Le réseau de transport d'électricité

Refonte du mécanisme de capacité

CAM/CPSR

15 avril 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)

SOMMAIRE

Introduction

Thomas VEYRENC (RTE)

Cadrage des travaux

Sophie MOURLON (DGEC)

Dominique JAMME (CRE)

Tour de table

1. **Les travaux se fondent sur les constats d'un retour d'expérience complet et partagé sur le mécanisme actuel**
2. **La question centrale : un mécanisme de capacité est-il nécessaire au système électrique en transition de la période 2025-2035 ?**
3. **L'architecture et les caractéristiques du futur mécanisme de capacité**
4. **Les prochaines étapes**

Tour de table

Introduction

Thomas Veyrenc, Directeur exécutif stratégie, prospective et évaluation, RTE

Le mécanisme de capacité est aujourd'hui une réalité réglementaire et opérationnelle

- Après son approbation par la Commission européenne en novembre 2016, **le mécanisme de capacité a connu sa première année de livraison en 2017.**

- Deux exercices complets (AL 2017 et 2018) sont achevés, un troisième (AL 2019) reste en cours jusqu'à la finalisation des règlements financiers afférents. 8 années de livraison – jusqu'à l'AL 2024 – ont ainsi été ouvertes. 29 enchères de garanties de capacité ont été organisées.

- **Plus de 300 organismes sont mobilisés sur le mécanisme de capacité** (pouvoirs publics, gestionnaires de réseaux, acteurs obligés, exploitants de capacités de production et d'effacement, bourses, traders).

- **Le mécanisme de capacité repose aujourd'hui sur un cadre juridique complet.**



Les réflexions sur l'avenir du mécanisme de capacité s'ouvrent aujourd'hui

1. Il existe aujourd'hui un **retour d'expérience suffisant et partagé** sur le mécanisme pour connaître ses avantages et inconvénients et engager des modifications y compris structurelles.

2. La refonte du mécanisme de capacité interviendra à une échéance où il aurait de toute façon dû **faire l'objet d'un nouvel examen de la part des autorités communautaires** (la décision d'approbation du mécanisme actuel court jusqu'en 2026)

3. L'évolution du mécanisme doit **tenir compte des nouvelles perspectives d'évolution du système électrique** (très différentes de celles de la loi NOME), en lien avec :

   - **les nouveaux objectifs de politique énergétique européens** (*-55 % net en 2030*) et nationaux (stratégie française énergie climat) qui devraient conduire à une augmentation de la consommation d'électricité et la poursuite de la transformation du mix ;
   - **la crise énergétique européenne** qui s'est accentuée suite à la guerre menée par la Russie en Ukraine et modifie le niveau et la structure des prix sur les marchés.

4. Le mécanisme de capacité actuel est lié à l'ARENH et sa réforme doit être menée parallèlement à la définition de la **régulation pouvant succéder à l'ARENH** après 2025.

Cadrage des travaux

Sophie Mourlon, Directrice de l'énergie, MTE

Cadrage des travaux

Dominique Jamme, Directeur général des services, CRE

Tour de table

1 Les travaux se fondent sur les constats d'un retour d'expérience complet et partagé sur le mécanisme actuel

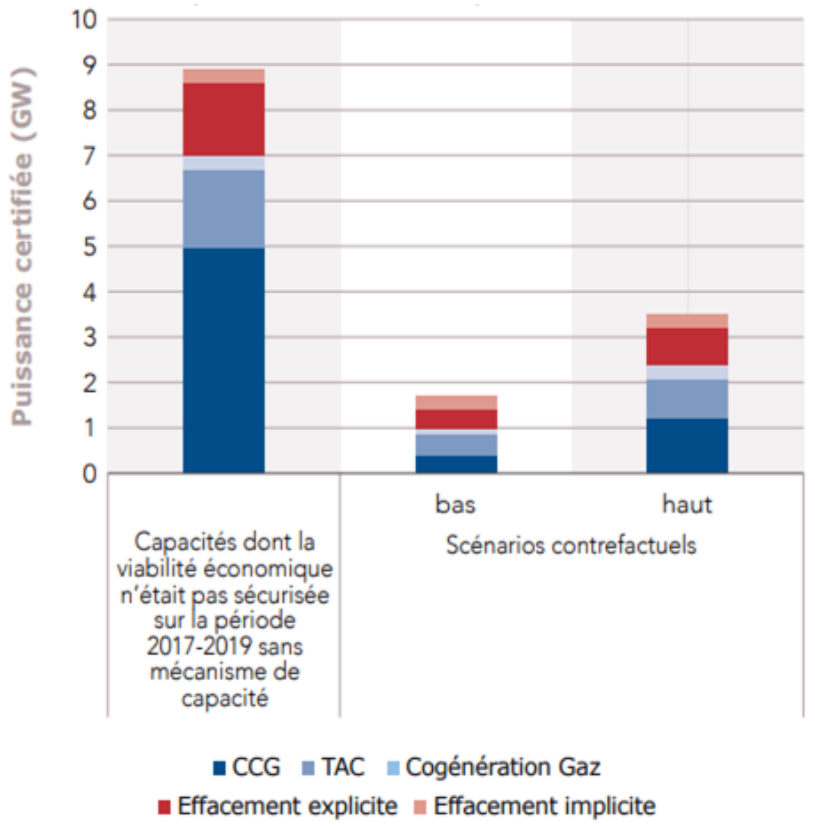
Les objectifs du mécanisme en matière de sécurité d'approvisionnement ont été atteints

- **Consensus croissant sur la nécessité d'un dispositif capacitaire** (limites intrinsèques au marché *energy-only*)

- **Le mécanisme a contribué au maintien du niveau souhaité en matière de sécurité d'approvisionnement :**
  - Evitement de mises sous cocon de centrales de semi-base ou de pointe, sans excéder l'objectif (les grandes centrales fioul et certaines centrales charbon ont bien été fermées, conformément aux orientations publiques)
  - Incitation économique au placement des maintenances de réacteurs nucléaires l'été plutôt que l'hiver en 2020
  - Contribution au développement des effacements

- **Le mécanisme a permis de définir une valeur de référence pour la sécurité d'approvisionnement** (~15 k€/MW/an avant la crise sanitaire et ~30-40 k€/MW/an depuis)

