Le réseau de transport d'électricité

Consommation d'électricité entre 2025 et 2035 et architecture du futur mécanisme de capacité

Groupe de travail n°1 – Refonte du mécanisme de capacité

21 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)

Ordre du jour

0. Ouverture de la concertation et programme de travail

- Organisation de la concertation
- Principaux éléments de contexte

1. Rappel des caractéristiques de la consommation ayant mené à l'architecture du mécanisme actuel

2. Perspectives d'évolution de la consommation et de la défaillance sur l'horizon 2025-2035

3. Faut-il conserver un mécanisme fondé sur un dispositif d'obligation de capacité ?

- Centraliser la définition du besoin de capacité
- Centraliser la contractualisation du besoin de capacité
- Financement du mécanisme : sur qui faire reposer le coût de la capacité ?
- Financement du mécanisme : déterminer les bonnes modalités de répercussion du coût de la capacité

4. Prochaines étapes

0 Ouverture de la concertation et programme de travail

Organisation de la concertation

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

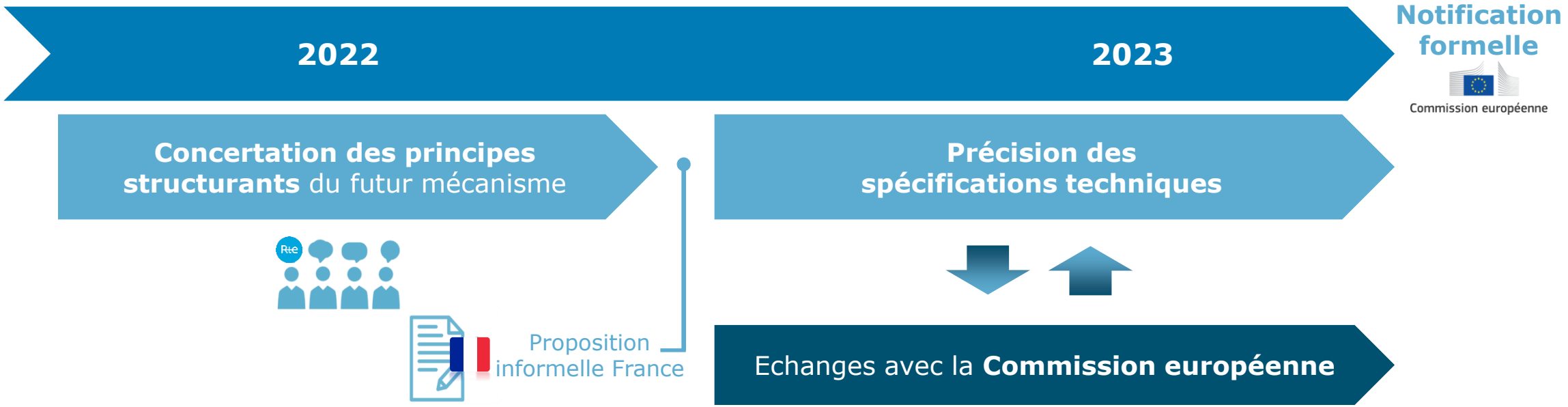
1	Thème « Simplification »	• Simplification, amélioration du fonctionnement et de la performance du mécanisme, sans remise en cause du cadre réglementaire • Meilleure visibilité sur les signaux du mécanisme ✓ **Approbation d'un nouveau jeu de règles dès la fin 2021**
2	Thème « Temporalité des échanges 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 ➔ **Suite à la CAM/CPSR, cette séance constitue le 1er GT de ce thème**

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

Objectifs :

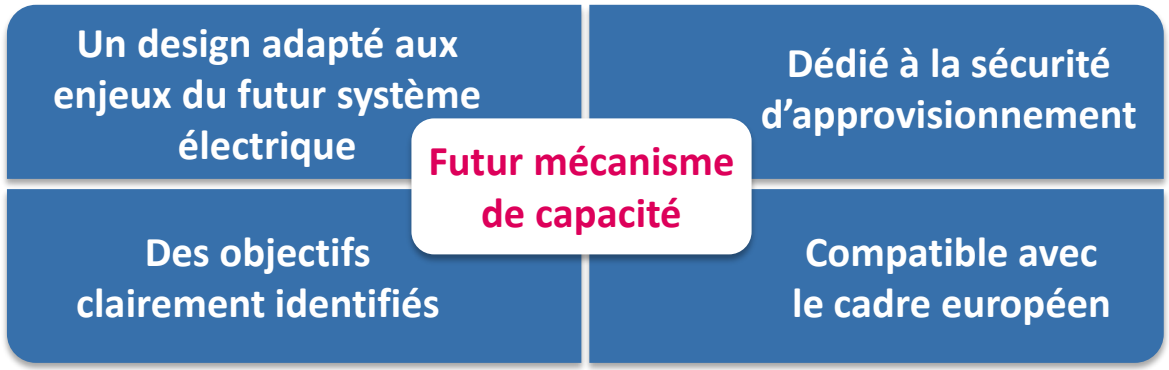
- définir l'objectif et l'architecture d'un futur mécanisme de capacité au regard des évolutions anticipées du système électrique et de son cadre de régulation, en tirant parti des enseignements du retour d'expérience
- rouvrir des questions structurantes initialement tranchées dans un contexte différent,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



Dispositif proposé pour les travaux de conception du futur mécanisme de capacité

- Comme exposé lors de la CAM/CPSR d'ouverture de la concertation, la refonte du mécanisme de capacité doit permettre de concevoir un nouveau mécanisme à même d'assurer, à la suite du mécanisme actuel, le niveau requis de sécurité d'approvisionnement

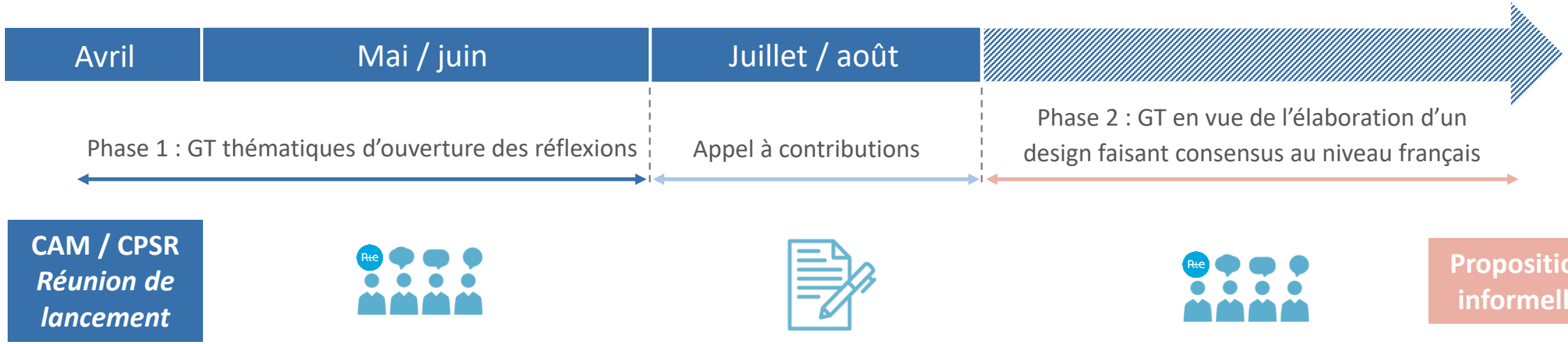


- Cela implique d'élaborer le futur mécanisme en fonction :
  1. **des caractéristiques techniques du système électrique** envisagées sur l'horizon considéré (2025-2035), tant du point de vue du profil de la consommation que de la structure du parc de production et d'effacement
  2. **des enjeux économiques des filières** composant ce parc, compte-tenu des orientations publiques possibles
  3. du REX mené en 2020 et 2021, et de la pertinence d'apporter des réponses différentes à des questions qui avaient initialement été tranchées lors de la conception du mécanisme actuel

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)



Modalités pratiques

Sauf exception, cette concertation aura pour objet d'instruire des thèmes précis et non de débattre des aspects opérationnels actuels du mécanisme.

