CAM RTE – GT refonte du mécanisme de capacité

Proposition d'ENI Gas & Power France

Juillet 2022

Synthèse de la proposition

ENI propose un mécanisme capacity wide, la rémunération des capacités en pay-as-bid et un renforcement du contrôle des prix par la CRE avec l'introduction d'une interdiction de pratiquer des prix de réserve. Toutefois, nous ne sommes pas fermés à l'introduction de mécanisme de contrôle supplémentaires ou alternatifs. Notre proposition recherche la simplicité et la transparence.

- ***Centralisation du mécanisme de capacité*** *: un acheteur unique avec une définition publique de la courbe de Demande France sur la base des propositions de RTE (étude d'adéquation).*

- ***L'offre :***
  - *capacity wide ;*
  - *pour chaque AL : toute l'offre rencontre toute la demande.*

- ***Certification et obligation de disponibilité***
  - *toutes les capacités certifiées participent à l'enchère, celles rentables bid à 0€/MWh ;*
  - *toutes les capacités rémunérées par l'enchère doivent être disponibles les jours de tension ;*
  - *RTE contrôle la disponibilité des capacités.*

- ***Financement du mécanisme de capacité par les consommateurs via un terme tarifaire :***
  - *indépendant du TURPE ;*
  - *modulé par profil de consommation et indexé sur les volumes consommés lors des jours de tension ;*
  - *les fournisseurs sont incités à optimiser le terme pour leurs consommateurs : maîtrise de la pointe de consommation ;*
  - *la CRE définit le niveau du terme.*

- *La question du lissage du terme pour protéger les consommateurs ne semble pas souhaitable si le prix doit inciter à une réduction de la consommation. Les pouvoirs publics pourront adapter cette mesure en fonction des profils de consommation si besoin en est.*

- ***Rôle accru de la CRE dans la surveillance du mécanisme :***
  - *interdiction réglementaire pour les producteurs de pratiquer des prix de réserver lors des enchères et pouvoir de sanction ;*
  - *publication, après chaque enchère, du résultat de la surveillance.*

- ***Temporalité des enchères :***
  - *1ère enchère principale, en AL-3 pour permettre une surveillance des prix calée sur le marché energy only ;*
  - *2ème enchère d'ajustement, en AL-1 si besoin : réévaluation de la Demande France par RTE.*

- ***Organisation des enchères :***
  - *AL-3 : toute l'offre est confrontée à toute la Demande ;*
  - *un niveau minimum de contractualisation est défini en % de la courbe de Demande administrée, pour permettre notamment la participation des effacements en AL-1 ;*
  - *prix de la capacité fixé en pay-as-bid ;*
  - *entre AL-3 et AL : échanges en OTC entre exploitants de capacités pour s'équilibrer.*

Toute la demande est contractualisée en AL-1.

- ***Nouvelles capacités***

Les AOLT et des AO dédiés (hors objectifs PPE) développent les flexibilités.

- ***Rémunération des exploitants de capacité***

Les règlements financiers de la capacité sont réalisés annuellement via un Organe de règlement financier (ex. RTE, CDC, autre).

Méthodologie

REX de RTE et les échanges autour des Règles V.4.
CAM RTE 2022 sur la refonte des règles du MECAPA

Benchmark des mécanismes de marché de capacité européens (Espagne, Belgique, Italie, Pologne et Royaume-Uni).

Echanges avec :
- **le régulateur sectoriel britannique** (Ofgem);
- **des parties prenantes côté fourniture en Italie** ;
- **les membres de l'A.N.O.D.E.**

Nous avons choisi de nous focaliser sur les mécanismes de capacité britannique et italien dont les principes et la temporalité coïncident avec ceux de la France pour favoriser la migration du modèle français vers une architecture centralisée.

Définir et prioriser les objectifs du mécanisme de capacité

D'après le REX de RTE, l'agrégation des pré-estimations, communiquées deux mois avant le début de l'AL par les acteurs obligés, ne permet pas d'avoir une meilleure connaissance du besoin en capacité national que l'évaluation réalisée par RTE dans ses bilans prévisionnels.

La centralisation de la demande et de la définition du niveau d'obligation par les pouvoirs publics, sont réalisables et souhaitables pour sécuriser en amont de l'AL toutes les capacités nécessaires au respect du critère de défaillance.

Nous rappelons que le MECAPA est une aide d'Etat dont le coût doit être justement proportionné à l'objectif poursuivi.

ENI considère :

- que le mécanisme de capacité offre un complément de rémunération, pour:
  - sécuriser la présence d'unités de production nécessaires pour la sécurité d'approvisionnement en rémunérant la missing money ;
  - permettre le développement de capacités/flexibilités pour maîtriser le passage des jours de pointes via les AOLT et AO spécifiques qui prennent le MECAPA comme référence pour la construction du complément de rémunération;
- que l'organisation des enchères garantit la cohérence économique du MECAPA avec les marchés de l'énergie;
- que la levée de l'obligation de capacité portée par les fournisseurs permet :
  - une contractualisation effective de tous les volumes de capacités nécessaires en amont de l'AL, pour répondre à la sécurité d'approvisionnement de la France ;
  - le financement du mécanisme par un terme tarifaire modulé et payé par le consommateur qui favorise :
    - la transparence du mécanisme et l'élasticité de la demande ;
    - le développement et la souscription à des offres d'effacement et de pilotage de la consommation optimisant le terme.

ENI propose un contrôle des rentes infra-marginales par une **administration des enchères en *pay-as-bid*** ET est favorables à toutes solutions qui permettra de limiter le surcoût du dispositif pour les consommateurs, y compris **l'introduction de plafonds par technologie** ou **l'introduction d'option de fiabilité**.

De sorte que le dimensionnement de cette **aide d'Etat soit proportionné et justifié** par le besoin de financement des capacités nécessaires au respect du critère de défaillance, sans induire de sur-rémunération.

