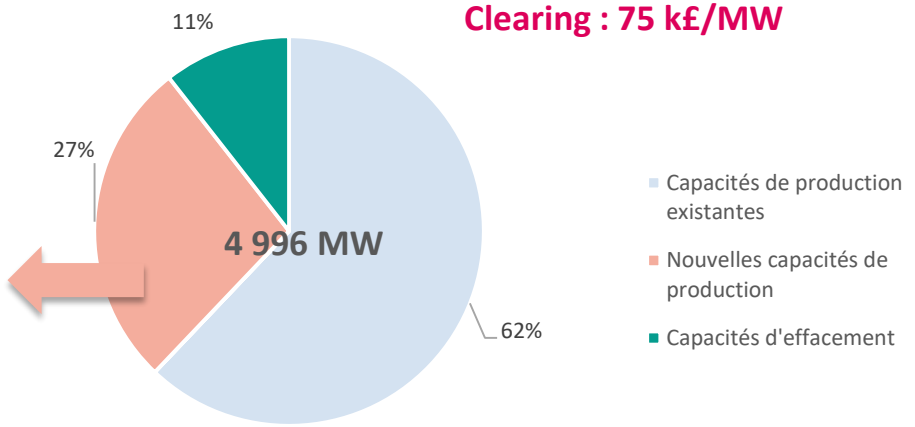
- Les nouvelles capacités retenues sur les enchères britanniques sont essentiellement des centrales à gaz et des batteries.

- Les principaux vecteurs ayant permis l'émergence de ces capacités semblent être :
  - ➢ en AL-4, la possibilité de contractualiser sur 15 ans ;
  - ➢ en AL-1, le signal-prix de la capacité *(bien que la question de la temporalité nécessaire à l'émergence de ces capacités se pose)*
- Des contrats de 3 ans ont également été conclus en AL-4 pour permettre le réinvestissement dans des centrales à gaz existantes.
- Des capacités d'effacement ont été retenues dès AL-4 à travers des contrats d'1 an.

Répartition des capacités retenues sur l'enchère d'AL-1 pour 2022/2023 (uniq. contrats d'1 an)

Clearing : 75 k£/MW

1 635 MW : dont 80 % de capacités gaz et 19% de batteries

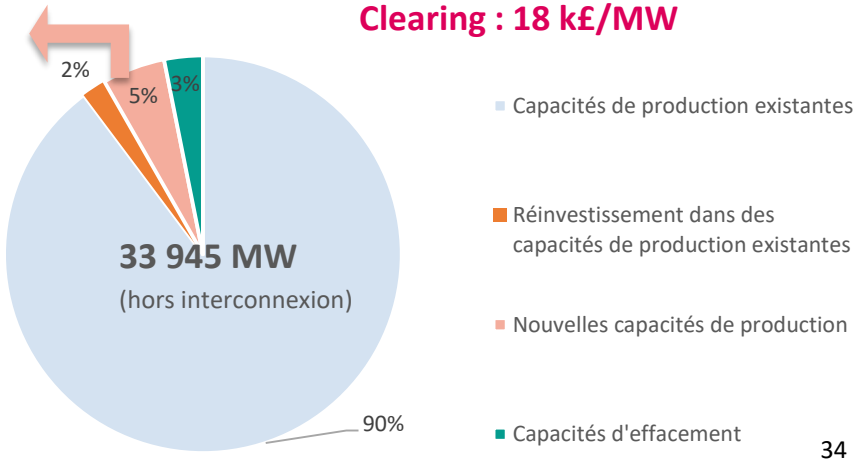


Répartition des capacités retenues sur l'enchère d'AL-4 pour l'hiver 2024/2025

Clearing : 18 k£/MW

Dont, pour les contrats d'un an (133 MW):
- 80 % de capacités gaz
- 17% de batteries
- 3% d'éolien

Dont, pour les contrats 15 ans (1596 MW):
- 81 % de capacités gaz
- 13 % de batteries
- 5% de biomasse
- 1% d'éolien



En France, quelle temporalité pour l'émergence de nouvelles capacités ?