RTE s'attachera à déposer sur Concerte les supports de présentation (a minima en version projet) au plus tard 24h avant une séance de GT, afin de permettre aux participants d'en prendre connaissance en amont. La version définitive sera ensuite déposée après le GT.

Sous réserve de l'évolution de la situation sanitaire, un format hybride (présentiel + distanciel, via Teams) sera privilégié.

Outre l'appel à contributions prévu à l'été, des questions spécifiques pourront également être posées tout au long des GT sur lesquelles les acteurs seront invités à s'exprimer par mail à leur issue.

➡ Les acteurs auront également la possibilité, s'ils le souhaitent, de proposer à RTE des présentations en amont des séances.

Principaux éléments de contexte détaillés en ouverture de la concertation

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)

- 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

  → En 2022, le critère fera d'ailleurs l'objet d'une actualisation formelle pour satisfaire aux exigences méthodologiques de l'ACER mais sans évolution. Des réflexions sur l'évolution du critère, en valeur et en forme, seront ensuite menées à l'échéance de la future PPE (cf. *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)

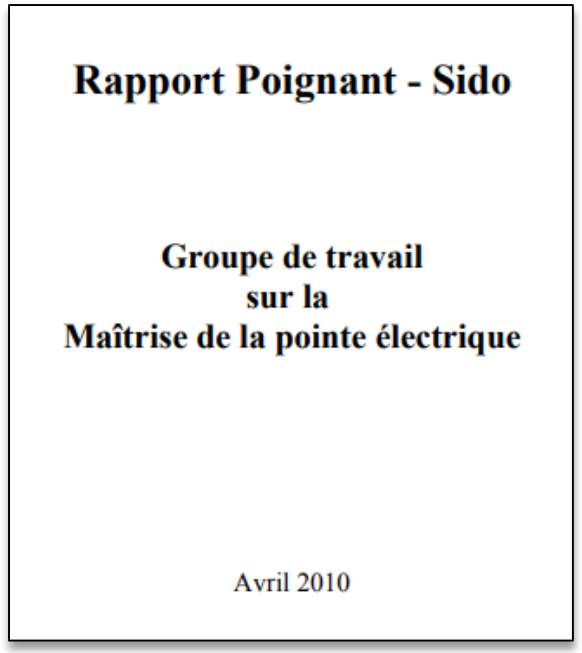
- Les choix d'architecture de marché devront tenir compte du nouveau contexte sur les moyens disponibles pour assurer la sécurité d'approvisionnement et devront assurer une bonne articulation avec les autres dispositifs publics sur la programmation du secteur électrique (appels d'offres effacement, stockage…)

Tour de table – Questions et remarques

1 Rappel des caractéristiques de la consommation ayant mené à l'architecture du mécanisme actuel

Au début des années 2010, la nécessité de juguler la croissance rapide de la pointe de consommation se faisait sentir

- Historiquement, le *design* du mécanisme de capacité actuel s'inscrit dans le prolongement des travaux menés dans le cadre du groupe de travail Sido-Poignant.
- Parmi ses principaux constats, **une croissance continue de la puissance appelée en période de pointe plus rapide que la consommation elle-même** (+ 5 GW de différence entre la puissance moyenne appelée en hiver et la pointe annuelle entre 1997 et 2008), sous l'effet de différents facteurs…:
  - l'augmentation du nombre de ménages
  - une volatilité des prix de l'énergie fossile rendant l'électricité plus attractive
  - le développement de nouveaux usages électriques
  - la poursuite du développement du chauffage électrique (pompes à chaleur)
- Sans mesures correctrices, la pointe de consommation était donc vouée à **s'accroître fortement** d'ici 2025.


Rapport Poignant - Sido

Groupe de travail
sur la
Maîtrise de la pointe électrique

Avril 2010

L’actuel mécanisme est paramétré sur un critère de défaillance représenté par la pointe de consommation

- L’accroissement de la pointe de consommation et sa volatilité selon l’ampleur des vagues de froid étaient identifiés comme des facteurs de risque pour la sécurité d’approvisionnement.
- **La pointe de consommation devient alors la métrique de la défaillance** : le système électrique devait être dimensionné « à la pointe » (c’est-à-dire à la hauteur de la demande qui se matérialiserait lors de la survenue d’une vague de froid décennale).
- Le niveau de risque auquel **le système électrique français doit se couvrir** est défini par un critère public, défini par l’Etat, qui est exprimé sous la forme suivante :

Défaillance *(recours aux moyens post-marché)*	3h/an maximum en espérance
Délestage	2h/an maximum en espérance

- **Le mécanisme actuel est conçu sur le même principe** : le besoin en capacité (représenté, dans une architecture décentralisée, par la notion d’obligation) est calculé par rapport à la consommation réalisée pendant les heures de pointes et extrapolée à température dite « extrême » (c’est-à-dire correspondant à une vague de froid décennale).

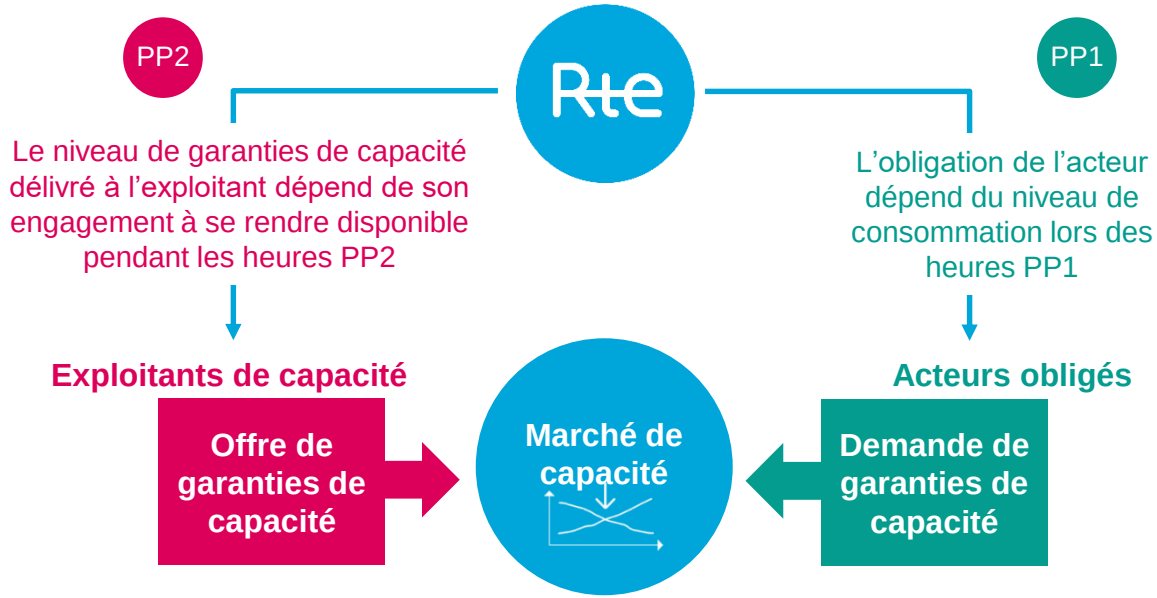
L’architecture décentralisée du mécanisme actuel vise à inciter à la maîtrise de la pointe de consommation

- L’objectif de réduire la pointe a conduit à faire **reposer le mécanisme actuel sur deux piliers** :

  (i) une incitation à la disponibilité, côté offre

  (ii) une incitation à une moindre consommation, côté demande

- Cette incitation consiste en une **obligation de capacité** dont l’objectif est de refléter la contribution des fournisseurs – et, à travers eux, de leurs portefeuilles de clients respectifs – au risque de défaillance.



- Les acteurs obligés sont considérés comme les mieux placés pour estimer et couvrir leur obligation : l’ensemble de la responsabilité d’estimation et de couverture doit donc leur incomber.