Objectifs et principes de la centralisation du mécanisme de capacité

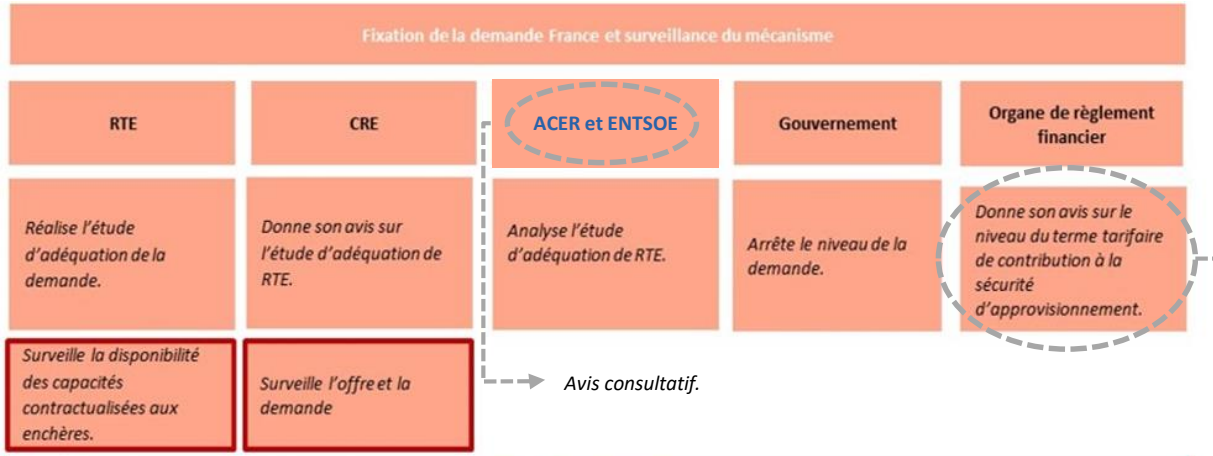
Objectifs

- **Simplifier le fonctionnement du mécanisme** de capacité français et **renforcer la transparence** autour de la formation des prix.
- **Garantir l'efficacité économique du dispositif pour les consommateurs.**
- **Sécuriser la totalité de la Demande France en amont de l'AL.**
- **Limiter les distorsions de concurrence.**
- **Adapter la temporalité du mécanisme aux signaux économiques de long terme.**
- **Renforcer le contrôle de la demande (RTE) et de l'offre (CRE).**

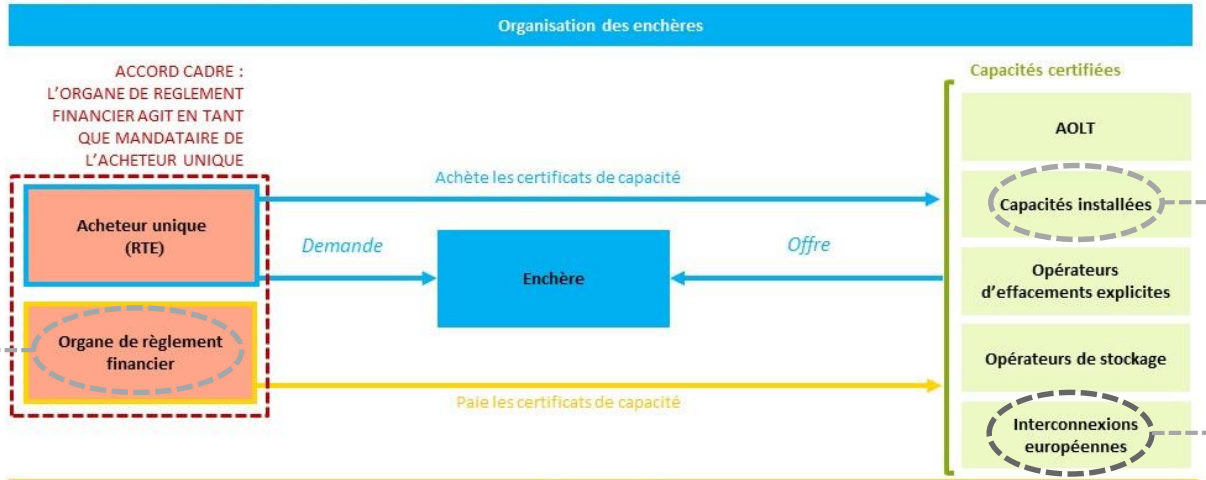
Principes

- **La demande repose sur un acheteur unique** : ex. RTE.
- **Un mécanisme de marché :** le prix de la capacité reflète l'équilibre entre l'offre de capacités (certifiées) et le niveau de la Demande France.
- **RTE définit le niveau de la Demande France pour une AL** en AL-3, puis révise ce niveau en AL-1.
- **Les pouvoirs publics arrêtent le niveau de la Demande France** en fonction des *scenarii* présentés par RTE.
- **Possibilité de suspendre le mécanisme pour une AL,** si l'étude d'adéquation ne le juge pas nécessaire pour garantir la sécurité d'approvisionnement (cf. Règles V.4).
- **Financement du mécanisme par l'instauration d'un « terme tarifaire de contribution à la sécurité d'approvisionnement » modulé,** payé par les consommateurs au prorata de leur participation au risque de défaillance du système.
- **Les règlements financiers de la capacité auprès des exploitants sont réalisés annuellement par RTE ou un tiers mandaté**, dit Organe de règlement financier : ex. la CDC.

Acteurs et rôles dans le mécanisme de capacité centralisé et sélectif



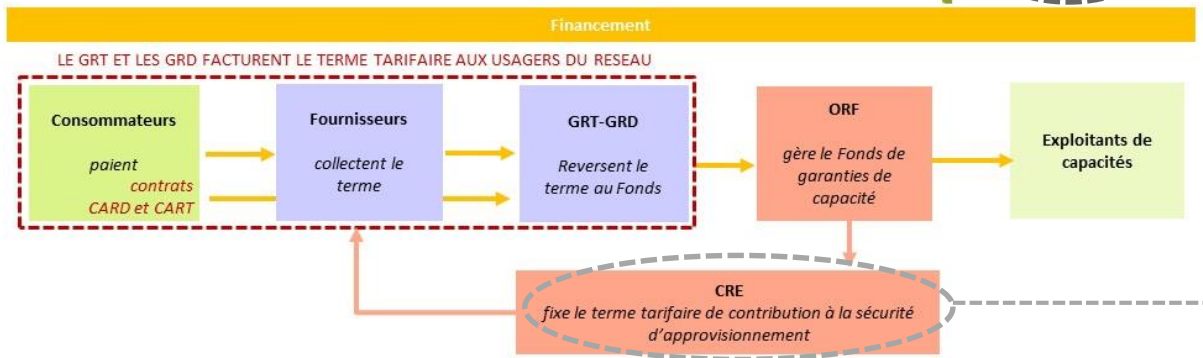
Renseigne la CRE sur le niveau de dotation du Fonds de garantie de capacité, sans mission réglementaire.



RTE ou CDC ou autre.

Les installations sous soutien public « bid » à 0€.

Jusqu'à la réforme qui intègrera les capacités transfrontalières au mécanisme de capacité français (article 26 du règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil, du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité.