Eolien *offshore*	Les derniers appels d'offres reposent sur une sécurisation de **20 ans**
Eolien *onshore*	Les derniers appels d'offres reposent sur une sécurisation de **5 ans**
Solaire	Les derniers appels d'offres reposent sur une sécurisation de **5 ans**
Nucléaire	Les stratégies de réinvestissement et de construction sont très intensives en capital et s'étendent sur des durées importantes, nécessitant des durées de sécurisation conséquentes (sécurisation sur 35 ans par exemple pour le projet Hinkley Point au Royaume-Uni).
TAC, CCG	Leur construction n'étant plus « possible », c'est la temporalité nécessaire au réinvestissement qui est importante (3 ans par exemple au Royaume-Uni).
Effacements	La majorité des volumes émergent actuellement au moyen d'un signal AL-1 et pour une durée de contrat d'un an (AOE – lot 1). Des contrats pluriannuels sont désormais proposés pour le diffus (AOE – lot 2). Il pourrait également être envisagé de faire émerger ce type de contrat plus en amont.
Stockage	• STEP : la PPE identifie des délais importants de développement et la construction est très intensive en capital. • Batteries : faute d'AO effectivement lancé à ce jour, l'estimation des durées de sécurisation nécessaires est complexe. Néanmoins, l'AOLT a pu retenir des projets de batteries ayant pu émerger en AL-2/AL-3 avec une sécurisation des revenus sur 7 ans.

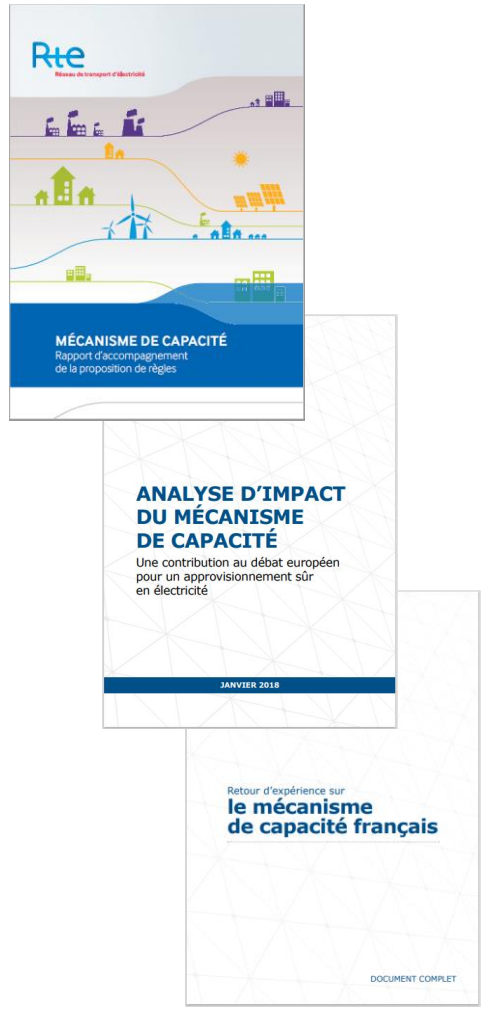
S'agissant des filières susceptibles d'émerger *via* le mécanisme de capacité sur l'horizon concerné :
- **Avec quelle anticipation le signal prix devrait-il selon vous se former ?**
- **Quelles durées de sécurisation seraient selon vous nécessaires?**

4

Périmètre du futur mécanisme : faut-il conserver un mécanisme « *capacity-wide* » ?

L’aspect « capacity-wide » du mécanisme actuel repose sur un fondement théorique éprouvé