Capacités à risque en l'absence de mécanisme de capacité et scénarios contrefactuels sans mécanisme



Les répercussions économiques du mécanisme sont conformes aux anticipations

- **L'analyse économique conduit à identifier un bénéfice net pour la collectivité** (coût évité de la défaillance par rapport à une situation contrefactuelle sans mécanisme de capacité, diminué du coût de fonctionnement du dispositif), de l'ordre de 75 à 280 M€/an

- Sur la période 2017-2019, un **coût moyen pour le consommateur conforme aux niveaux anticipés** et dans la moyenne des pays européens avec un mécanisme de capacité (1 à 2€/MWh)

- Le prix de la capacité s'est établi **à des niveaux cohérents avec les fondamentaux économiques**

- Comme cela était initialement visé, **le mécanisme est bien financé par les consommateurs à hauteur de leur contribution à la pointe électrique.**

- Les revenus capacitaires perçus par le parc nucléaire historique **font l'objet d'une redistribution dans le cadre de l'ARENH**



Le fonctionnement concret : une architecture fonctionnelle qui n'a pas pleinement démontré sa plus-value par rapport à un système centralisé

1 Une architecture rémunérant l'ensemble des exploitants de capacité (*capacity wide*) :

- ✓ Le mécanisme a été conçu selon le principe qu'il n'y a pas de raison d'exclure des capacités qui contribuent de manière équivalente à la sécurité d'approvisionnement
  - ➢ En découle une complexité liée à la certification/contrôle de toutes les capacités
- ✓ La conception concomitante de l'ARENH et du mécanisme de capacité visait à créer un tout cohérent, l'ARENH assurant un rôle redistributif
  - ➢ Toute réinterrogation de ce principe devra l'être en cohérence avec la future régulation du nucléaire

Le fonctionnement concret : une architecture fonctionnelle qui n'a pas pleinement démontré sa plus-value par rapport à un système centralisé

2 Une organisation décentralisée :

- ✓ Les effets attendus n'ont pas été déterminants (l'estimation des acteurs de leur propre disponibilité/obligation ne semble pas avoir fourni d'information plus fiable que l'évaluation centralisée réalisée par RTE)
  - ➢ Les effacements implicites se sont développés dans de moindres proportions que prévu (~ +300 MW)
  - ➢ La plus-value de ce choix peut être réinterrogée

3 Une temporalité diffuse :

- ✓ La liberté pour les acheteurs d'acquérir des certificats quand ils le souhaitent et le nombre minimal d'enchères avant l'année de livraison ont nuit à la liquidité du marché et à la lisibilité de la formation du prix
- ✓ La totalité de la demande (~ 5 GW) n'est pas couverte à l'issue de la dernière enchère avant le début de l'AL
- ✓ La volonté de reboucler très précisément sur le réalisé repousse les règlements financiers à 3 ans après l'AL

Le fonctionnement concret : une architecture fonctionnelle qui n'a pas pleinement démontré sa plus-value par rapport à un système centralisé

4 Un mécanisme fondé sur le contrôle du niveau effectif de disponibilité et de la consommation réalisée :

- ✓ Les signaux « période de pointe » (PP) du mécanisme de capacité s'attachent à renvoyer une incitation à la disponibilité et à la maîtrise de la consommation effectives lors des périodes de pointe et de tension
- ✓ Le mécanisme s'est révélé complexe à mettre en œuvre mais l'expérience des hivers précédents montre que c'est bien la disponibilité des unités de production qui constitue le principal facteur déterminant la niveau de sécurité d'approvisionnement

5 Les dispositifs de contrôle du pouvoir de marché introduits par la DG COMP sont structurants :

- ✓ De nombreuses caractéristiques du mécanisme découlent des remèdes introduits par la Commission européenne (enchères multiples, tunnel de certification, etc.) et ont conduit, dans une certaine mesure, à en désoptimiser le fonctionnement

Le fonctionnement concret : une architecture fonctionnelle qui n'a pas pleinement démontré sa plus-value par rapport à un système centralisé

6 Une prise en compte des interconnexions :

- ✓ Les capacités d'interconnexions sont valorisées directement dans le mécanisme depuis 2019 selon un modèle simplifié (et de manière implicite auparavant)
- ✓ Ces recettes sont restituées au consommateur français via le TURPE, ce qui neutralise, vis-à-vis du consommateur, le coût lié à cette participation explicite
- ✓ La mise en place d'un modèle plus approfondi rajoutera une couche de complexité à ce fonctionnement

7 Des appels d'offres long terme (AOLT) pour les nouvelles capacités :

- ✓ Une réalité opérationnelle du dispositif : plus de 375 MW (~ 1 CCG) de nouvelles capacités décarbonées et utiles à la sécurité d'approvisionnement
- ✓ L'AOLT a notamment contribué au développement d'installations de stockage stationnaire par batterie en France
- ✓ Néanmoins, ce dispositif mis en place pour répondre à des exigences européennes a fait émerger deux références de prix et contribue à la complexité du mécanisme

Suite à la publication du retour d'expérience, RTE a proposé un plan d'action séquencé

1 — Thème « Simplification »

- Simplification, amélioration du fonctionnement et de la performance du mécanisme, sans remise en cause du cadre réglementaire
- Meilleure visibilité sur les signaux du mécanisme

✓ **Approbation d'un nouveau jeu de règles dès la fin 2021**

2 — Thème « Temporalité des échanges et centralisation »

- Identifier les mesures compatibles avec le cadre réglementaire permettant de renforcer la confiance dans la formation du prix

➔ *Suite à une concertation spécifique fin 2021, il a été décidé de ne pas procéder à la mise en œuvre des mesures envisagées et de prioriser les travaux relatifs aux évolutions structurelles du mécanisme.*
Les objectifs visés par ces mesures (sécuriser financièrement avant l'AL les capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement) seront spécifiquement traités dans le thème 3.