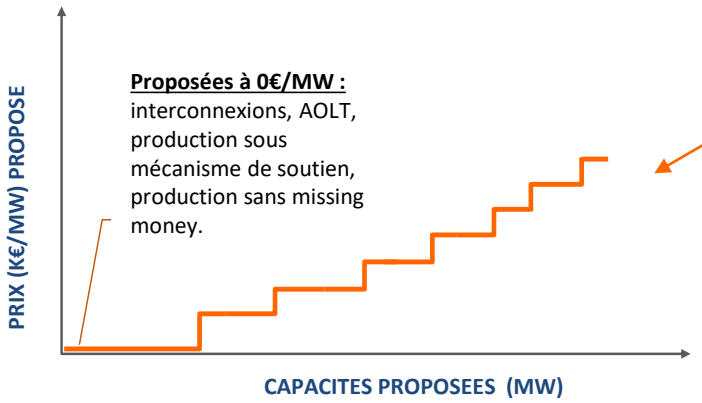


Réévalue le niveau du terme annuellement selon : le besoin de capacité défini publiquement, les prix de marché et les enchères de capacité.

gas & power

Détermination de l'offre et de la demande (1/3)

- **Toutes les capacités certifiées** en amont de l'enchère pour l'AL de référence **DOIVENT participer aux enchères – sinon perte de leur certification**. Elle participent à la construction de la courbe d'offre.
- **Toutes les capacités d'interconnexion** ainsi que les capacités contractualisées à travers les **AOLT** et celles **sous mécanisme de soutien public** sont proposées pour chaque enchère **à prix nul**.
- **Toutes les capacités doivent être proposées sans prix de réserve, facilité par** :
  - l'interdiction réglementaire de pratiquer des prix de réserve accompagnée du contrôle de la CRE avec pouvoir de sanctions en cas de non-respect ;
  - la contractualisation d'un % minimal important de la Demande France en AL-3.
- Le niveau de rémunération des capacités, défini à la fin d'un cycle d'enchère, est déterminé en ***pay-as-bid.***
- La moyenne pondérée des bid est connue à l'issue de chaque enchère.



Courbe d'offre

∑ des *bid* réalisés par cycle d'enchère par les *exploitants* de capacités certifiées.

Niveau du bid (€/MW) = coûts marginaux/missing money de l'unité de production concernée.

ENI ne s'oppose pas à la mise en place, en plus du *pay-as-bid* et de l'interdiction règlementaire sur les prix de réserves, d'introduire des prix plafonds par technologie, d'ajuster/pouvoir réviser le niveau de la la rémunération des exploitants de capacité jusqu'à l'AL, sur le principe des options de fiabilités.

Nous rappelons qu'il est essentiel de **privilégier la simplicité et la transparence du mécanisme**, notamment pour que l'offre soit au rendez-vous. C'est le sens de la proposition d'ENI

Appels d'offres long terme (AOLT)

Organisation des AOLT dans des conditions égales au mécanisme de capacité décentralisé actuel.

Toutes les capacités certifiées issues de ces AOLT sont proposées à prix nul pour toutes les enchères et participent à la construction de la courbe d'offre.

Les AOLT continuent d'utiliser le MECAPA comme référence pour le calcul des compléments de rémunération. En cas de suspension d'une AL le prix révélé, par la moyenne pondérée des *bid* réalisés pour la dernière enchère, est utilisé comme référence pour le CfD.

La durée des AOLT pourrait être étendue (> 7 ans – i.e. 15 ans au UK) pour répondre aux besoins d'investissement.

Interconnexions

Mise à disposition des capacités d'interconnexion à toutes les enchères par RTE (jusqu'à la transposition des dispositions de l'art.26 du règlement (UE) 2019/943):

- pour chaque enchère, RTE mettra à disposition toutes les capacités d'interconnexion disponibles à prix nul ;
- les recettes issues des ventes des certificats de capacité d'interconnexion sont déduites du coût du mécanisme imputable aux consommateurs finals = réduction du niveau du terme tarifaire de « contribution à la sécurité l'approvisionnement ».

Effacements et maîtrise de la pointe

Les AOE continuent d'exister pour permettre la valorisation capacitaire des effacements explicites.

Le financement du mécanisme par les consommateurs via un terme tarifaire modulé, favorisera le développement de toutes les solutions d'optimisation du terme pour les consommateurs. Ainsi, la flexibilité deviendra un enjeu concurrentiel sur le marché de la fourniture.

Détermination de l'offre et de la demande (2/3)

Exemple d'un processus de détermination de la courbe de Demande France :
Enchères de référence = Demande France définie par RTE selon son étude d'adéquation (respect des critères ENTSO-E/ACER) → approuvée par la CRE → niveau arrêté par l'Exécutif (article D. 141-12-6 du code de l'énergie).
Enchère d'ajustement = révision de la Demande France → approuvée par la CRE → niveau arrêté par l'Exécutif (article D. 141-12-6 du code de l'énergie).

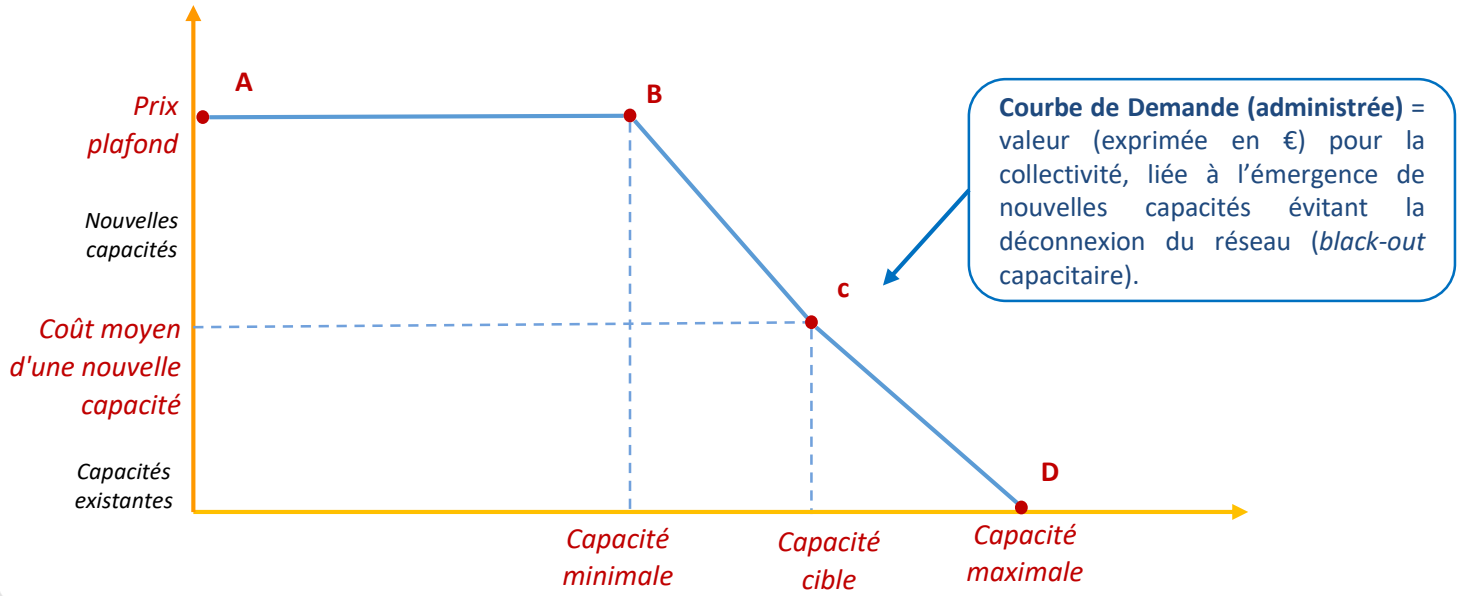
RTE détermine :