- Par opposition à un dispositif de type réserve stratégique, une logique « capacity-wide » (c’est-à-dire dans laquelle toutes les capacités concourant à la sécurité d’approvisionnement participent au dispositif) a été privilégiée lors de la conception du mécanisme actuel pour plusieurs raisons théoriques, développées dans plusieurs publications :
  - Traduction du caractère collectif de la sécurité d’approvisionnement
  - Complément des marchés de l’énergie
  - Evitement des distorsions
- Elle supposait alors que toutes les capacités reçoivent la même rémunération pour leur contribution. Pour limiter le coût du mécanisme, l’introduction concomitante du dispositif ARENH a permis d’assurer la redistribution des revenus capacitaires de la filière nucléaire.
- Si cette logique demeure valable, son éventuelle pérennisation devra ainsi être considérée en tenant compte de l’expiration de l’ARENH fin 2025, de l’articulation avec l’éventuel dispositif de régulation qui lui succèdera et de l’enjeu d’assurer la proportionnalité des rémunérations qui seront examinées en GT 3.
- **Dans le cadre de la conception du futur mécanisme, la question de l’assiette des capacités participantes devra pouvoir être distinguée de la question de leur rémunération identique.**



Le REX a mis en évidence la complexité d'une architecture « *capacity-wide* »

- La majeure partie de la complexité opérationnelle induite par le mécanisme actuel pour les gestionnaires de réseaux et les acteurs découle de la certification qui, dans une architecture *capacity-wide*, concerne l'ensemble des capacités du système électrique français. Or :
  - Le niveau de disponibilité de 2/3 des capacités certifiées représentent moins de 1% de la disponibilité France,
  - 50% des capacités certifiées, en nombre, le sont selon la méthode normative et, du fait de leur production fatale, ne reçoivent qu'une incitation faible à la disponibilité.
- L'ensemble des facteurs de complexité ont été identifiés par le REX et peuvent être regroupés en 3 catégories :

Dispositif du mécanisme de capacité	Niveau de complexité perçu par les opérateurs du mécanisme	Niveau de complexité perçu par les acteurs de marché concernés
Certification (processus de contractualisation)	**Très important**	**Très important**
Dont notamment le processus de dérogation du tunnel de certification	Très important	Très important
Dont notamment le processus de rééquilibrage *(certifications supplémentaires et frais)*	Important	Très important
Obligation contractuelles liées à la certification par le réalisé	**Très important**	**Très important**
Dont notamment collecte de disponibilité	X	Important
Dont notamment collecte des liaisons	Important	Très important
Dont notamment collecte des contraintes de stock	X	Important

1 **Volumétrie des capacités à certifier**

2 **Contrôles**

Tunnel de certification, processus de rééquilibrage

3 **Bouclage sur le réalisé**

Collectes de liaisons, disponibilité, contraintes de stock

Possibilité n°1: Exclure les capacités soutenues à des fins de simplification de la certification

- Au-delà des enjeux d'insensibilité de certaines filières à une rémunération capacitaire (*cf.* GT 3), le constat qu'un grand nombre de capacités fait l'objet de contrats ou appels d'offres spécifiques ouvre à lui seul la question de l'opportunité de les rendre inéligibles au futur mécanisme à des fins de simplification.

- Toutefois, ces capacités ne recevraient plus dans ce cas d'incitations directes à se rendre disponibles sur les périodes de pointe pour assurer la sécurité d'approvisionnement. Ces incitations devraient alors être émises au travers des dispositifs de soutien dont font l'objet les capacités concernées, créant *de facto* deux situations d'interaction possibles :
  - **Une identité des signaux**, assurant leur cohérence et leur lisibilité. La plus-value d'exclure les capacités concernées semble dans un tel cas peu justifiée, en particulier si la simplification obtenue par l'exclusion déporte la complexité sur les autres dispositifs.
  - **Des signaux différents et autoportants**, ce qui pourrait justifier l'exclusion des capacités concernées mais présente un risque de désalignement des signaux et de l'incitation à la disponibilité en période de tension.

Un signal unique de disponibilité devrait-il être conservé ? Si oui, selon vous, considéreriez-vous plus pertinent que le futur mécanisme demeure ouvert à toutes les capacités pour leur délivrer ce signal ou bien que celui-ci soit internalisé par les dispositifs de soutien ?

Possibilité n°2: Exclure ou limiter la participation des capacités de production fatale

- Les études menées par RTE relèvent que, durant la période considérée, c'est davantage la **pointe de consommation résiduelle (c'est-à-dire la part de la pointe de consommation non couverte par la production renouvelable)** qui devrait devenir la métrique pertinente de la défaillance et, par conséquent, **la période ayant vocation à être couverte par le futur mécanisme.**

- Si cet objectif est confirmé au cours de la concertation, alors les incitations à la disponibilité du futur mécanisme devraient, par nature, être principalement renvoyées aux capacités pilotables permettant de couvrir cette pointe.