3 — Thème « Autres évolutions structurelles »

- Instruire les évolutions structurelles du mécanisme nécessaires à l'issue de sa période d'approbation afin de lui permettre d'accompagner le système électrique à l'horizon 2025/2035

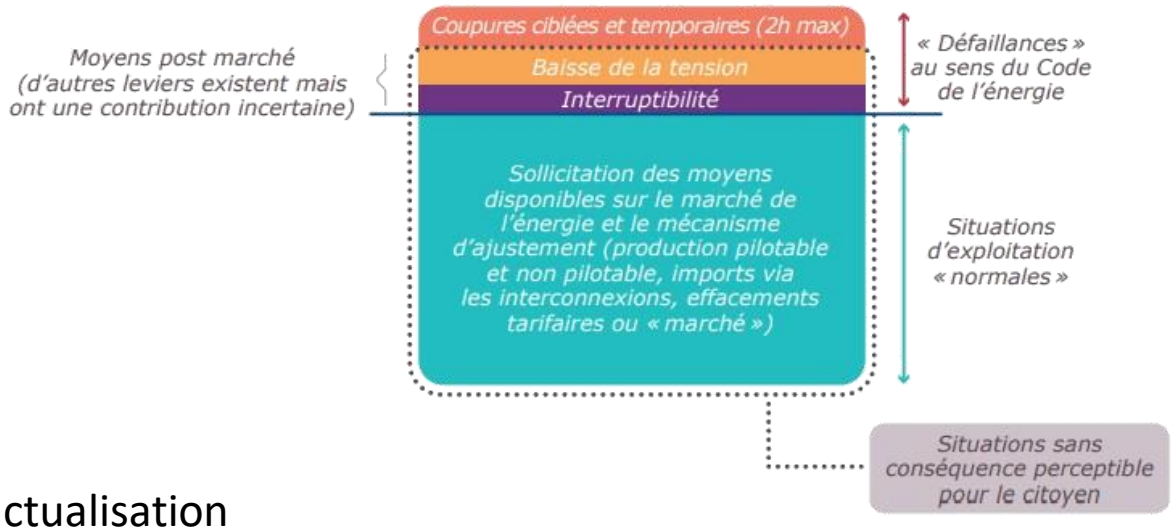
➔ **Cette séance constitue le point de départ de ces réflexions.**

2 La question centrale : un mécanisme de capacité est-il nécessaire au système électrique en transition de la période 2025-2035 ?

Le mécanisme de capacité est dimensionné pour atteindre le critère public de sécurité d'approvisionnement

- **Le niveau de risque par rapport auquel le système électrique français doit se couvrir est défini par l'Etat,** dans le code de l'énergie.
- Le critère de sécurité d'approvisionnement est exprimé sous la forme :
  i. d'une **durée de défaillance (appels aux moyens « post marché »)** inférieure en moyenne à 3 h/an, et
  ii. d'une **durée de recours au délestage** inférieure à 2h/an

Illustration des différents leviers disponibles pour assurer l'équilibre offre-demande



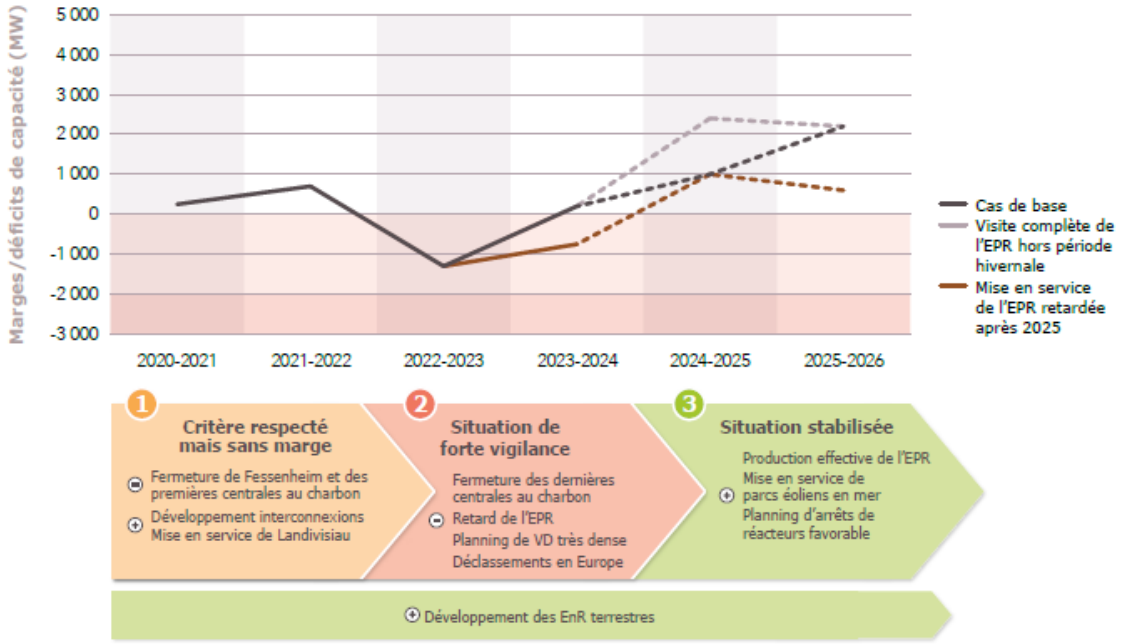
- A court-terme, en 2022, le critère fera l'objet d'une actualisation formelle pour satisfaire aux exigences méthodologiques définies par l'ACER mais sans évolution.
- A moyen-terme, des réflexions sur l'**évolution du critère, en valeur et en forme**, pourront avoir lieu à l'échéance de la futur PPE (voir les travaux des *Futurs énergétiques 2050* qui ont montré qu'un critère inchangé conduirait, à l'avenir, à des volumes d'énergie non distribuée plus importants qu'aujourd'hui).
- **Le futur mécanisme de capacité devra être dimensionné pour renvoyer une incitation au respect du critère choisi**

La refonte du mécanisme intervient dans un contexte dans lequel la sécurité d'approvisionnement est fragilisée

- **Sur le plan structurel**, les évolutions programmées sur le parc de production ainsi que des retards sur la mise en service de nouvelles installations ont conduit à une résorption progressive des surcapacités dont disposait le système : **avant la crise sanitaire, le système électrique était dimensionné au plus juste par rapport au critère de sécurité d'approvisionnement.**

- **Sur le plan conjoncturel**, la crise sanitaire a durablement affecté le planning de maintenance du nucléaire tandis que la détection de défauts sur certains réacteurs a conduit à des arrêts préventifs, réduisant la disponibilité du parc et conduisant à **des tensions au cours des hivers 2020-21 et 2021-22.**