- la **courbe de Demande France** = niveau de capacités nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement, selon les différents niveaux de risque de défaillance définis par l'ACER (*cf.* art. 23, 24 et 25 du règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité) et au L. 141-7 du code de l'énergie.

- le **risque de défaillance sur une base horaire**, répondant notamment au **risque de thermo-sensibilité** de la demande française = **nombre d'heures/jour/an à risque de défaillance** pour chacun des points A, B, C, D pour lesquels correspond une équivalence en volume de capacité à sécuriser.
  N.B. ces jours peuvent s'étaler sur toute l'année.

Ces volumes sont mesurés comme la probabilité de déconnexion du réseau (*black-out* capacitaire) liée à une carence en ressources ou en capacités de transite sur une période définie en heures/an (LOLE).

Demande France AL-3 en GWh = [Demande France$_{RTE}$]
Demande France AL-1 en GWh = [Demande France$_{RTE}$ AL-3] - [Capacités contractualisées AL-1]



Courbe de Demande (administrée) = valeur (exprimée en €) pour la collectivité, liée à l'émergence de nouvelles capacités évitant la déconnexion du réseau (*black-out* capacitaire).

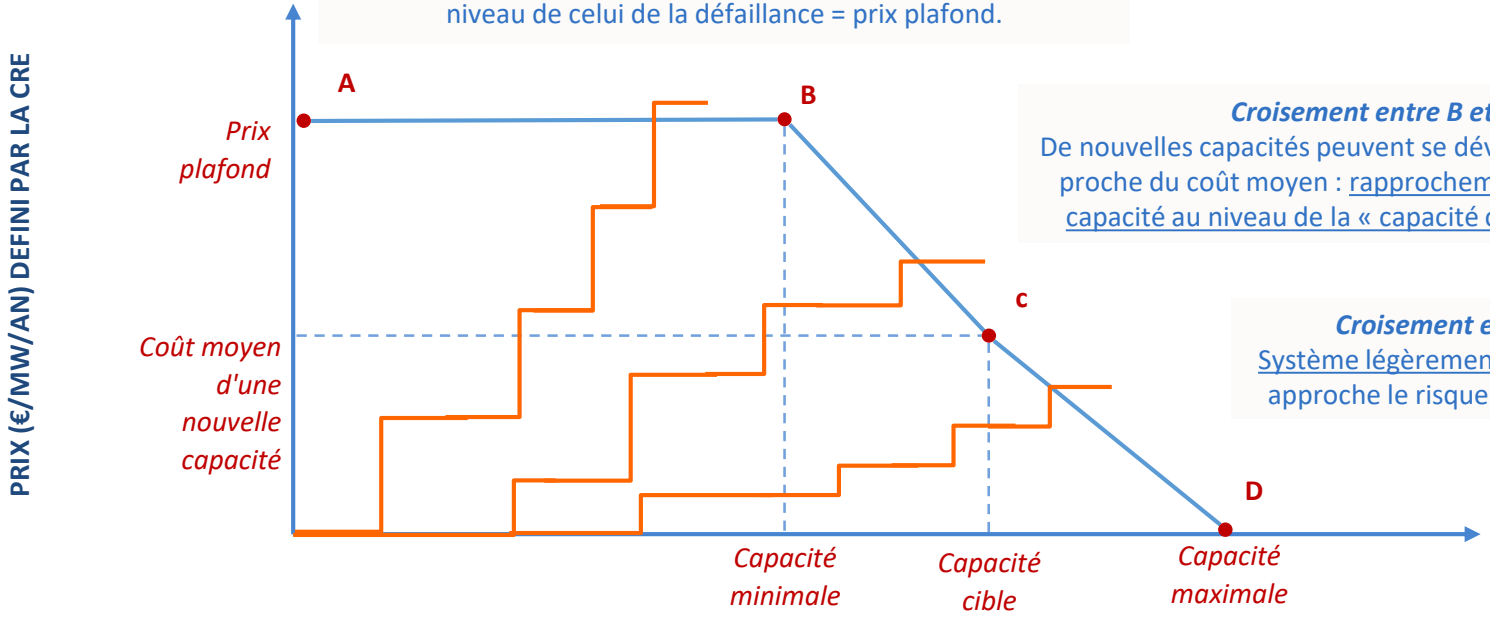
La CRE détermine :

Le prix plafond des enchères (VoLL) = estimation en €/MWh/an du prix maximum que le système est « prêt à payer » pour éviter la déconnexion du réseau.
→ Ce prix est publié en amont de chaque enchère par la CRE.

Le coût moyen d'une nouvelle capacité (CONE) = revenu total net par an et par volume qu'une nouvelle unité de production ou de réduction de la demande à la pointe (effacement, batterie, stockage), devrait recevoir au cours de son cycle de vie économique, pour couvrir ses investissements et ses coûts d'exploitation.
→ Référence de prix utilisée par la CRE pour le contrôle *a posteriori* des prix pratiqués par les producteurs lors des enchères.

Détermination de l'offre et de la demande (3/3)

Croisement entre A et B
Situation sous-capacitaire du système où le risque de défaillance est le plus important : le coût des nouvelles capacités est au niveau de celui de la défaillance = prix plafond.