- Les capacités de production fatale pourraient alors :
  - soit être exclues par défaut du futur mécanisme ;
  - soit ne pas être tenues de participer au futur mécanisme : le cas échant, l'éventuelle contribution de celles ne souhaitant pas participer pourrait par exemple être implicitement prise en compte par une réduction du besoin global (moyennant une gratification reflétant leur contribution à la sécurité d'approvisionnement).

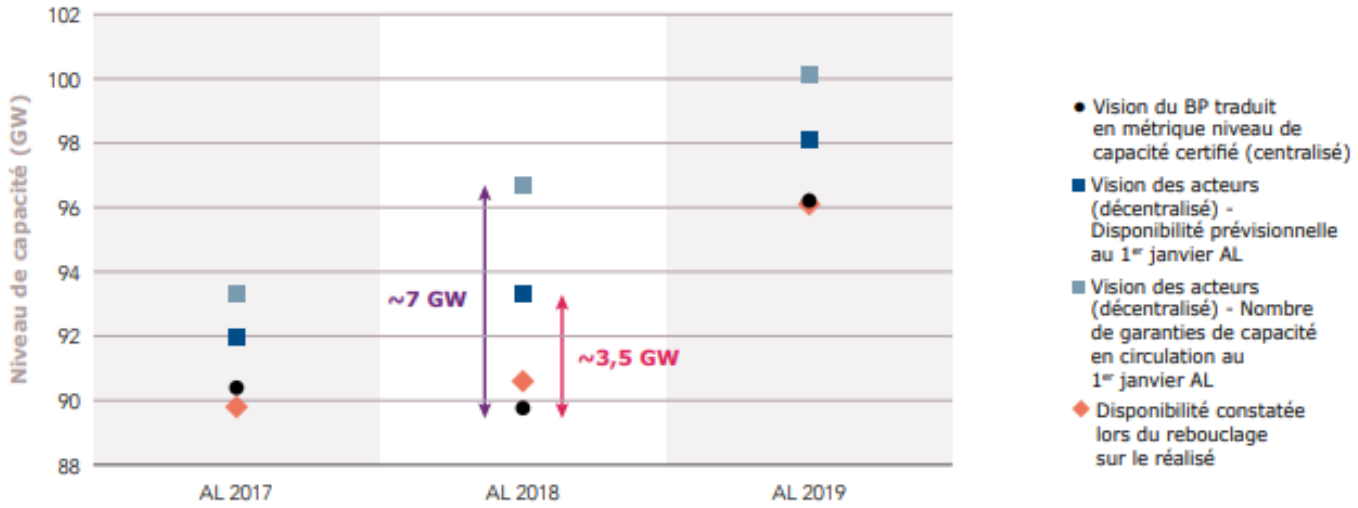
Que pensez-vous de cette proposition visant à réduire le périmètre des capacités à certifier ? Au-delà des enjeux d'insensibilité de certaines filières à une rémunération capacitaire (*cf.* GT 3), voyez-vous d'autres possibilités à explorer ?
Considérez-vous qu'il soit nécessaire de conserver une obligation de participer pour les capacités de production fatale ? Cette participation devrait-elle au contraire rester optionnelle ?

5 Mieux piloter la contribution des différentes filières à la sécurité d'approvisionnement

Objectif : assurer un meilleur pilotage de la sécurité d'approvisionnement

- Sur les premières années de fonctionnement du mécanisme, le REX a montré un fort biais à l'optimisme des exploitants sur leur niveau de disponibilité, représenté par l'écart entre les niveaux de capacité certifiés et effectifs (de 2 à 7 GW).
- A l'inverse, les analyses de RTE ont montré que la disponibilité du parc prévue par le BP a été très proche de la disponibilité réalisée.