Evolution des marges vue du BP2019



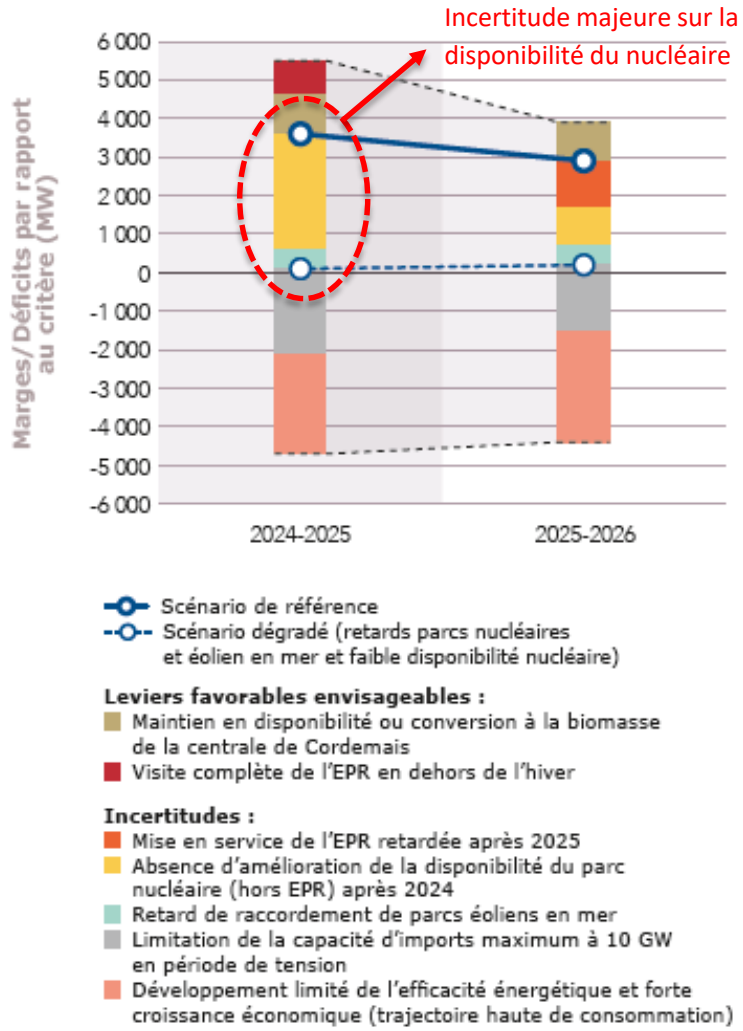
- Cette situation d'absence de marges conduit désormais à :
  - **une forte vulnérabilité du système électrique à des chocs exogènes** (ex : tensions sur le gaz russe) ;
  - et **une dépendance accrue à la performance et à la disponibilité des principales filières de production** – en particulier le parc nucléaire – et d'effacements pour assurer l'équilibre offre-demande.

Toute hypothèse sur la sécurité d'approvisionnement à moyen-terme est donc marquée par d'importantes incertitudes quant à 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



Le futur mécanisme de capacité devra répondre à l'enjeu de restaurer un niveau de marges satisfaisant, dans un contexte de transition énergétique (1/2)

- Les travaux sur la refonte du mécanisme de capacité portent sur la période 2025-2035, qui sera marquée par des évolutions significatives du système électrique :

  1) La consommation électrique va augmenter sous l'effet de la décarbonation des usages et de la réduction de la dépendance aux énergies fossiles. La pointe de consommation devrait quant à elle continuer à se stabiliser sous l'effet de l'efficacité énergétique et du pilotage des nouveaux usages. **Dans un contexte d'électrification des usages, la résilience du système électrique sera un point d'attention particulier**

  2) La croissance des EnR va se poursuivre, modifiant 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)

  3) **L'accélération de la lutte contre le changement climatique a conduit l'Etat à écarter de nouveaux projets de centrales reposant sur l'utilisation exclusive de combustibles fossiles,** alors même que le mécanisme de capacité avait historiquement été conçu avec l'objectif de pouvoir faire émerger ce type de capacité pour assurer la sécurité d'approvisionnement. La flexibilité du système électrique à moyen terme repose donc essentiellement sur les moyens existants et sur d'autres moyens (effacements, stockage, EnR…) soutenus par ailleurs

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

Le futur mécanisme de capacité devra répondre à l'enjeu de restaurer un niveau de marges satisfaisant, dans un contexte de transition énergétique (2/2)

Plusieurs conséquences :

- Le besoin d'un mécanisme pour assurer la viabilité économique des filières de pointe nécessaires à la sécurité d'approvisionnement semble persister voire se renforcer à moyen terme

  → **RTE s'attachera à étayer ces analyses, notamment via des études de viabilité économique**

- L'enjeu de la prochaine décennie consistera à **restaurer un niveau de marges de nature à améliorer la résilience du système électrique face aux incertitudes** précédemment exposées

  → La définition du critère de sécurité d'approvisionnement sur lequel se fondera le dimensionnement du futur mécanisme de capacité devra tenir compte de cet enjeu

- Les choix d'architecture de marché devront tenir compte du nouveau contexte sur les moyens disponibles pour assurer la sécurité d'approvisionnement et devront assurer une bonne articulation avec les autres dispositifs publics sur la programmation du secteur électrique (appels d'offres effacement, stockage…)

3 L’architecture et les caractéristiques du futur mécanisme de capacité

Un consensus se dégage pour faire évoluer structurellement le mécanisme de capacité

COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE

« Les travaux sur les règles v5 doivent […] être l'occasion d'une réflexion d'envergure et exhaustive sur l'architecture du mécanisme de capacité ; ces travaux devront en particulier réinterroger les choix structurants du mécanisme français à savoir son périmètre et son caractère décentralisé, dans l'objectif d'en améliorer le fonctionnement et d'en réduire le coût pour les consommateurs. »

UFE Union Française de l'Electricité

« L'UFE est favorable à l'organisation d'un retour d'expérience […] qui permettra d'identifier les évolutions structurelles devant être apportées [au mécanisme] pour en améliorer le fonctionnement »
« L'UFE soutient que le mécanisme de capacité actuel devrait évoluer sur une structure plus centralisée »

a.n.o.d.e association nationale des opérateurs détaillants en énergie

« Les conclusions du REX […] mettent en exergue le besoin de travailler à une réforme de l'architecture du mécanisme.