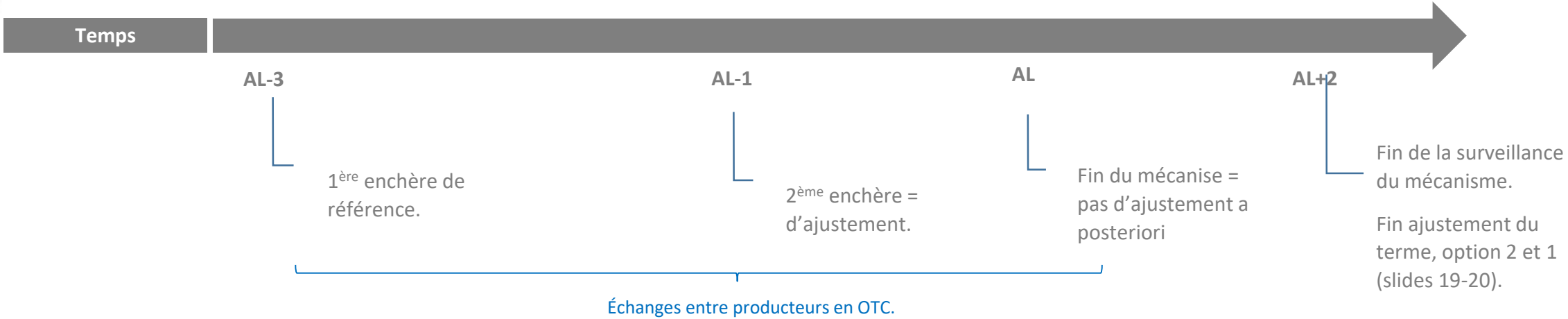


Croisement entre B et C
De nouvelles capacités peuvent se développer à un coût proche du coût moyen : rapprochement de l'offre de capacité au niveau de la « capacité cible » à couvrir.

Croisement entre C et D
Système légèrement sur-capacitaire : approche le risque de défaillance 0.

Points	Abscisses *volume en MW calculé par RTE*	Ordonnées *prix en €/MW/an calculé par la CRE*
A	**Egal à 0 :** risque de défaillance maximal.	**Prix plafond** : équivalent au coût de l'énergie non distribuée (VoLL), soit la valeur des pertes économiques subies par les consommateurs lors des coupures d'électricité.
B	**Capacité minimale** : correspond au niveau de capacité minimal à couvrir pour assurer un niveau de défaillance égal à 6h/an (LOLE).	**Prix plafond** : équivalent au coût de l'énergie non distribuée (VoLL), soit la valeur des pertes économiques subies par les consommateurs lors des coupures d'électricité.
C	**Capacité cible** : correspond au volume de capacité permettant d'atteindre le niveau acceptable de risque de défaillance fixé à 3h/an (LOLE).	**Coût moyen d'une nouvelle capacité** : coût pour un nouvel entrant (CONE), équivalent au coût annualisé de mise en service de l'unité de production la plus compétitive susceptible d'être utilisée pour assurer le respect du critère de sécurité d'approvisionnement
D	**Capacité maximale :** risque de défaillance nul (LOLE = 0h/an).	**0€.**

Les enchères (1/2)



- **L'enchère de référence démarre en AL-3 pour caler la surveillance du mécanisme de capacité sur les prix *forward* connus par technologie en N-3 sur le marché de l'énergie.**
- **Toutes les capacités certifiées par RTE doivent participer aux enchères.**
- **L'acheteur unique achète les garanties de capacité auprès des exploitants lors des enchères au nombre de 2 pour une AL; celles-ci sont organisées par le gestionnaire du registre** (EPEX SPOT actuellement).
- Pour une année de livraison donnée, **une enchère de référence se tient en AL-3** et **une enchère d'ajustement peut se tenir en AL-1**.
- Une **obligation de contractualisation minimale**, définie par les pouvoirs publics, est imposée en AL-3 à l'acheteur unique.
- Les enchères sont administrées en ***pay-as-bid*** **:** cohérent avec un mécanisme de capacité ayant pour objectif de rémunérer la *missing money* des centrales nécessaires à la sécurité d'approvisionnement.

Les mécanismes prenant comme référence le PREC pourront utiliser la moyenne pondérée des *bid* réalisés pour l'enchère de référence considérée.

L'A.N.O.D.E recommande l'introduction d'une obligation de contractualisation minimale en AL-3 de 95% des volumes de la Demande France.
→ Le niveau de contractualisation minimale peut être révisé annuellement.
→ Pour l'AL-1 : une place spécifique aux effacement peut être accordée.

Les enchères (2/2)

Enchère de référence	**Enchère de long-terme** où toutes les capacités certifiées sont contraintes de participer. L'acheteur unique contractualise le maximum de garanties de capacité pour remplir son l'obligation de contractualisation minimale, arrêtée par voie règlementairement	**AL-3**
Enchère d'ajustement	**Enchère de court-terme** qui permet à l'acheteur unique de contractualiser les dernières garanties de capacité nécessaires pour couvrir la Demande France. → Elle doit favoriser l'intégration des effacements → N'a pas lieu si toute la Demande France est c ouverte par l'enchère d'AL -3 : **AL-1 (GWh)= [Demande France estimée AL-1 – Garanties de capacité contractualisées AL-3].**	**AL-1**
Echanges de rééquilibrage	**Echanges en gré-à-gré (OTC)** permettant aux exploitants de capacité, lauréats de l'une des 2 enchères (AL-3;AL-1) d'échanger des garanties de capacités avec d'autres exploitants pour s'équilibrer et honorer leur obligation de disponibilité (PP2) en évitant les pénalités.	**AL-3 à AL**
Paiement des capacités	**Les capacités contractualisées au moment de l'enchère sont rémunérées** : - intégralement lors de l'enchère - OU intégralement à la livraison - OU mensuellement jusqu'à l'année de livraison - OU annuellement jusqu'à l'année de livraison. Le règlement financier est effectué par l'ORF via le Fonds de garantie de capacité.	**AL-3 et AL-1**

Financement du mécanisme par un terme tarifaire (1/4)

ENI considère que la centralisation du mécanisme doit améliorer la transparence du dispositif pour les consommateurs et leur envoyer une signal tarifaire individuel et proportionnel au risque que leur consommation porte sur le système, afin qu'ils soient effectivement incités à diminuer leur consommation en période de pointe.

ENI propose que :

- *le prix payé par le consommateur soit indexé sur les volumes consommés lors des périodes de tension (actuellement PP1) – ce prix est donc identique quelque soit son fournisseur ;*
- ***et que ce paiement par un terme tarifaire <u>modulé</u> adossé au TURPE** (i.e ATS en gaz)*