- Cette architecture dite « décentralisée » semble particulièrement justifiée en termes d’incitation: un fournisseur bénéficie d’autant plus de ce système qu’il sera capable d’anticiper la consommation de ses clients et d’influer sur celle-ci à travers ses pratiques commerciales ou tarifaires.

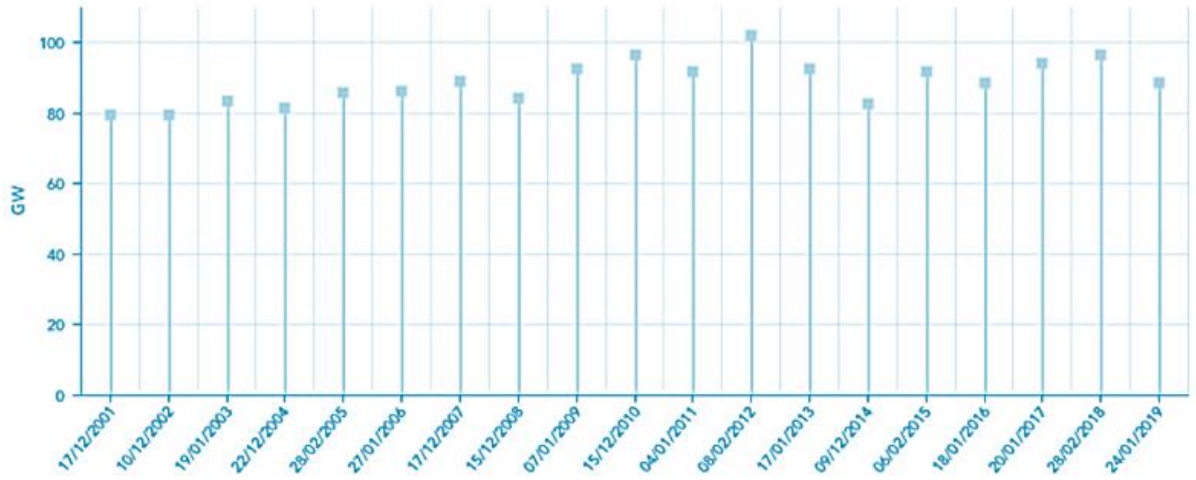
2

Perspectives d’évolution de la consommation et de la défaillance sur l’horizon 2025-2035

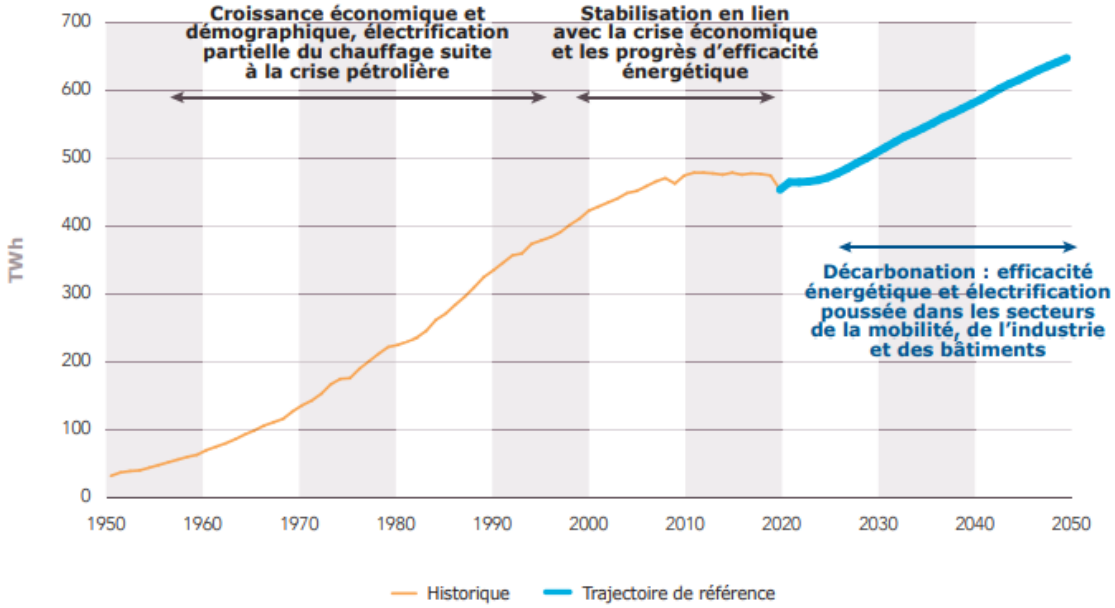
La consommation et la pointe se sont stabilisées durant la décennie 2010

Sur la décennie 2010, les efforts d'efficacité énergétique (réglementations thermiques, modernisation des équipements), le ralentissement tendanciel de la croissance économique, ainsi que l'évolution structurelle de l'activité économique (tertiarisation) ont conduit à :

1. **un ralentissement tendanciel du rythme de croissance de la consommation** annuelle d'électricité,
2. **une stabilisation de la pointe** : celle-ci se situe entre 82 GW et 102 GW avec une majorité de valeurs autour de 90 GW, et une forte volatilité dépendant des conditions météorologiques.



Historique des pointes de consommation



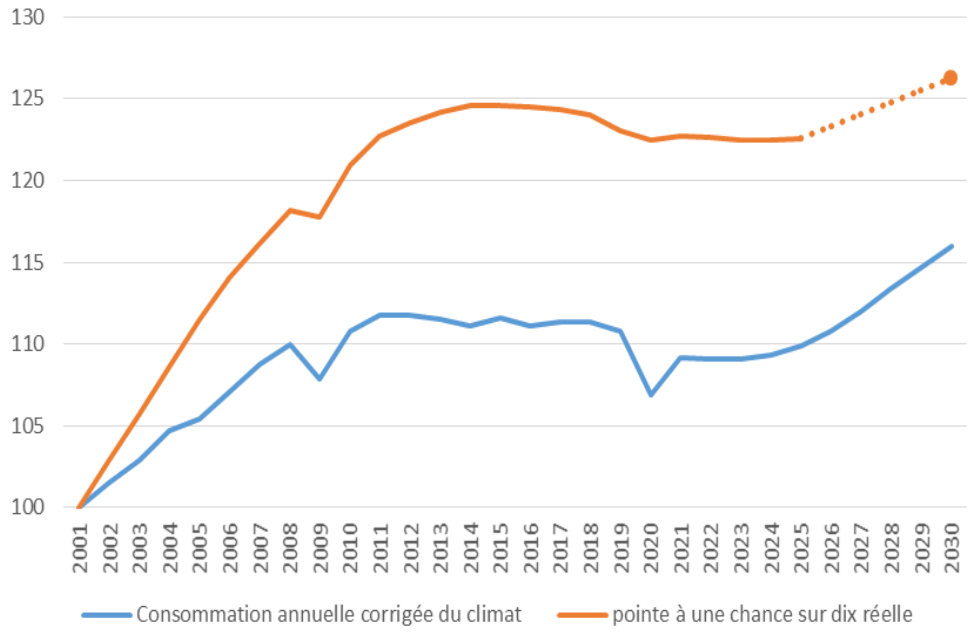
Evolution historique de la consommation d'électricité en France
(source : Futurs énergétiques 2050)

Après cette stabilisation, la consommation devrait progressivement croître sur la décennie 2025-2035

- Quel que soit le scénario considéré, les *Futurs énergétiques 2050* prévoient un infléchissement à la hausse de la consommation annuelle au cours de la décennie 2020 en raison d'une accélération de l'électrification (dans les secteurs du transport, du bâtiment et de l'industrie) dans le but de réduire les émissions de CO_2.

- Le scénario de référence, qui correspond aux orientations publiques à date (objectif de réduction des émissions de 40% en 2030), repose ainsi sur une augmentation de ~30 TWh en 2030 par rapport au niveau de 2019. Ce rythme de croissance serait de l'ordre de 1%/an.