Figure 5.10 Comparaison de la vision décentralisée des exploitants de capacité avec la vision centralisée reconstituée à partir du Bilan prévisionnel



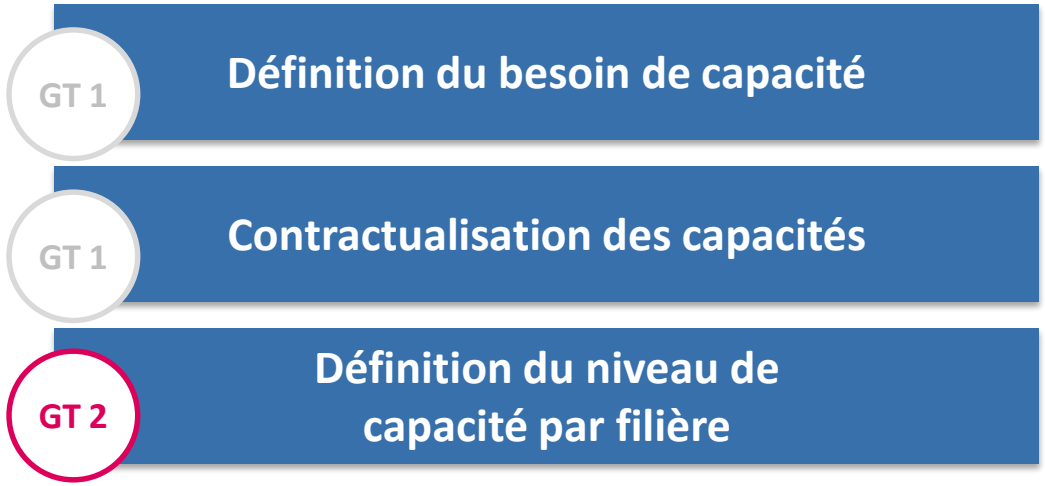
* Prise en compte explicite des interconnexions à partir de l'année de livraison 2019

- Pour s'assurer que toutes les capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement sont bien sécurisées avant le début de l'année de livraison, il est nécessaire que les capacités aient bien estimé leur niveau de disponibilité au global avant l'enchère d'AL-1. Un biais à l'optimisme des capacités existantes pourrait empêcher de faire émerger de nouvelles capacités utiles pour la sécurité d'approvisionnement.

Pour répondre à cet enjeu, une définition centralisée du niveau de capacité par filière pourrait être envisagée

- Cette définition centralisée constitue la troisième « brique » de centralisation possible d'un mécanisme de capacité :

Que centraliser ?



Note : l'ensemble de ces dimensions est confié au GRT dans tous les mécanismes européens

- En pratique, elle pourrait concerner **l'ensemble des filières et prendre la forme d'une adaptation des méthodes de certification** ayant actuellement court dans le mécanisme actuel.

Une certification centralisée

- Le mécanisme actuel comprend d'ores et déjà une forme de centralisation de la certification :
  - la méthode de certification normative des capacités présentant une production fatale (solaire, éolien, fil de l'eau) ne permet pas aux exploitants de définir leur niveau de disponibilité: il est calculé par RTE sur la base de l'historique de production des années précédentes.
  - la méthode de certification basée sur le réalisé repose sur la définition de paramètres de certification par RTE (coefficients filières, abaques de stock, tunnel de certification, etc.).
- En Europe, la plupart des mécanismes de capacité recourent à une forme de certification « centralisée » reposant sur l'application de *derating factors*.



Belgique

La détermination du volume pouvant être offert par un exploitant repose sur la détermination (centralisée) d'un *nominal reference power* (mesuré par la disponibilité historique) qui constitue un plafond de certification. L'exploitant peut dégrader ce *nominal reference power* s'il anticipe une moindre disponibilité.

Un *derating factor* par filière est ensuite appliqué à ce niveau de disponibilité.