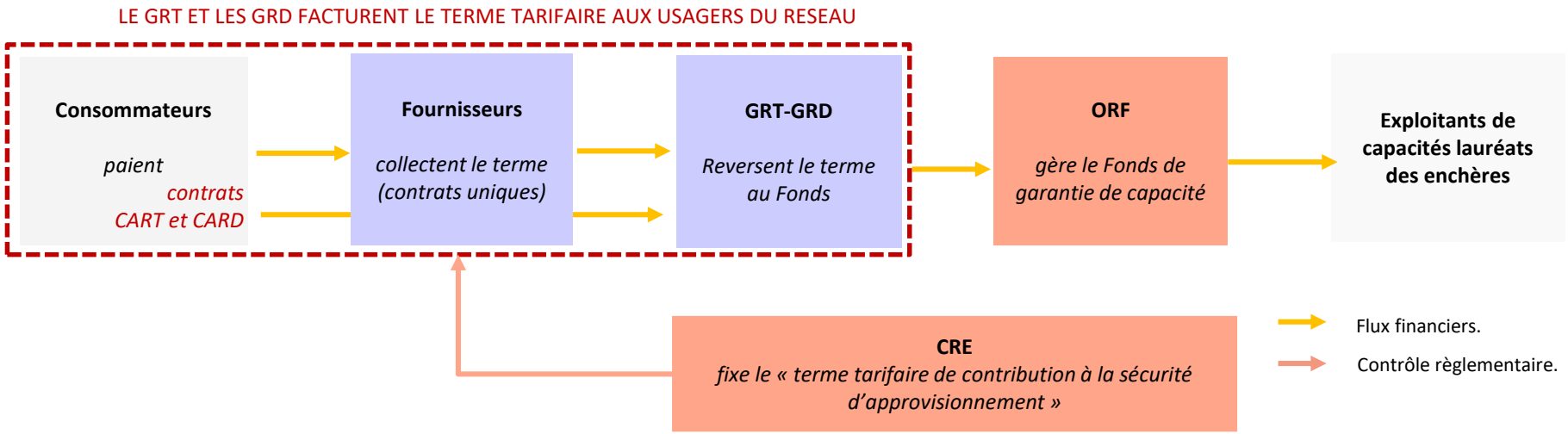
Objectifs de la proposition d'ENI :

- *que le terme soit **clairement identifiable par les consommateurs,** de sorte que le signal économique incite à l'élasticité de la consommation.*
- *que la modulation du terme tarifaire, en fonction de la consommation incite les fournisseurs à **développer des offres optimisant le coût du terme pour les consommateurs** (solutions de maîtrise et de réduction de la consommation aux heures de pointes, etc).*

Pour les énergo-intensifs :

Des choix de politiques industrielles peuvent conduire à des adaptations (réfactions ou exonérations) du « terme tarifaire de contribution à la sécurité d'approvisionnement ».

Financement du mécanisme par un terme tarifaire (2/4)



Le « t*erme tarifaire de contribution à la sécurité d'approvisionnement* » est :

- fixé par la CRE pour une période tarifaire (par ex. 4 ans comme le TURPE) ;
- son niveau est révisé annuellement par la CRE (selon : le besoin de capacité défini publiquement, les prix de marché et les enchères de capacité) ;
- facturé par les GRT et GRD aux fournisseurs (contrats uniques) ou aux consommateurs (contrats CARD et CART) ;
- versé au Fonds de garantie de capacité par le GRT et les GRD.

Son niveau est modulé et payé par le consommateur au prorata de sa participation au risque de défaillance du système. Le terme est défini en €/MWh et est indexé sur les **volumes consommés lors des périodes de tension**, afin d'adresser un bon signal aux consommateurs

Concernant la question du lissage du terme pour les consommateurs, l'A.N.O.D.E préconise une approche pragmatique de la part des pouvoirs publics :

a. ne pas le lisser les premières années ;

b. puis faire évoluer cette règles dans un second temps par segment de consommation/domaine de puissance; par ex : lissage pour les B2C.

Financement du mécanisme par un terme tarifaire (3/4)

*La position d'ENI repose sur **deux objectifs** :*

1. réduire la consommation lors des périodes de pointe (PP1 aujourd'hui) en envoyant un signal tarifaire incitatif qui favorise l'adhésion aux offres de flexibilité et de maîtrise de la consommation ;
2. inciter les fournisseurs à proposer des offres de maîtrise de la consommation à la pointe en optimisant le coût du terme de capacité de leurs clients, ainsi la flexibilité devient un enjeux de compétitivité.

PARTICIPATION DES CONSOMMATEURS ET OPTIMISATION DU TERME POUR LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT
– 3 options pour atteindre les 2 objectifs –

1 Option basique
100% profilé

- Les consommateurs paient un **terme forfaitaire en €/MWh en période de pointe** = la CRE définit annuellement une **grille de tarifs** qui dépend des profils de consommation. Les consommateurs qui souscrivent à une **offre de flexibilité bénéficient d'un abattement sur le terme**, dont le niveau est défini réglementairement. Cela est cohérent avec l'obligation pour certains fournisseurs de proposer une offre dynamique.

Si en N+2, les GRT-GRD constatent que la consommation à la pointe n'a pas diminué sur l'un des segments profilés (C1 à C5), alors le niveau du terme défini pour ce segment profilé augmentera l'année suivante pour récupérer les écarts.

- L'offre de flexibilité souscrite par le consommateur (ex. pointe mobile) l'incite à limiter sa consommation en période de pointe et le récompense ou le sanctionne financièrement en cas de consommation excessive.

Principaux écueils de l'option 1 :

- **L'incapacité à reboucler avec la consommation réelle ne permet pas de récompenser les comportements vertueux individuels, et peut pénaliser tout un profil de consommation en envoyant des signaux contradictoires aux consommateurs vertueux.**
- **L'offre de flexibilité du fournisseur peut ne pas être suffisamment incitative, par ex. pour une offre à pointe mobile les différentiels de prix, entre période de pointe et période classique, pourraient être non significatifs et ne pas pousser à la maîtrise de la consommation tout en autorisant l'abattement. Cercle vicieux entrainant une inflation du terme.**

2 Option intermédiaire
Profilé et réel

- Les consommateurs en offre de base et profilé ou télé-relevé sont en régime forfaitaire comme dans l'option 1.
- Les consommateurs souscrivant une offre de flexibilité bénéficient d'une tarification au réelle, comme dans l'option 2
- A date, un fournisseur proposant une offre de flexibilité à ses clients met en place un calendrier fournisseur, ainsi, les GRD disposent de la consommation réelle des clients en période de pointe (transmission des données télé-relevées par Enedis en J+14).

Principaux écueils de l'option 2 :

- **Existence de deux régimes de facturation de termes capacitaires différents (télé-relevés et profilés), générant une complexité opérationnelle pour les fournisseurs ainsi qu'une mauvaise compréhension pour le consommateur.**

3 Option avancée
100% télérelevé

Cette option sous-entend que tous les consommateurs français passent en courbe de charge et que les GRD aient pu réaliser les développements SI nécessaires.

- Les GRD envoient les flux de consommation pendant les périodes de tensions aux fournisseurs en J+14, pour tous les consommateurs en courbe de charge.
- Mensuellement, le fournisseur régularise le coût du terme au réel que doit le consommateur, indexé sur le niveau de sa consommation pendant les périodes de tension.
- L'intégration des termes de capacité étant homogène entre les différentes offres, les offres de flexibilité que proposent les fournisseurs deviennent encore plus attractive, car elles intègrent des termes de capacité moindre que les offres de base.