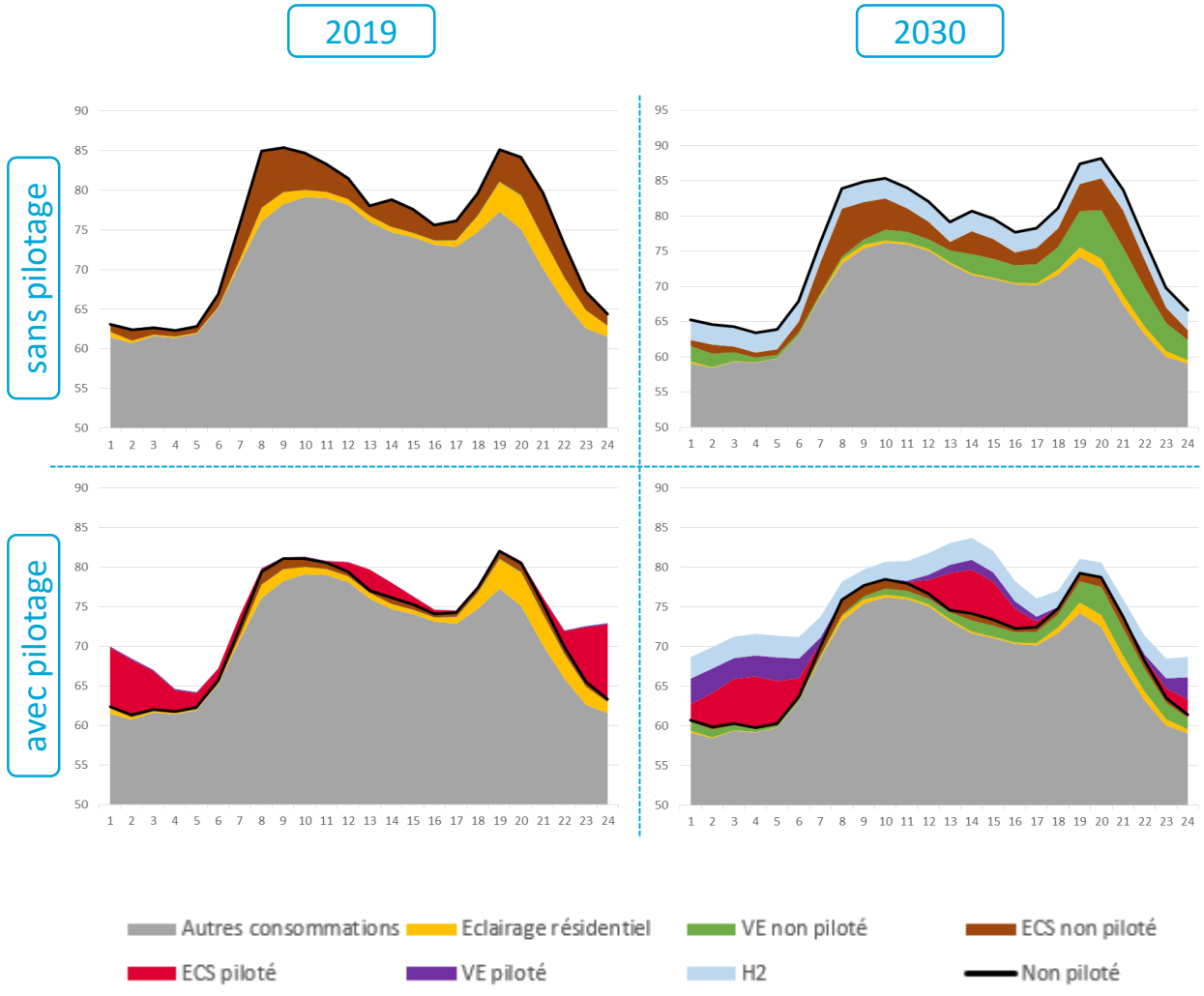
- Contrairement au paysage des années 2010, **la pointe devrait croître au même rythme que la consommation sur l'horizon 2025-2035**. Elle devrait continuer d'apparaître en hiver du fait de la persistance d'une forte thermosensibilité (2 400 MW/°C).



Evolution de la consommation électrique et de la pointe de consommation sur l'horizon 2025-2035

Le profil de consommation pourrait évoluer sous l'effet des nouveaux usages

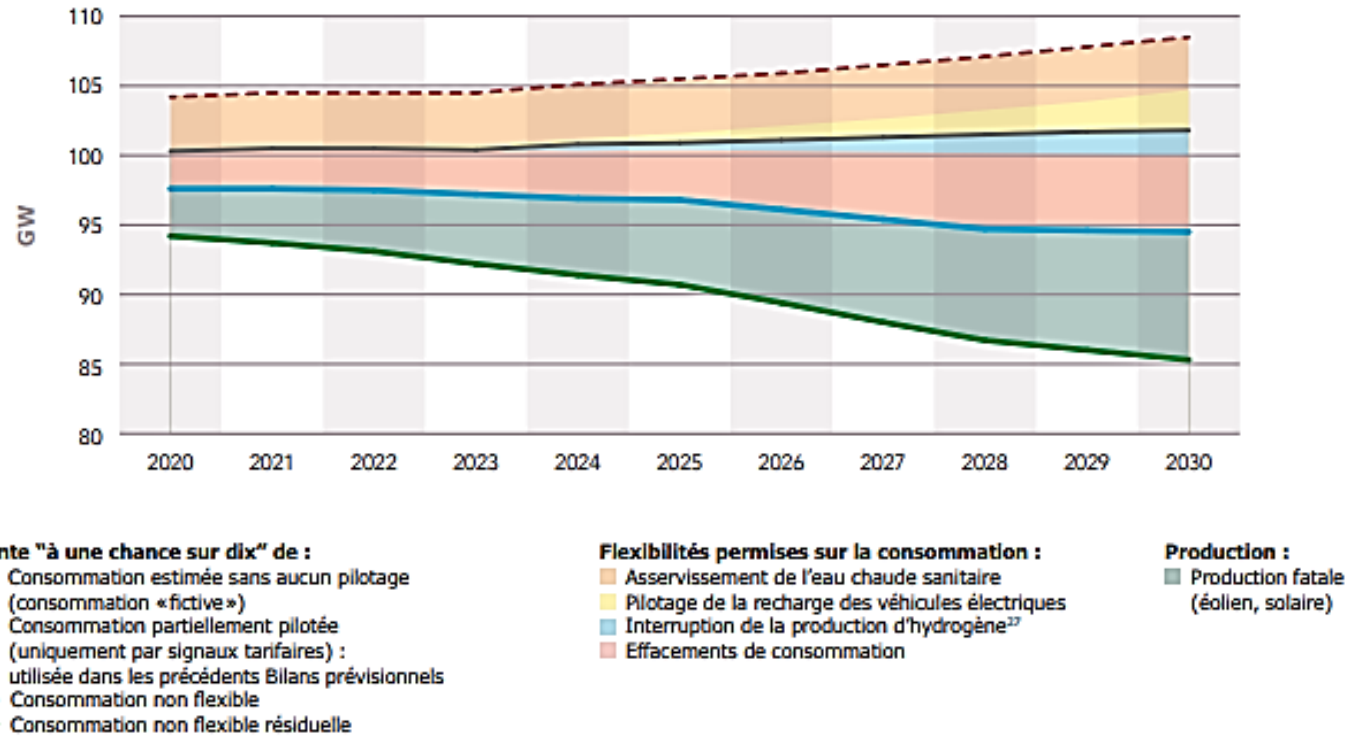
- A l'horizon 2030, le développement de nouveaux usages devrait créer **de nouveaux gisements pouvant être pilotés** pour tirer partie des heures de forte production EnR. La pointe de consommation pourrait ainsi se déplacer de 19h vers les heures méridiennes grâce aux efforts d'efficacité énergétique sur les usages contribuant à la pointe et à la croissance de la part pilotable de la consommation.
- Le profil journalier de la consommation devrait ainsi varier significativement d'un jour sur l'autre.
- **La matérialisation de ces évolutions dépendra du développement effectif du pilotage** et de l'acceptabilité par les consommateurs des contraintes associées (ex : changement de plage horaire d'asservissement de l'eau chaude sanitaire, placement des recharges de véhicules électriques et de la production d'hydrogène, etc.).