UNIDEN UNION DES INDUSTRIES UTILISATRICES D'ÉNERGIE

« L'UNIDEN souhaite l'ouverture le plus rapidement possible d'une réflexion sur une réforme profonde des règles de fonctionnement actuelles »

EDF

« les évolutions incluses dans ce projet de règles V4 […] devront de nouveau être discutées en 2022 afin de s'inscrire dans le nouveau cadre réglementaire conjoint à la refonte du mécanisme de capacité »

epexspot

« EPEX SPOT reconnaît la nécessité de réfléchir à des pistes d'amélioration du mécanisme »

ENGIE

« Nous partageons le besoin d'une refonte profonde du mécanisme de capacité. La priorité du travail à réaliser en 2022 est de mener la concertation sur les objectifs et l'architecture du mécanisme de capacité pour l'AL 2025 ».

TotalEnergies

« Le mécanisme devant être refondu pour l'année de livraison 2025 [pour aller vers] une plus forte centralisation que la majorité des acteurs appelle de leurs vœux »

eni

« La concertation pour les règles v5 doit être lancée au plus vite »

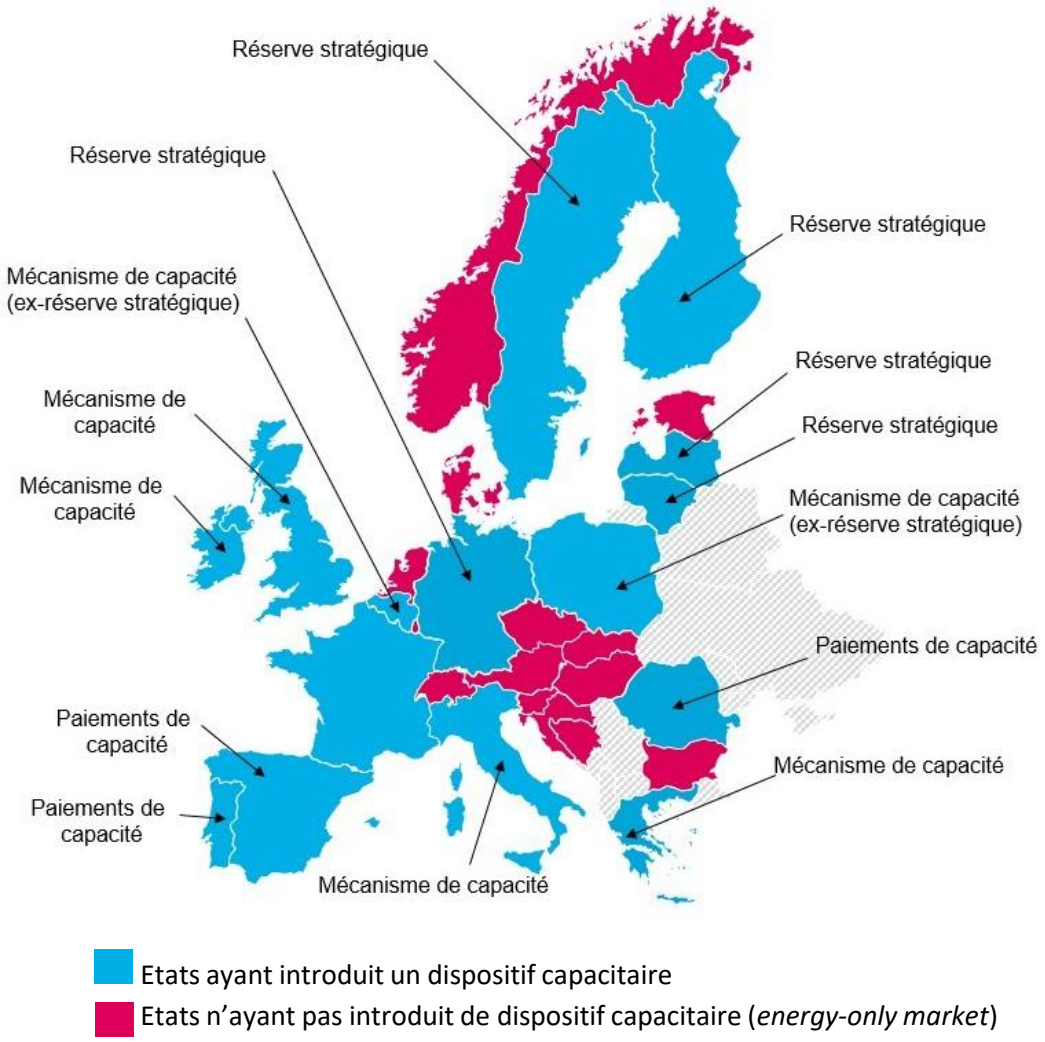
Autorité de la concurrence

« complexité qui n'a pas d'équivalent »

Rte

La présence de mécanismes de capacité est l'option majoritaire en Europe

- 14 Etats (soit plus de 60% de la production européenne d'électricité) recourent actuellement à des dispositifs capacitaires
- Ces mécanismes visent chacun à répondre à une problématique nationale propre : **chaque design est spécifique et n'est pas automatiquement réplicable**
- Les mécanismes de capacité **à l'échelle du marché** semblent principalement utilisés pour répondre à un besoin d'investissement dans de nouvelles capacités
- Les **réserves stratégiques** semblent plutôt utilisées pour gérer la « sortie » progressive de centrales thermiques du marché
- La tendance majoritaire tend vers des designs de mécanismes fortement centralisés



3.1 Que conserver des choix de conception du mécanisme actuel ?

Les choix de conception du mécanisme actuel

Market based et décentralisé

- **Exploitants et acteurs obligés sont responsables de leur équilibre** (prévisions et stratégies individuelles, marché gré à gré et organisé, écarts)
- **Le volume en capacité à couvrir n'est pas déterminé administrativement mais révélé par le marché**
- Les capacités, obligations et transactions sont consignées dans des registres publics pour garantir un **haut niveau de transparence**

Pas de distorsion

- **Le mécanisme est « _capacity wide_ » :** toutes les capacités participent
- **Le mécanisme est neutre technologiquement** (production, effacement, EnR...)
- **L'interconnexion du système électrique français au système électrique européen est prise en compte dans le mécanisme**