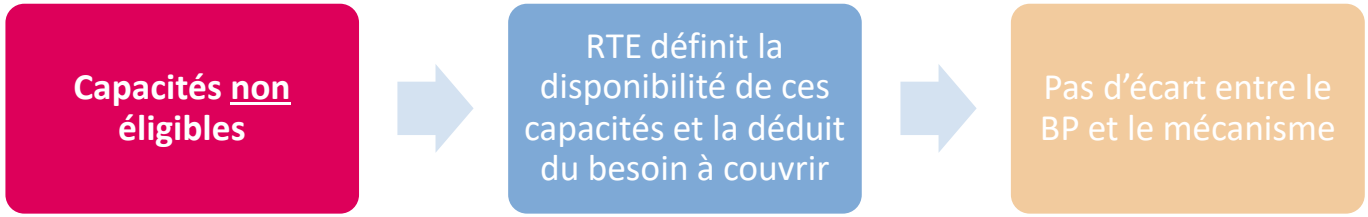
Royaume-Uni

Des *derating factors* sont calculés pour chaque filière en amont des enchères. La puissance installée d'une capacité est multipliée par le derating factor afin de **limiter le niveau de certification possible**. L'exploitant peut déterminer son niveau de disponibilité dans cette limite.

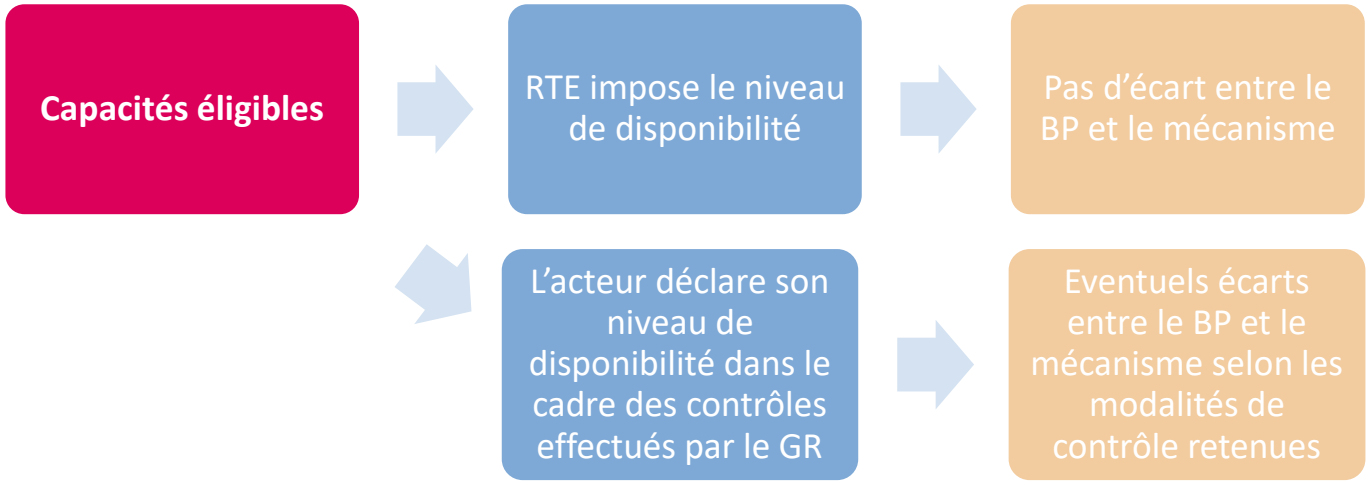
Les objectifs sont principalement d'éviter les biais à l'optimisme et de se prémunir contre les abus de pouvoir de marché.

Modalités de mise en œuvre envisageables d'une certification davantage centralisée dans le cadre du futur mécanisme

- Les capacités qui ne participeraient pas au futur mécanisme pourraient voir leur niveau de disponibilité estimé de façon normative sur la base des hypothèses du Bilan prévisionnel et déduit directement du niveau du besoin à couvrir.