Evolution du profil de consommation d'une journée d'hiver à températures normales en 2019 et 2030 selon le pilotage des usages
(hypothèses : Bilan prévisionnel 2021)

Sous l'hypothèse d'un pilotage suffisant des nouveaux usages, la pointe de consommation devrait se déplacer et continuer à se stabiliser

- A l'horizon 2030, les *Futurs énergétiques 2050* prévoient un scénario pessimiste « sans flexibilité », un scénario optimiste « forte flexibilité » et un scénario de référence « flexibilité prudente » :
  1. Poursuite à l'identique du pilotage de l'eau chaude sanitaire (voire déplacement diurne de la plage d'asservissement),
  2. Développement modéré du pilotage de la recharge des véhicules électriques et de la flexibilité du parc d'électrolyseurs,
  3. Développement des effacements explicites et implicites à hauteur des objectifs fixés par la PPE en vigueur.



Evolution de la pointe de consommation à horizon 2030 en fonction des leviers de flexibilisation de la consommation dans un scénario d'atteinte des objectifs PPE
(source : Bilan prévisionnel 2021)

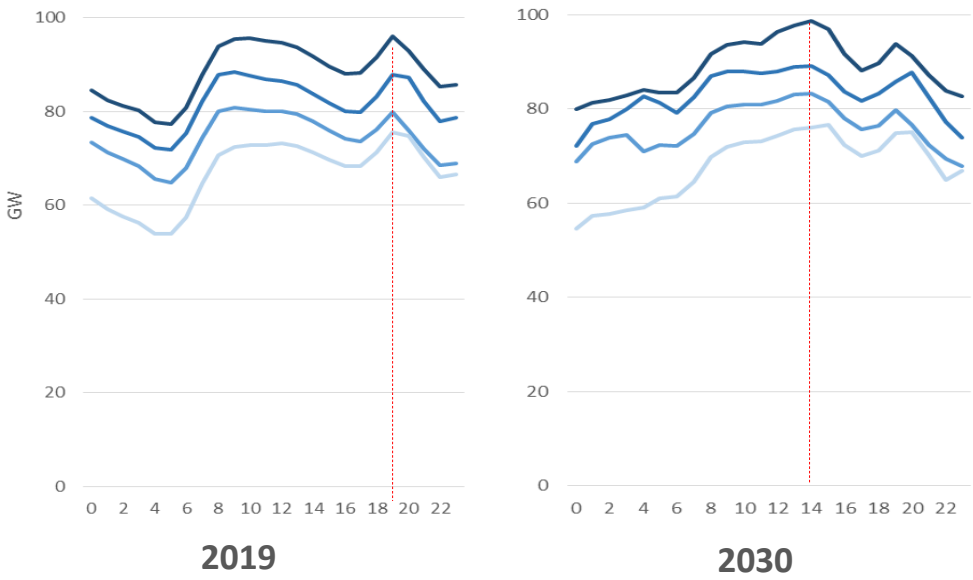
- **Sous l'effet d'un pilotage suffisant, la pointe de consommation devrait se déplacer sur les heures méridiennes – la pointe journalière devrait se matérialiser à 90% entre 12h et 14h – et se stabiliser. Elle pourrait également décroitre sous l'effet du développement des effacements de consommation.**

La pointe de consommation ne devrait plus nécessairement caractériser le risque de défaillance

- Les études menées par RTE ne conduisent pas à identifier de risque particulier de défaillance lors de ces heures méridiennes sur lesquelles la pointe pourrait se déplacer, du fait de l'abondance de la production renouvelable (notamment solaire).

- **La pointe de consommation ne devrait par conséquent plus constituer l'aléa dimensionnant sur l'horizon 2025-2035.**

- C'est en revanche davantage la **pointe de consommation résiduelle (c'est-à-dire la part de la pointe non couverte par la production renouvelable) qui devrait devenir la métrique pertinente de la défaillance**. Celle-ci continuerait à se situer à 9h (ou à 19h) sur les mois d'hiver.



Evolution de la consommation journalière d'un jour d'hiver pour quatre scénarios climatiques différents

- Le développement du pilotage des usages pour synchroniser la consommation avec la production fatale, ainsi que le développement des effacements seront ainsi des objectifs primordiaux. **Du point de vue du futur mécanisme de capacité, l'enjeu sera ainsi d'inciter à assurer la couverture de la pointe de demande résiduelle.**

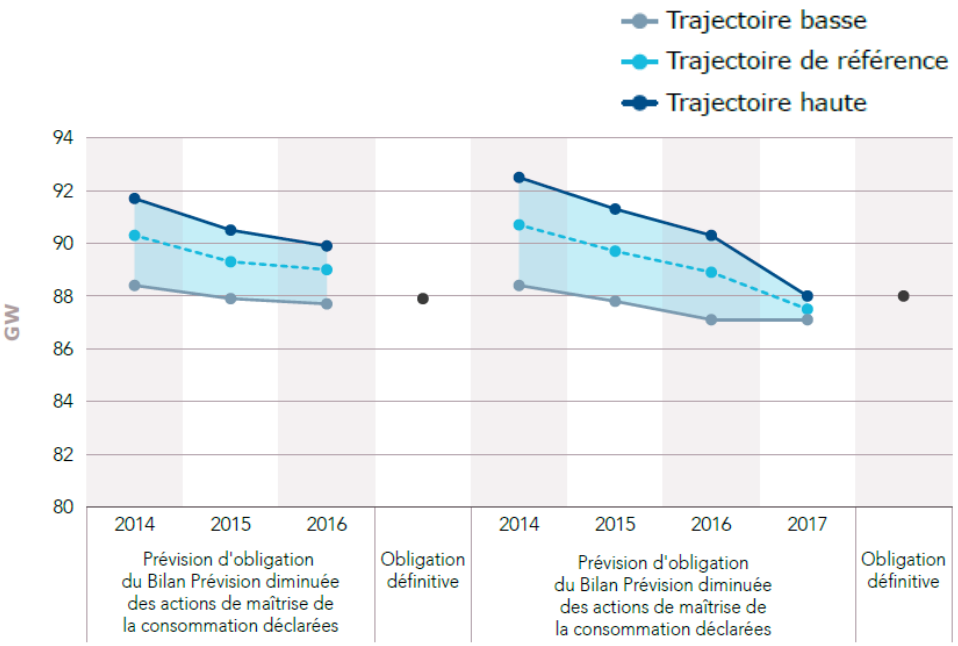
Avez-vous des remarques sur ces perspectives d'évolution de la consommation ?

3

Faut-il conserver une architecture décentralisée reposant sur un principe d'obligation de capacité ?

Le REX mené par RTE interroge sur la plus-value du dispositif d'obligation de capacité et l'atteinte de ses objectifs

Objectifs initiaux	Constat formulé par le REX (2017-2019)
Se reposer sur l'expertise des fournisseurs et leur connaissance fine de la consommation de leur portefeuille	• Les anticipations décentralisées ont été globalement bonnes (leur somme est proche de celle des obligations définitives : < 1% d'écart en AL 17 et 18) • Les estimations centralisées de RTE affichent le même niveau d'écart : aucune information supplémentaire n'est procurée par l'architecture décentralisée
Permettre une vision dynamique du besoin en capacité et de l'équilibre offre / demande	• Les stratégies de couverture des AO n'ont pas permis de sécuriser l'ensemble des capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement en amont de l'AL • La fragmentation de la demande sur une temporalité diffuse (d'AL-4 à AL+3) nuit à la lisibilité/transparence de la formation du prix lors des enchères organisées
Responsabiliser les acteurs de marché (modèle type RE)	• Une complexité accrue a été introduite en contrepartie (démultiplication du nombre de participants au mécanisme, non-fongibilité des périmètres AO et des périmètres RE, barrières à l'entrée, calculs d'obligation réalisés par les GR, etc.)