Tourné vers la sécurité d'approvisionnement

- **Un mécanisme de long-terme** : débuter un cycle du mécanisme en AL-4 correspondait à la durée théorique de construction d'un moyen thermique et devait permettre l'émergence de nouvelles capacités
- **La certification des capacités reflète leur contribution à la sécurité d'approvisionnement**
- **L'obligation des acteurs obligés reflète leur contribution au risque de défaillance**

L’approbation par la Commission européenne a conduit à mettre en œuvre trois types de remèdes qui doivent être revisités au titre du retour d’expérience (1/3)

1. Introduction de remèdes concurrentiels

- Du fait de la structure et la concentration du marché français, la première modification demandée par la Commission européenne visait à introduire des **contrôles *ex ante* pour prévenir les manipulations de marché** (contrôle du niveau de disponibilité que les exploitants déclarent puis actualisent afin d’éviter des raretés artificielles)
- Des **mesures asymétriques, portant spécifiquement sur EDF**, ont également été introduites (obligation imposée à EDF d’offrir sur les enchères organisées un certain volume de certificats à un rythme donné)

Les mesures de contrôle entraînent une **complexité importante**. Malgré quelques corrections apportées par RTE dans le respect du cadre aménagé par la Commission, elles s’appliquent de façon similaire à tous les exploitants, indépendamment de leur réel pouvoir de marché

Combinées à la liberté de couverture des acteurs, les obligations asymétriques imposées à EDF conduisent à **fractionner la rencontre de l'offre et de la demande et à complexifier la formation du prix**

Dans un mécanisme de capacité plus centralisé, d’autres **remèdes plus simples à décliner** pourraient être envisagés (obligation d’offrir à prix nul les certificats liés aux capacités historiques, contrôle *ex ante* du prix d’offre, etc.)

L’approbation par la Commission européenne a conduit à mettre en œuvre trois types de remèdes qui doivent être revisités au titre du retour d’expérience (2/3)

2. Permettre la participation des capacités situées dans d’autres Etats membres

- La Commission a souhaité ne pas s’en tenir à une participation implicite, mais valoriser directement (via des attributions de certificats) les acteurs participants via les pays limitrophes à la sécurité d’approvisionnement
- Le modèle actuellement en vigueur constitue une vision simplifiée de ce modèle, et repose sur la participation des interconnexions
- A terme, le modèle cible, depuis défini dans les dispositions du *Clean Energy Package*, devra permettre la participation directe de capacités étrangères, dans la limite de la contribution calculée pour chaque Etat

Le déploiement complet de cette mesure ne relève pas de la seule volonté de RTE. La mise en œuvre du modèle cible requiert en effet la définition de conventions de coopération transfrontalières complexes et particulièrement techniques

L’approbation par la Commission européenne a conduit à mettre en œuvre trois types de remèdes qui doivent être revisités au titre du retour d’expérience (3/3)

3. Déploiement d’un mécanisme de soutien pour les nouvelles capacités (AOLT)

- 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

- Ce remède devait répondre aux préoccupations de la Commission européenne quant à la faculté du mécanisme à permettre d’adresser un signal prix suffisant à l’émergence de nouveaux moyens, dans une optique de développement de la concurrence sur le marché de la production

Ce remède conduit à faire cohabiter deux dispositifs au sein du même mécanisme

Des processus spécifiques à cet appel d’offres, distincts de ceux associés au mécanisme de capacité, sont nécessaires et alourdissent en conséquence le mécanisme

Capacity-wide : toutes les capacités doivent-elles toujours participer au mécanisme ?

- Traditionnellement, deux modèles canoniques de dispositifs capacitaires s'opposent en termes de périmètre

Dispositif à l'échelle du marché (mécanisme de capacité *capacity-wide*)	Dispositif réservé aux installations censées sortir du marché (réserve stratégique)
• Traduction du **caractère collectif** de la sécurité d'approvisionnement • Complément des marchés de l'énergie • Evitement des distorsions • Minimisation du coût pour le consommateur	• Les capacités réservées **ne participent plus aux marchés** • Utilisé pour gérer la sortie du système de certaines capacités : en France, ce modèle semblerait par exemple adapté aux centrales à charbon mais **vraisemblablement pas aux enjeux économiques des autres technologies** (effacements, CCG, hydraulique, batteries, etc.) • Coût proportionnellement plus élevé qu'un mécanisme de capacité

- En application du *Clean Energy Package*, la résolution de la problématique de sécurité d'approvisionnement identifiée par la mise en œuvre d'une réserve stratégique doit faire l'objet d'un examen prioritaire. **La capacité d'une réserve stratégique à résoudre cette difficulté devra donc être instruite au cours de la concertation**

- Une architecture *capacity-wide* excluant pourtant les capacités bénéficiant d'une sécurisation de la couverture de leurs coûts complets pourrait constituer **une voie médiane entre ces deux modèles**

Faut-il évoluer vers un mécanisme de capacité centralisé ? Plusieurs degrés de centralisation sont envisageables

- Le REX et la majorité des retours des acteurs révèlent qu'une part importante de la complexité du mécanisme de capacité actuel semble provenir du choix initial d'une architecture décentralisée

Que centraliser et dans quel but ?