Principaux écueils de l'option 3 :

- **Cette proposition requière des développements SI importants de la part des GRD-GRT pour passer tous les consommateurs en courbe de charge. Néanmoins, ce développement est nécessaire pour permettre une réelle l'incitation aux comportements vertueux, tel que le prévoit le projet Linky, et la flexibilité du système électrique**

Financement du mécanisme par un terme tarifaire (4/4)

PARTICIPATION DES CONSOMMATEURS ET OPTIMISATION DU TERME POUR LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT
– Composantes des options tarifaires –

Définition du terme par niveau de puissance

- Le Terme est exprimé en €/MWh et est défini par la CRE annuellement.
- Il sert à financer le Fonds de garantie de capacité, utilisé par l'acheteur unique lors des enchères.
- Il est facturé par les GRD/GRT aux clients directement, ou via leurs fournisseurs (contrat unique).
- Il est indexé sur les volumes consommés lors des périodes de tension et individualisé pour chaque consommateur ou profil.
- La participation de chaque consommateur ou profil au Fonds, résulte de la multiplication du son terme par un volume, qui peut être égal à :
  - *La consommation pendant les périodes de pointe (PP1 dans le système actuel) ;*
  - *La différence entre la consommation moyenne et la consommation de période de pointe (PP1 dans le système actuel): cette option a été privilégiée dans la mise en place de l'ATS en gaz pour avantager les consommateurs industriels notamment).*

Reconstitution des flux

- Selon l'option choisie (slide 19), le fournisseur estime le niveau du terme pour chacun de ses clients sur base de leurs profils (grille CRE) et l'intègre dans son tarif.
- Le GRD transmet aux fournisseurs la consommation de chaque client concerné pendant les périodes de pointe via les flux mensuels.
- Le fournisseur facture le bon niveau du terme de capacité à son client, sur base de la consommation envoyée par le GRD/GRT: mensuellement pour les télé-relevés et jusqu'à N+2 pour les profilés.

Alimentation du Fonds de capacité

- Sur la base des flux de consommation agrégés ou estimés les premières années, les GRD/GRT calculent le montant de la participation capacitaire des portefeuilles des fournisseurs et demandent le versement des termes capacitaires collectés par les fournisseurs auprès de leurs clients.
- Ces sommes alimentent le Fonds de garantie de capacité permettant la contractualisation lors des enchères.

Les périodes de tension (actuels jours PP1)

- Les périodes de tension couvrent une période plus large que l'hiver pour refléter la tension sur le réseau toute l'année.
- Les jours de tension sont communiqués aux clients par leurs fournisseurs d'énergie/RTE (EcoWatt).
- Les fournisseur/tiers développent des offres de flexibilité : EIF ou effacements explicites pour maîtriser le coût du terme.

Exemple : la CRE définit une grille de termes de capacité en fonction de la puissance soutirée lors des heures de pointe; avec : X > Y > ß > α > X'
Options 1 et 2 *:ces puissances seraient équivalente à celles des profils de consommation : C1 à C5 ;*
Option 3 *: ces puissances seraient définit à une maille qui permette de nuancer des profils de consommation entre les consommateurs*

Options 1 et 2

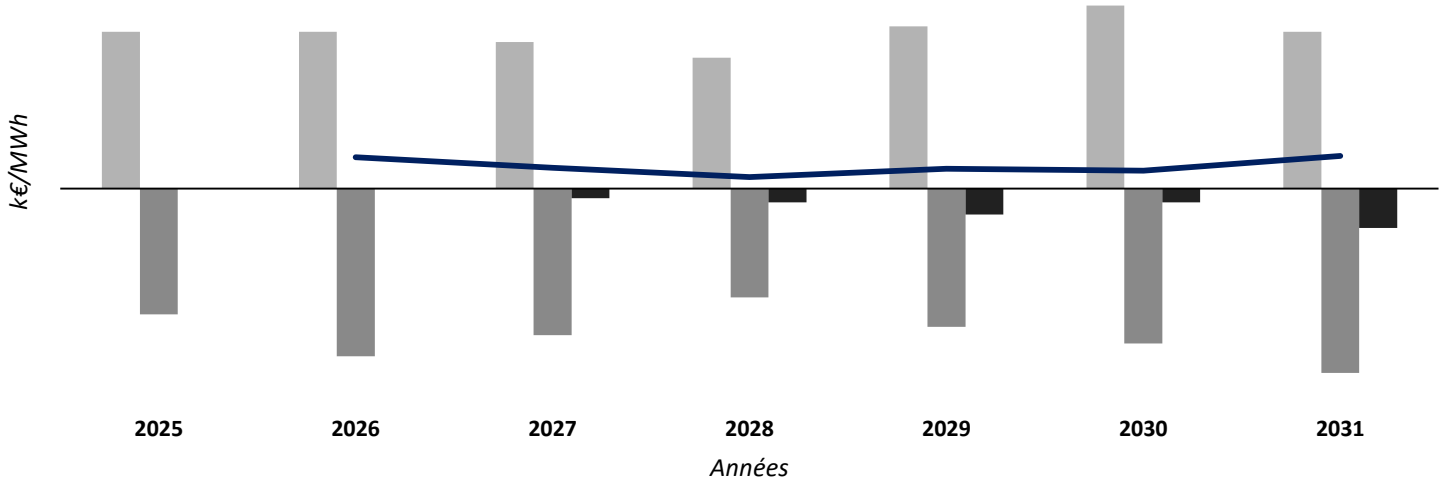
Profil	Puissance	Terme base	Abattement
C1	Sur mesure	X€/MWh	- … %
C2	> 250 kVA	Y€/MWh	- … %
C3	< 250 kVA - HT	ß€/MWh	- … %
C4	37 à 250 kVA	α€/MWh	- … %
C5	3 à 36 kVA	X'€/MWh	- … %

Option 2 et 3

Profil	Puissance	Terme
P_{max} 1	36-40 kW	X€/MWh
P_{max} 2	4-8 kW	Y€/MWh
P_{max} n	0-4 kW	ß€/MWh

L’Organe de règlement financier et le Fonds de garantie de capacité

Evolution théorique du Fonds de garantie de capacité entre 2025 et 2031.



Montant total versé au Fonds de garantie de capacité par le GRT et les GRD, au titre du terme tarifaire de contribution à la sécurité d'approvisionnement (M€).

Coût total des garanties de capacité achetées pour l'enchère de référence AL-3, intégrant l'obligation de contractualisation minimale (M€).

Coût total des garanties de capacité achetées pour l'enchère d'ajustement AL-1 (M€).