Comparaison entre les prévisions d'obligation et les obligations définitives pour les AL 2017 et 2018
(source : REX)

L'obligation de capacité avait pour objectif d'inciter au développement de nouvelles offres tarifaires reposant sur le signal PP1 afin de maîtriser la pointe

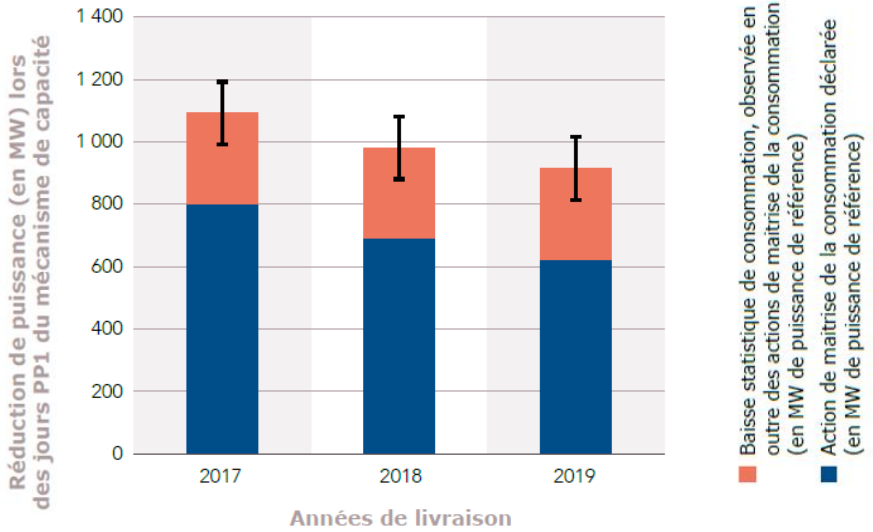
- Sauf exception, **les effacements implicites déclarés par les acteurs sont liés au tarif EJP/Tempo et, après analyse, ont peu de lien avec le prix de la capacité**. Tout au plus, le signal PP1 a pu renchérir – bien que cela soit complexe à établir – des signaux préexistants.

- Une analyse statistique a permis de révéler **~300 MW d'effacements implicites supplémentaires non déclarés qui ne peuvent toutefois pas être attribués exclusivement au mécanisme.**

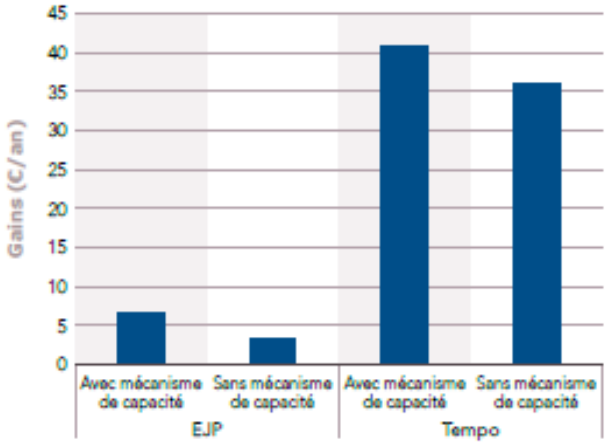
- ***In fine*, le mécanisme décentralisé n'a pas permis de faire émerger un niveau d'effacement implicite aussi important qu'espéré.**

- Au delà des mérites de l'architecture, plusieurs facteurs peuvent l'expliquer :
  - (i) recherche de simplicité dans les offres des fournisseurs qui s'accommodent mal de multiples signaux
  - (ii) faible opportunité économique
  - (iii) modalités de comptage en cours d'amélioration

Evolution des volumes d'effacements implicites sur les trois premières AL (source : REX)



Gains pour un consommateur au TRV capable de s'effacer choisissant l'option tarif EJP/Tempo plutôt que Base (source : REX)



Des alternatives à l'obligation de capacité plus simples et plusieurs degrés de centralisation pourraient être privilégiés

- 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.
- A rebours des choix ayant mené à l'architecture actuelle, évoluer vers une architecture centralisée pourrait permettre une simplification approfondie et un pilotage plus efficace du niveau de sécurité d'approvisionnement.
- Toutefois, l'appréciation de la simplification du mécanisme peut varier selon l'entité concernée : **une simplification pour les acteurs de marché ne signifie pas symétriquement une simplification pour RTE ou les autres gestionnaires de réseaux**, et réciproquement. Le meilleur compromis devra donc être atteint en la matière.

Que centraliser ?

Définition du besoin de capacité

Contractualisation des capacités

Définition du niveau de capacité par filière

GT 2

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

Centraliser la définition du besoin de capacité

Une définition centralisée du besoin permettrait un meilleur pilotage du niveau de sécurité d'approvisionnement

- Toute forme de centralisation du futur mécanisme par rapport à l'actuel impliquerait *de facto* une définition centralisée du niveau de capacité nécessaire à la sécurité d'approvisionnement pour une année donnée.
- Ce dispositif assurerait la cohérence du futur mécanisme avec le diagnostic de sécurité d'approvisionnement dressé par RTE dans ses études d'adéquation.
- Qu'un dispositif d'obligation de capacité soit ou non conservé, les acteurs obligés actuels se verraient retirer *de facto* une responsabilité : ils ne contribueraient plus à définir la cible globale du besoin en capacité. Cela devrait permettre une simplification plus ou moins marquée en fonction du modèle choisi (*cf. infra*).

Définition centralisée du besoin de capacité



Assurer la cohérence entre le Bilan prévisionnel et le mécanisme de capacité

Simplifier le mécanisme de capacité

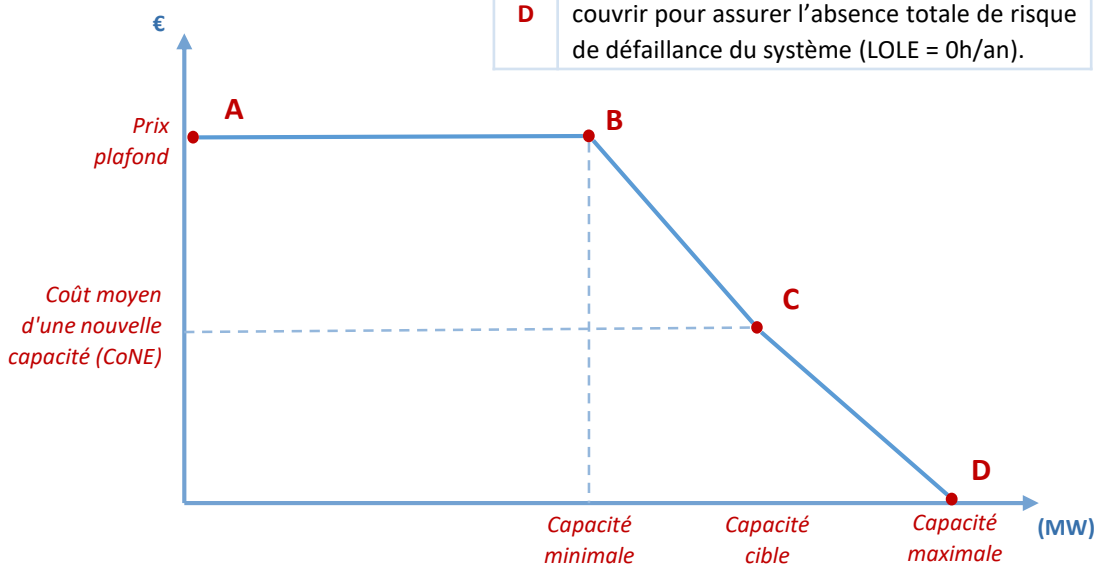
Méthodologie éventuelle d'une définition centralisée du besoin de capacité

D'un point de vue méthodologique, la détermination du besoin de capacité par une entité centralisée pourrait consister en :

- La définition d'un volume cible à couvrir, sur le modèle des prévisions d'obligation actuellement publiées par RTE ; ou
- Le calcul d'une courbe de demande administrée, sur le modèle des autres GRT/Etats européens disposant de mécanismes centralisés, qui permet d'établir le niveau de capacité correspondant à l'optimum économique pour le système électrique.