- S'agissant des capacités participant au mécanisme, différents degrés de centralisation sont envisageables et laissent plus ou moins de liberté aux exploitants pour leur prévision de disponibilité :



Solution n°1 : certification purement normative

Solution n°2 : certification normativisée *(équivalent de la situation actuelle)*

Comparaison des deux solutions de certification davantage centralisées

- Différentes alternatives ont été présentées dans le REX pour mettre en œuvre la solution n°1:
  - Calcul selon le niveau de disponibilité moyen de chaque filière basé sur les données historiques (% Pinst)
  - Calcul selon le niveau de disponibilité historique de chaque site

		Solution n°1 (normative)	Solution n°2 (normativisée)
Responsabilité		RTE	Exploitants de capacité
Assurer la sécurité d'approvisionnement en simplifiant	*Contrôle de la certification*	Non nécessaire	Nécessaire (par exemple, via un tunnel de certification simplifié et rendu plus efficace)
	Rééquilibrage	Non nécessaire	Possibles, et le cas échéant simplifiés
Incitations à la disponibilité		Possibles mais dépendent des modalités de contrôle du réalisé *(cf infra)*	
Limites		Ne permet pas à un exploitant de s'engager sur une disponibilité inférieure	Moins de simplification possible, risque de complexité pour le traitement de tous les cas

Partagez-vous l'intérêt de centraliser davantage la définition du niveau de capacité afin d'assurer un meilleur pilotage de la sécurité d'approvisionnement ? Si oui, quelle solution préféreriez-vous ?

Contrôle du réalisé : un compromis entre incitations et simplification

- La garantie de la sécurité d'approvisionnement et l'efficacité du futur mécanisme justifient de conserver des incitations à la disponibilité adressées aux capacités participantes en contrepartie de la rémunération capacitaire qu'elles perçoivent.
- Quel que soit le modèle retenu de certification centralisée, ces incitations pourraient être délivrées :
  - par les marchés « énergie» *via* des *reliability options*, et/ou
  - par le marché de capacité *via* un contrôle *ex-post* de la disponibilité – *situation actuelle*
- Un contrôle *ex-post* de la disponibilité imposerait une approche simplifiée par rapport à l'approche actuellement utilisée pour le calcul du niveau de capacité effectif (NCE). Cette simplification impliquerait vraisemblablement de réinterroger fondamentalement les principes du contrôle :
  - Conserver un contrôle du niveau de disponibilité, par nature non-observable, quitte à en réduire la précision
  - Privilégier un contrôle du réalisé selon un principe de *load following* en l'adaptant aux spécificités du système électrique français : l'engagement de la capacité est modulé en fonction du niveau de consommation nationale (par exemple, si 70% de la capacité globale contractualisée est nécessaire pour couvrir le niveau de demande, chaque capacité doit produire/s'effacer à hauteur de 70% de son engagement).

Contrôle du réalisé : quelle période de contrôle de la disponibilité ?

- Plus le contrôle est réalisé sur les heures de risque de défaillance, plus l'incitation est vertueuse et permet de rémunérer les capacités en fonction de leur contribution à la sécurité d'approvisionnement.

- La simplicité et la lisibilité du dispositif pour les exploitants sont également un déterminant des incitations à la disponibilité. Cela peut dépendre en particulier : i) du critère de signalement des périodes de contrôle, ii) de leur nombre et de leur prévisibilité.



Critère de défaillance (= marges insuffisantes)
Possibilité qu'aucun jour ne soit signalé

⇨

Très bonne incitation
Faible simplicité/lisibilité



Critère prix de marché supérieur au prix d'engagement (« reliability options »)

⇨

Incitation modérée
Simplicité/lisibilité variable
→ ***Dépend du niveau du prix d'engagement***

Equivalent de la situation actuelle

Critère consommation résiduelle
Plus ou moins de jours accessibles
Plage horaire définie ou non en amont

⇨

Incitation modérée
Simplicité/lisibilité variable
→ ***Dépend de la fixation ex ante de la plage horaire et du nombre de jours à tirer***

Vu d'aujourd'hui, avez-vous une préférence ? D'autres options vous sembleraient-elles devoir être considérées ?