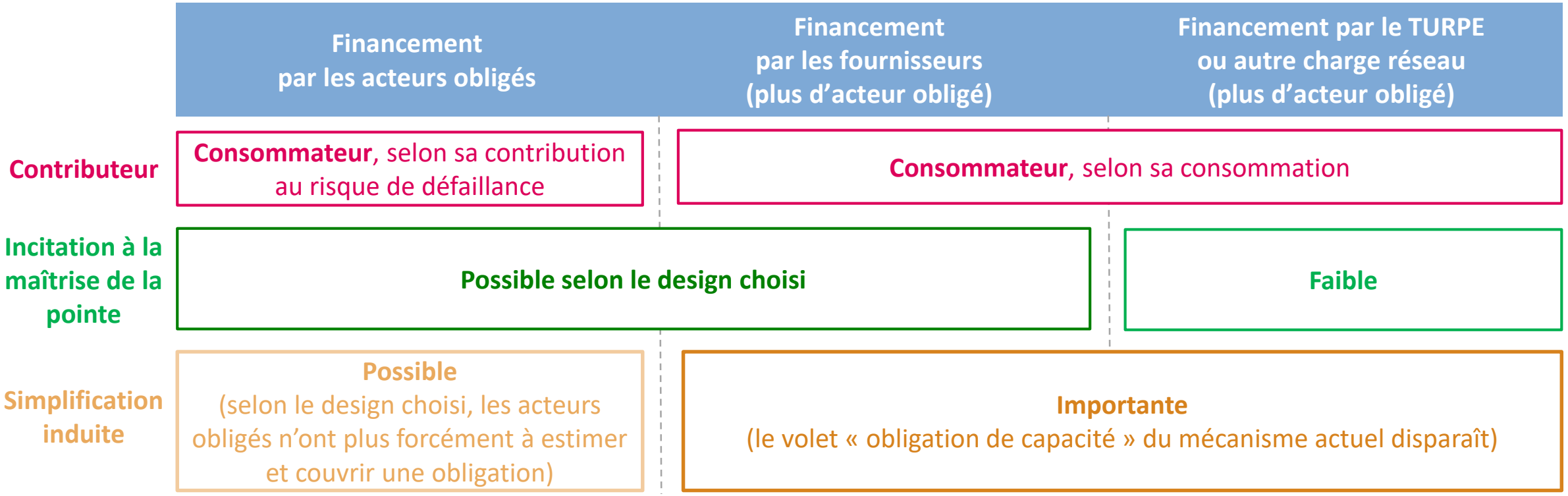
Définition centralisée du besoin de capacité pour l'année N	⇨	**Assurer la cohérence entre le Bilan prévisionnel et le mécanisme de capacité**
Contractualisation / achat centralisé des capacités	⇨	**Assurer une meilleure lisibilité du prix**
Définition normative du niveau de capacité par filière	⇨	**Simplifier le mécanisme de capacité**

L'ensemble de ces dimensions est confié au GRT dans tous les mécanismes de capacité centralisés européens



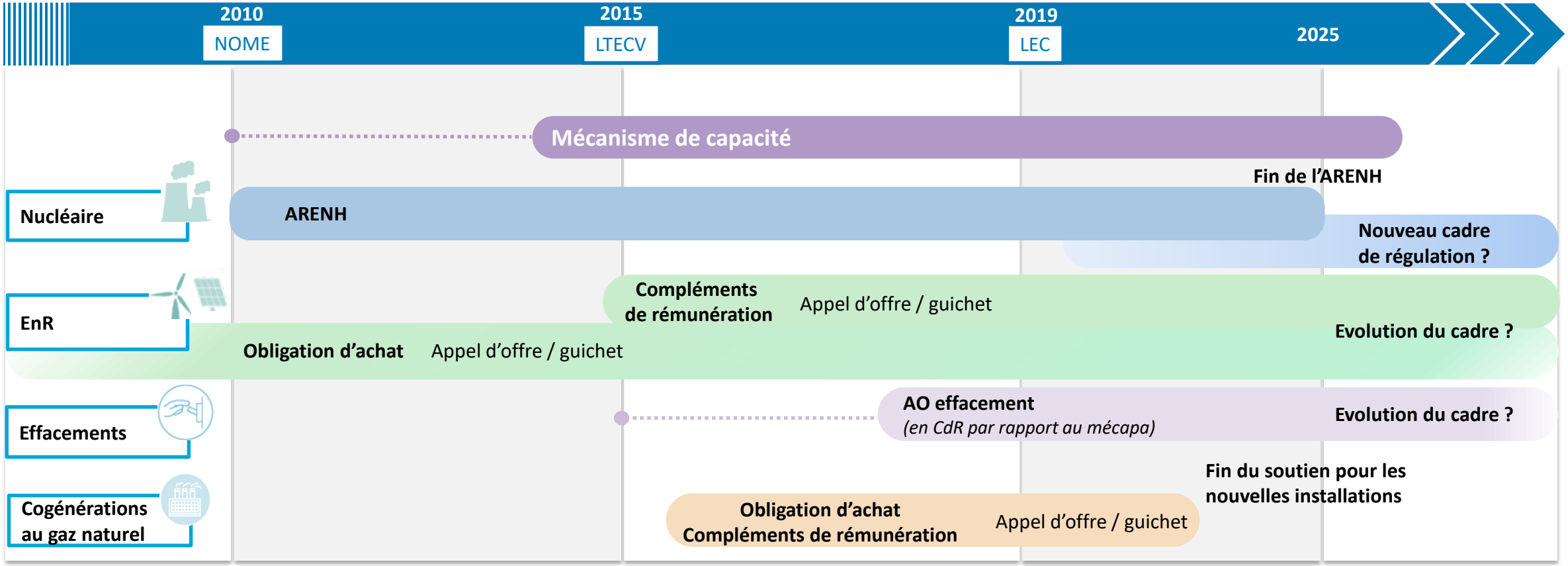
Centralisation de la demande : faut-il conserver des acteurs obligés ?

- **Selon le degré de centralisation du mécanisme, le principe d'obligation de capacité pourrait disparaître**
- Or ce principe est aujourd'hui central dans l'architecture initiale du mécanisme : il vise à inciter les acteurs obligés – via le financement des capacités à hauteur de leur consommation lors des pointes – à la maîtrise de la pointe, dans un contexte où celle-ci stagne désormais



3.2 Comment articuler le futur mécanisme de capacité avec son environnement économique ?

Le futur mécanisme devra s'articuler avec les dispositifs de soutien et de régulation existants et à venir



Le mécanisme de capacité devra-t-il inciter au développement de nouvelles capacités ou se cantonner au maintien des capacités existantes ?