La définition d'une telle courbe serait moins complexe que celles utilisées pour le lancement d'AOLT dans la mesure où ces dernières visent à déterminer le bénéfice que procurerait à la collectivité l'émergence d'une nouvelle capacité.

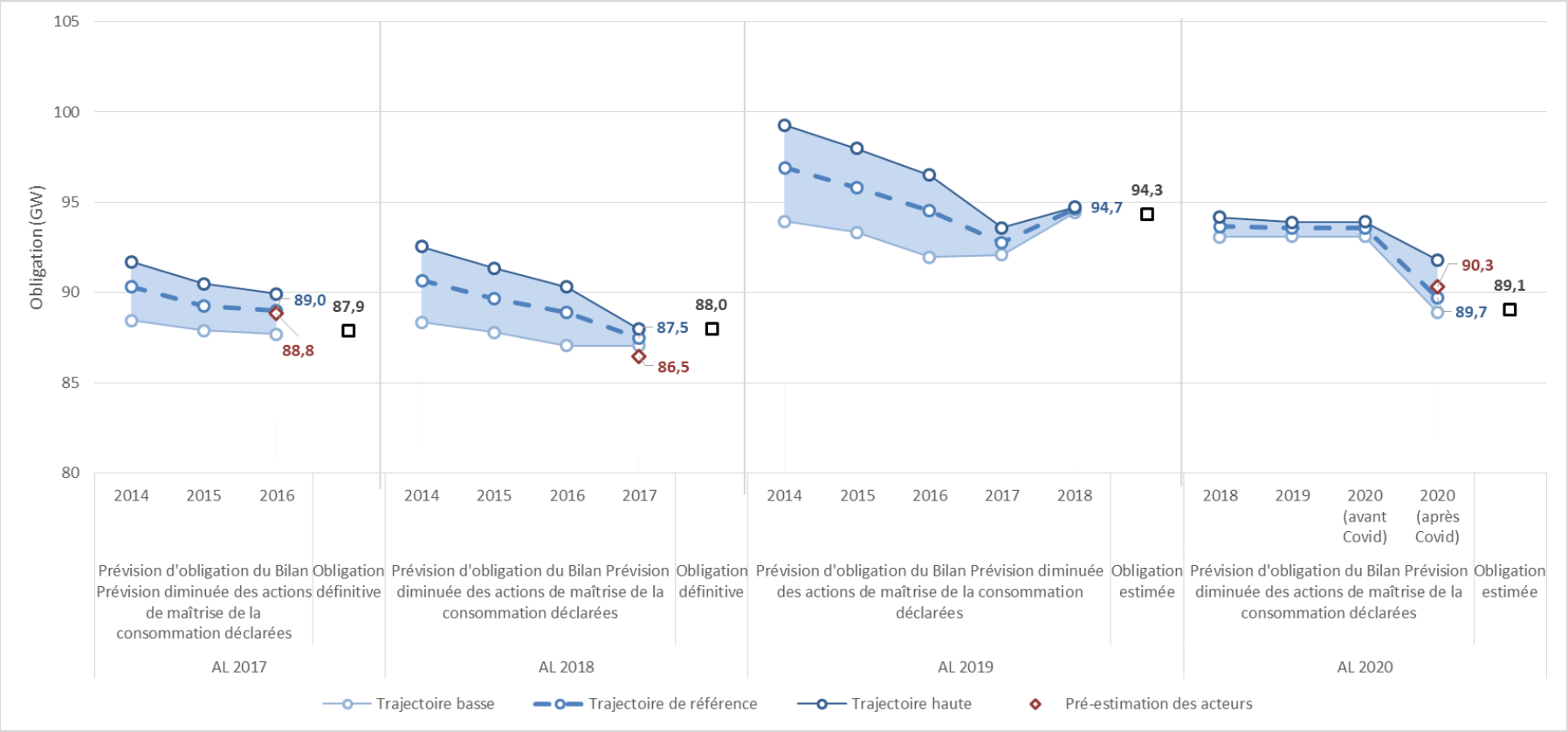
A	**Egale à 0** : volume de capacité tel que le risque de défaillance est maximal.
B	**Capacité minimale** : volume de capacité à couvrir pour assurer un niveau de risque de défaillance (LOLE) égal à X h/an, au-delà du niveau accepté collectivement.
C	**Capacité cible** : volume de capacité à couvrir pour atteindre le niveau acceptable de risque de défaillance fixé à 3h/an (LOLE).
D	**Capacité maximale** : volume de capacité à couvrir pour assurer l'absence totale de risque de défaillance du système (LOLE = 0h/an).



Modèle de courbe de demande administrée

Une telle architecture pourrait se révéler au moins aussi performante que l'architecture décentralisée actuelle

- Le REX a démontré qu'une certaine confiance peut être accordée aux analyses de RTE (les estimations centralisées d'obligation ont été au moins aussi performantes que la somme des pré-estimations des AO et ont été très proches des niveaux définitifs d'obligation).



Comparaison entre les prévisions d'obligation de RTE, la somme des pré-estimations des acteurs obligés et les calculs d'obligation définitifs ou estimés pour les AL 2017 à 2020

Cette architecture impliquerait néanmoins une responsabilité nouvelle pour RTE

- Evoluer vers une définition centralisée du besoin **accroît le rôle des études de sécurité d'approvisionnement dans le dimensionnement de ce besoin et la responsabilité de l'entité évaluatrice** *(pour cette raison, dans la plupart des mécanismes européens, le besoin est in fine fixé par l'Etat sur proposition du GRT).*
- Cette estimation ne peut par construction être aussi précise qu'une estimation actualisée pendant, voire après AL : même si des réactualisations sont envisageables, **un risque de sous ou de surdimensionnement existe et devra être collectivement assumé.**
- Cette définition viserait à couvrir un aléa statistique représentant le niveau collectivement souhaité de sécurité d'approvisionnement : **des aléas exceptionnels (hors dimensionnement statistique) peuvent ainsi survenir.**
- Le traitement des principales incertitudes (performance des principales filières, chocs exogènes, etc.) et les moyens dont disposeront RTE et les pouvoirs publics pour réaliser ou contrôler cette évaluation seront des questions clés.

Compte-tenu de ces éléments, seriez-vous favorables à une architecture reposant sur une définition centralisée du besoin de capacité ? Si oui, sous quelles conditions ?
Une fois ce besoin déterminé une première fois pour une année donnée, considérez-vous que des réactualisations seraient nécessaires ? Si oui, à quelle fréquence ?

Centraliser la contractualisation du besoin de capacité

Une contractualisation centralisée des capacités semble aller de pair avec une définition centralisée du besoin

Contractualisation des capacités

Assurer une meilleure lisibilité du prix

Sécuriser financièrement les capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement avant le début de l'AL

- **Dans une architecture décentralisée, toutes les actions, de l'estimation du besoin au financement des capacités correspondantes, sont effectués par une même personne morale (l'acteur obligé) à la maille de son portefeuille.**
- Dans une architecture dans laquelle le besoin serait défini par une entité centralisée, il est possible de distinguer **la contractualisation** (i.e. la sélection et l'engagement, qui ne se traduit pas nécessairement par un achat effectif) des capacités nécessaires de **la couverture du besoin / financement de ces capacités**.
- Il semblerait alors pertinent pour répondre aux objectifs ci-dessus que cette même entité assure la contractualisation de ces capacités (un mécanisme décentralisé ne parviendrait à les atteindre qu'en déterminant pour chaque acteur obligé le volume qu'il doit contractualiser : cette solution semblerait complexe et vectrice d'une faible plus-value).