5 Prochaines étapes

Récapitulatif des questions posées au cours du GT
pour réponse d'ici le GT n°3 du 29 juin



- Considérez-vous nécessaire de continuer à assigner comme rôle au futur mécanisme celui de faire émerger de nouvelles capacités ? Pour quelles raisons ? Le cas échéant, selon vous, certaines filières pourraient-elles émerger dans des proportions excédant celles visées par les dispositifs de soutien ?
- Considérez-vous nécessaire de conserver un dispositif pluriannuel dans le cadre du futur mécanisme ? Dans l'affirmative, quel type de dispositif souhaiteriez-vous privilégier?
- Lesquels de ces éléments de design *[pour les contrats long-terme]* considérez-vous pertinents ? D'autres éléments devraient-ils selon vous être également considérés ?
- S'agissant des filières susceptibles d'émerger *via* le mécanisme de capacité sur l'horizon concerné : avec quelle anticipation le signal prix devrait-il selon vous se former ? Quelles durée de sécurisation serait-elle selon vous nécessaire ?
- Un signal unique de disponibilité devrait-il être conservé ? Si oui, selon vous, considéreriez-vous plus pertinent que le futur mécanisme demeure ouvert à toutes les capacités pour leur délivrer ce signal ou bien que celui-ci soit internalisé par les dispositifs de soutien ?
- Que pensez-vous de cette proposition visant à réduire le périmètre des capacités à certifier ? Au-delà des enjeux d'insensibilité de certaines filières à une rémunération capacitaire (*cf.* GT 3), voyez-vous d'autres possibilités à explorer ?
- Considérez-vous qu'il soit nécessaire de conserver une obligation de participer pour les capacités de production fatale ? Cette participation devrait-elle selon vous être optionnelle ?
- Partagez-vous l'intérêt de centraliser davantage la définition du niveau de capacité afin d'assurer un meilleur pilotage de la sécurité d'approvisionnement ? Si oui, quelle solution préféreriez-vous?
- Vu d'aujourd'hui, avez-vous une préférence *[concernant la période de contrôle de la disponibilité]* ? D'autres options vous sembleraient-elles devoir être considérées ?

Réponses à adresser par mail à :

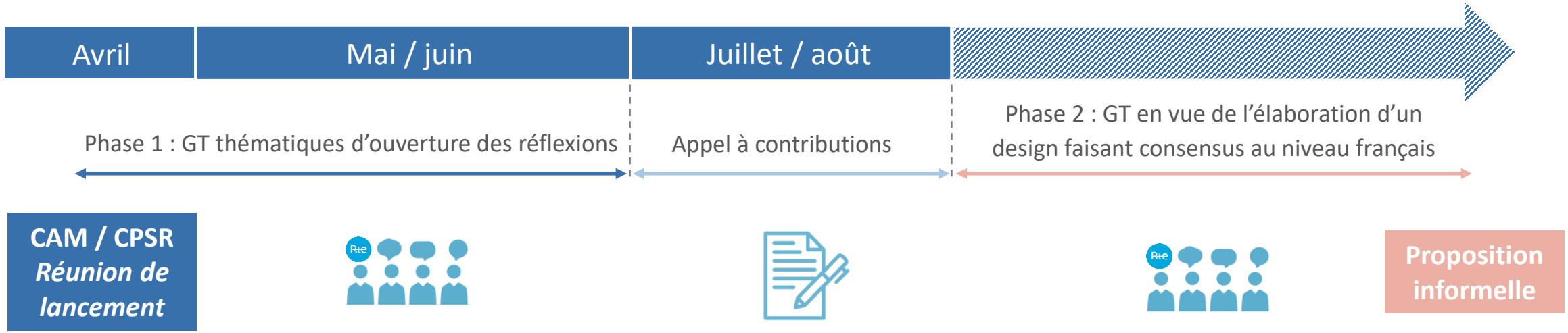
Hugo Marciot
hugo.marciot@rte-france.com

Eliane Cop-Gaillot
eliane.cop-gaillot@rte-france.com

Concertation : plusieurs réunions de GT au cours du T2 2022

- Les premiers GT seront consacrés à des thématiques précises et ouvriront les questions qui pourront faire appel à des retours de la part des acteurs entre chaque GT, avant un appel à contributions organisé à l'été :

Groupe de travail	Thème	Date
GT 1	**Profil de consommation et paysage de défaillance entre 2025 et 2035**	21 avril
GT 2	**Caractéristiques du parc de production entre 2025 et 2035**	24 mai
GT 3	**Fondamentaux économiques du futur mécanisme**	29 juin



Le réseau
de transport
d'électricité

Merci pour votre attention