- Pour atteindre les objectifs de la PPE, des dispositifs de soutien sont mis en place par filière (EnR et effacements aujourd'hui, stockage demain avec le nouvel article L. 352-1-1 du code de l'énergie)
- Sur l'horizon 2025-2035, les nouvelles capacités susceptibles d'émerger devraient l'être par le biais d'appels d'offres soutenant le développement de ces filières
- Il sera donc nécessaire de penser d'emblée à l'articulation entre le nouveau mécanisme et ces dispositifs :

Toutes les nouvelles capacités seraient développées à travers les dispositifs de soutien publics

Le mécanisme de capacité aurait pour unique objectif de **maintenir les capacités existantes en fonctionnement**

Les dispositifs de soutien publics ne seraient pas les seuls outils à faire émerger de nouvelles capacités

Le mécanisme de capacité aurait également pour objectif **d'inciter à l'émergence de nouvelles capacités** nécessaires pour la sécurité d'approvisionnement

Une articulation avec les dispositifs de soutien devra être trouvée

Le mécanisme pourrait en outre assurer une rémunération proportionnée du parc de production français

- Le mécanisme doit parvenir à une **rémunération proportionnée** des différents moyens de production qui concourent à la sécurité d'approvisionnement
- Cette question s'apprécie dans le cadre général d'un **désalignement structurel entre prix de marché et coûts** encore aujourd'hui dans un contexte de prix hauts et avec des perspectives de moyen-long terme de coûts dominés par les CAPEX des technologies bas-carbone, qui a conduit à la mise en place de dispositifs spécifiques comme l'ARENH
- En conséquence, la proportionnalité de la rémunération des installations par le mécanisme de capacité s'évalue au niveau de **l'ensemble des revenus perçus** en tenant compte des dispositifs de soutien et de la régulation du nucléaire historique
- Deux types d'articulation de ces dispositifs avec le futur mécanisme devront être instruits :

Soit la proportionnalité est assurée par un dispositif spécifique (par exemple, de soutien ou de régulation)	**Soit le mécanisme de capacité assure lui-même la proportionnalité**
La rémunération tirée du dispositif spécifique est déduite des autres revenus de l'unité (énergie, capacité)	La rémunération tirée du mécanisme de capacité est réduite au-delà d'un certain niveau de revenus

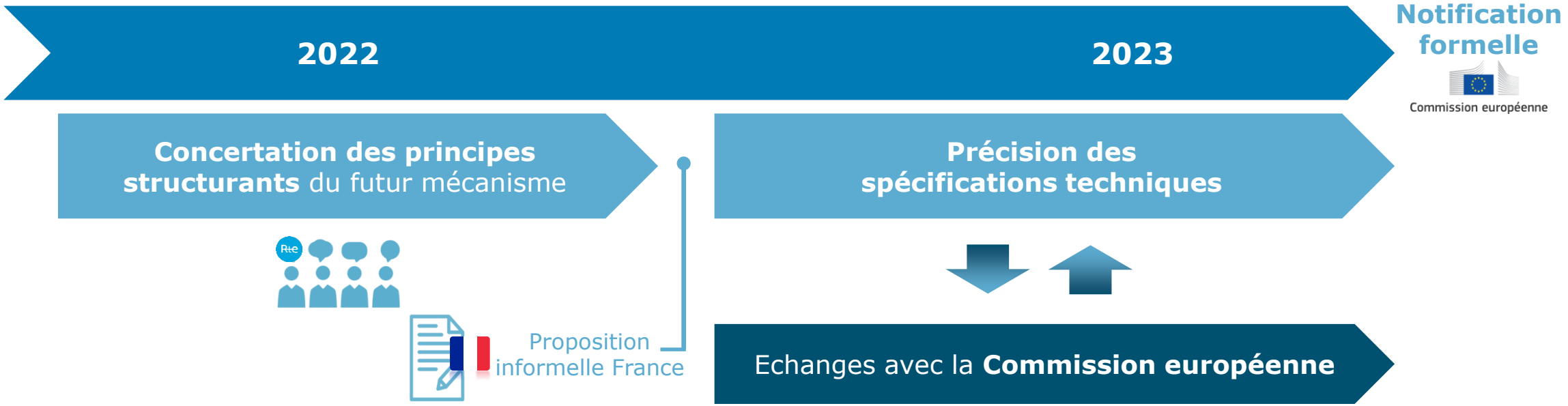
Prochaines étapes

Un programme de travail ambitieux qui implique une concertation d'ampleur

Objectifs :

- définir l'objectif et l'architecture d'un futur mécanisme de capacité au regard des évolutions anticipées du système électrique et de son cadre de régulation, en tirant parti des enseignements du retour d'expérience
- rouvrir des questions structurantes initialement tranchées dans un contexte différent, lors de la conception du mécanisme

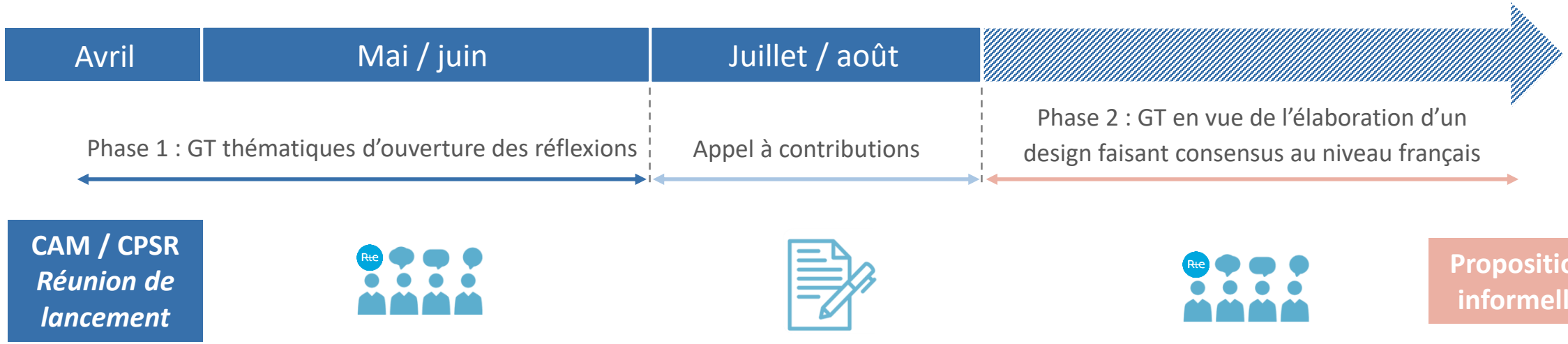
Le nouveau mécanisme devrait être déployé à compter de l'année 2026, sous réserve de l'atteinte plus ou moins rapide d'un consensus et de la durée d'examen du dispositif par la Commission européenne au titre des aides d'Etat



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**	Fin mai (TBD)
GT 3	**Fondamentaux économiques du futur mécanisme**	Fin juin (TBD)



Le réseau de transport d'électricité

Merci pour votre attention

Tour de table : remarques et questions/réponses