Evolution de la part résiduelle du Fonds de garantie de capacité intégrant le montant des capacités d'interconnexion vendues et le versement des pénalités appliquées en cas de constat de prix de réserve ou d'indisponibilité (M€).

Missions de l’ORF (pouvant être RTE) :

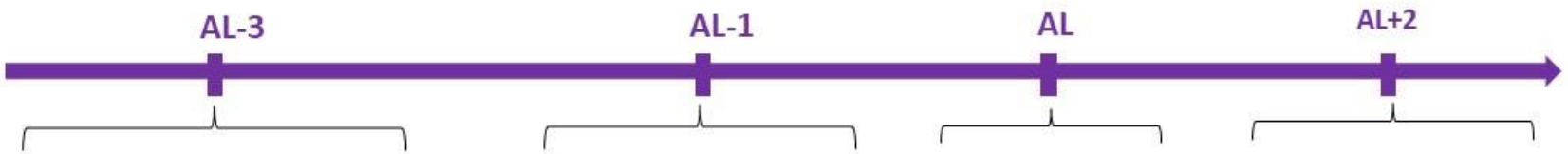
- garantir l’allocation efficace du Fonds de garantie de capacité ;
- garantir la transparence financière du mécanisme de capacité en rémunérant les capacités lauréates ;

Caractéristiques du Fonds de garantie de capacité :

- abondé par le GRT et les GRD ;
- les pénalités dues pour manquement aux règles du mécanisme peuvent abonder le Fonds ;
- fonds de roulement géré par l’ORF :

→ un niveau minimal de dotation peut être fixé.
→ les excédents sont reversés aux consommateurs par une réduction du niveau du terme tarifaire.

Surveillance du mécanisme



RTE

- Estime le niveau de la demande France.
- Met toutes les capacités d'interconnexion à l'enchère*.

- Ajuste son estimation de la demande France.
- Met toutes les capacités d'interconnexion à l'enchère*.

Ajuste ses modèles de prévision de la demande France en tant que de besoin.

Teste la disponibilité des capacités certifiées achetées aux enchères par l'acheteur unique et applique les pénalités pour les écarts.

CRE

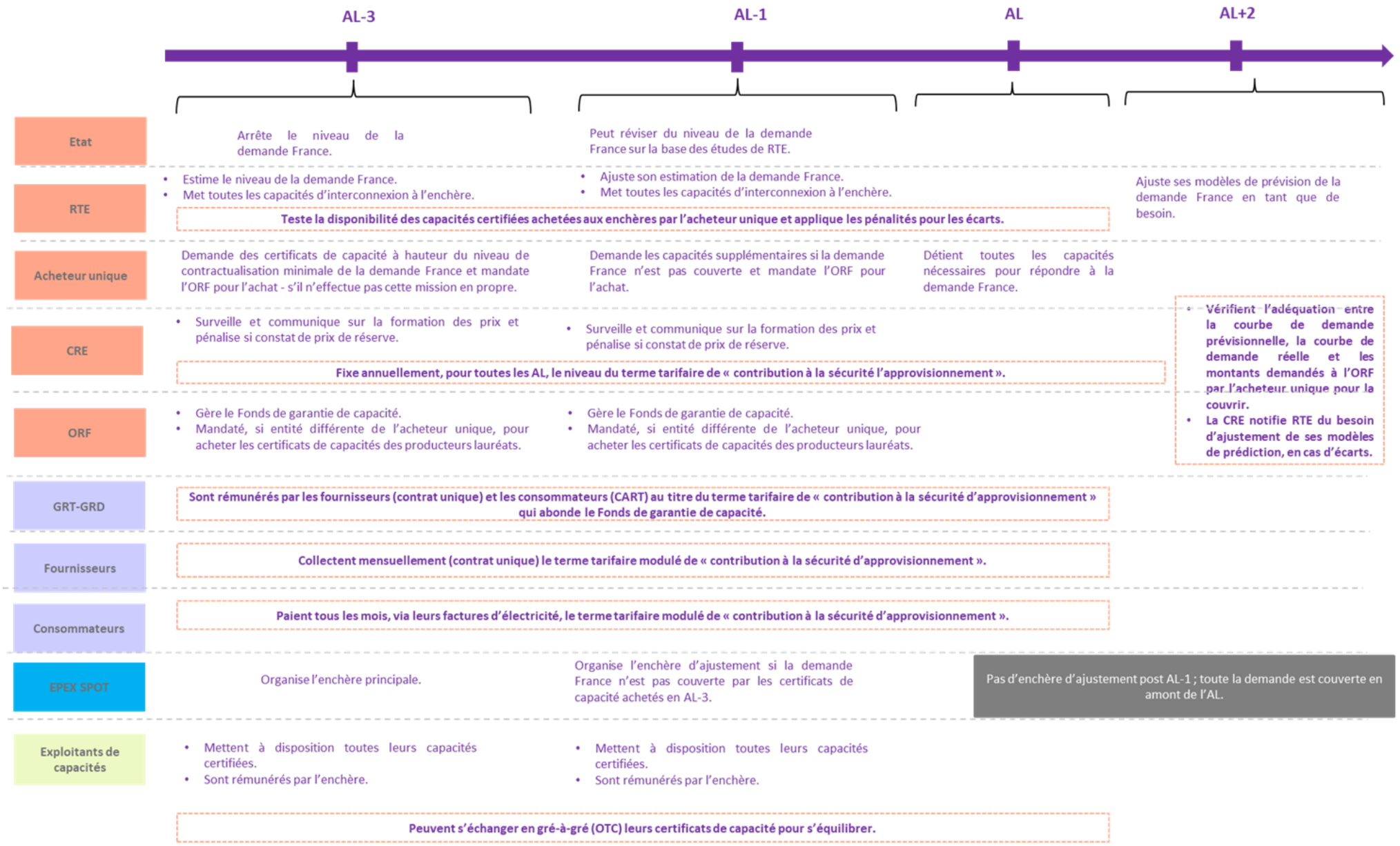
- Surveille et communique sur la formation des prix.
- Pénalise si constat d'un prix de réserve (possibilité de saisir le CoRDIS).

- Surveille et communique sur la formation des prix.
- Pénalise si constat d'un prix de réserve (possibilité de saisir le CoRDIS).

- **Vérifie l'adéquation entre la courbe de demande prévisionnelle, la courbe de demande réelle et les montants demandés à l'ORF par l'acheteur unique pour la couvrir.**
- **Notifie RTE du besoin d'ajustement de ses modèles de prédiction en cas d'écarts.**

* Jusqu'à la réforme transposant l'article 26 du règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil, du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité.

Synthèse du mécanisme de capacité et sélectif



Direction des affaires réglementaires ENI Gas & Power France

contact : affaires.reglementairesENI@eni.com