Dans le cas où vous seriez favorables à une architecture reposant sur une définition centralisée du besoin, voyez-vous un intérêt à ce que la contractualisation des capacités nécessaires soit également effectuée de manière centralisée ?

Financement du mécanisme : sur qui faire reposer le coût de la capacité ?

Sur quelle(s) entité(s) faire reposer le financement du futur mécanisme ?

- **La définition du besoin et la contractualisation pouvant être centralisés, trois modèles faisant porter le paiement des capacités par différents acteurs peuvent être envisagés .**
- Ces derniers devront être évalués au regard de la simplification qu'ils induisent et des incitations délivrées. Leurs modalités précises et les flux financiers associés devront faire l'objet d'une instruction particulière lors d'un GT ultérieur, compte-tenu notamment des enjeux de trésorerie et des besoins économiques des filières.

Définition du besoin	Contractualisation des capacités	Financement des capacités
Entité centralisée	Entité centralisée	**Mécanisme reposant sur les acteurs obligés** qui portent le coût de leur part du besoin global en capacité défini par l'entité centralisée (1)
		Mécanisme reposant sur les fournisseurs* qui répercutent à leurs clients le coût de la capacité selon leur consommation réalisée (selon des modalités à définir) (2)
		Mécanisme reposant directement sur les consommateurs sur lesquels le coût de la capacité est répercuté via un terme tarifaire (3)

** Les consommateurs s'approvisionnant directement sur les marchés et les GR pour leurs pertes sont ici assimilés aux « fournisseurs »*

Modèle 1 – Mécanisme de capacité centralisé, avec acteurs obligés

- **Définition du besoin et contractualisation des capacités** : comme dans chacun des modèles, ces étapes seraient centralisées (le volume cible de capacités nécessaires étant ainsi sécurisé financièrement)
- **Financement des capacités** : le principe d'obligation de capacité demeurerait et le coût serait toujours porté par les acteurs obligés qui garderaient la responsabilité de couvrir leur niveau d'obligation individuelle. Deux options peuvent être envisagées pour répartir le volume de capacités sécurisé à l'étape précédente :
  1. *Achat auprès de l'entité centralisée* des garanties nécessaires à la couverture du niveau d'obligation de chaque acteur obligé, estimé individuellement
  2. *Répartition par l'entité centralisée* des garanties entre les acteurs obligés selon une clé à définir (qui pourrait prévoir une régularisation *ex post*/un marché secondaire)
- **Simplification** accessible par ce modèle:
  1. *Pour les AO* : éventuelle suppression de l'estimation et de la couverture du niveau d'obligation
  2. *Pour les GR* : cela dépend du niveau de précision souhaité pour le calcul de l'obligation

Le niveau de simplification souhaité conduira forcément à faire un compromis sur le niveau **d'incitations à la maîtrise de la consommation à la pointe**, qui reposeraient sur les mêmes principes qu'actuellement.

Modèle 2 – Mécanisme de capacité centralisé reposant sur les fournisseurs

- **Définition du besoin et contractualisation des capacités** : comme dans chacun des modèles, ces étapes seraient centralisées (le volume cible de capacités nécessaires étant ainsi sécurisé financièrement)

- **Financement des capacités :** le coût de la capacité serait réparti entre les fournisseurs au prorata de la consommation de leur portefeuille de clients lors des pointes, déterminée plus ou moins précisément (*cf .infra*)

- **Simplification** accessible par ce modèle:

  1. *Pour les acteurs* : suppression du rôle d'acteur obligé, des actions (estimation et couverture du niveau d'obligation) et des risques associés
  2. *Pour les GR* : cela dépend du niveau de précision souhaité pour la répartition du coût entre les fournisseurs (clé de répartition, bouclage sur le réalisé, régularisation *ex-post* etc…)

- **Les incitations à la maîtrise de la consommation à la pointe** dépendront du niveau de simplification souhaité et du choix fait en termes de clé de répartition du coût du mécanisme entre les fournisseurs (les fournisseurs pourront ainsi chercher à minimiser la part de leur portefeuille dans la consommation totale sur la période considérée)

Modèle 3 – Mécanisme de capacité centralisé financé par un terme tarifaire

- **Définition du besoin et contractualisation des capacités** : comme dans chacun des modèles, ces étapes seraient centralisées (le volume cible de capacités nécessaires étant ainsi sécurisé financièrement)

- **Financement des capacités :** le coût de la capacité serait directement transmis au consommateur au travers du TURPE (selon des modalités à définir) ou d'un terme tarifaire distinct du tarif

- **Simplification** accessible par ce modèle :

  1. *Pour les acteurs* : le mécanisme serait dans ce cas de figure complètement exogène aux acteurs qui n'auraient aucun rôle à assumer dans son fonctionnement
  2. *Pour les GR* : la mise en place financière *ex ante* du dispositif pourrait en revanche s'avérer relativement complexe (gestion du besoin de fonds de roulement, estimation *ex ante* du coût à facturer, etc.)

- **Les incitations à la maîtrise de la consommation à la pointe** dépendront des modalités retenues pour l'intégration du coût dans le tarif ou de la conception du terme tarifaire (*cf. infra*)

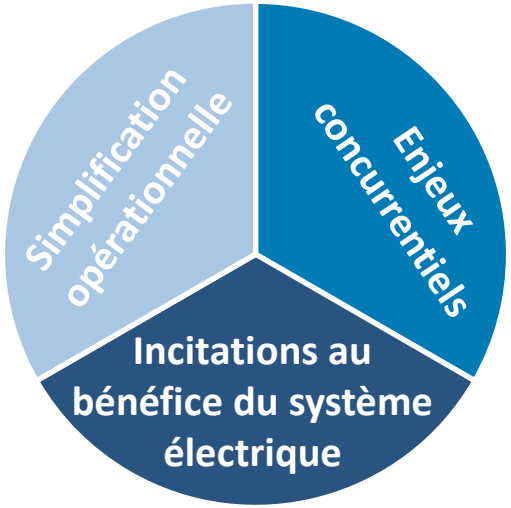
Récapitulatif des trois modèles envisageables

	Modèle 1 – Acteurs obligés	Modèle 2 – Fournisseurs	Modèle 3 - Consommateurs
Définition du besoin global	Entité centralisée	Entité centralisée	Entité centralisée
Contractualisation du besoin	Entité centralisée	Entité centralisée	Entité centralisée
Estimation individuelle du besoin	Possible	Non	Non
Financement / portage du coût de la capacité	Acteurs obligés	Fournisseurs	Consommateurs
Simplification	Variable pour les acteurs obligés et pour les GR	Forte pour les acteurs, variable pour les GR	Très forte pour les acteurs, variable pour les GR
Incitations	Variable	Variable	Variable

Dans le cas où vous souhaiteriez que le futur mécanisme soit davantage centralisé, avez-vous d'emblée une préférence pour l'un de ces trois modèles ? Si oui, pourquoi ? Quels compléments vous semblerait-il nécessaire d'y ajouter ? D'autres modèles vous sembleraient-ils devoir être considérés ?

Le choix de pérenniser une architecture décentralisée ou de privilégier l'un des trois modèles davantage centralisés relèvera *in fine* d'un compromis

- L'obligation de capacité devait initialement offrir un espace concurrentiel supplémentaire pour les fournisseurs. Après une phase d'appropriation, certains indiquent désormais en tirer parti.
- L'intérêt de conserver une architecture décentralisée – ou d'évoluer vers l'un des trois modèles plus centralisés – devra aussi être évalué au regard des perspectives d'évolutions de la consommation sur la décennie 2025-2035. **Inciter à la maîtrise de la pointe de consommation résiduelle pourrait en effet passer de façon plus simple par le renchérissement d'autres signaux préexistants au travers du futur mécanisme sans pour autant reposer sur une architecture prévue pour cette incitation.**
- Au total, ce choix entre une architecture décentralisée ou sur l'un des trois modèles plus centralisés résultera d'un compromis entre les critères ci-contre:



Considérez-vous que d'autres critères devraient être pris en compte dans le compromis à réaliser?

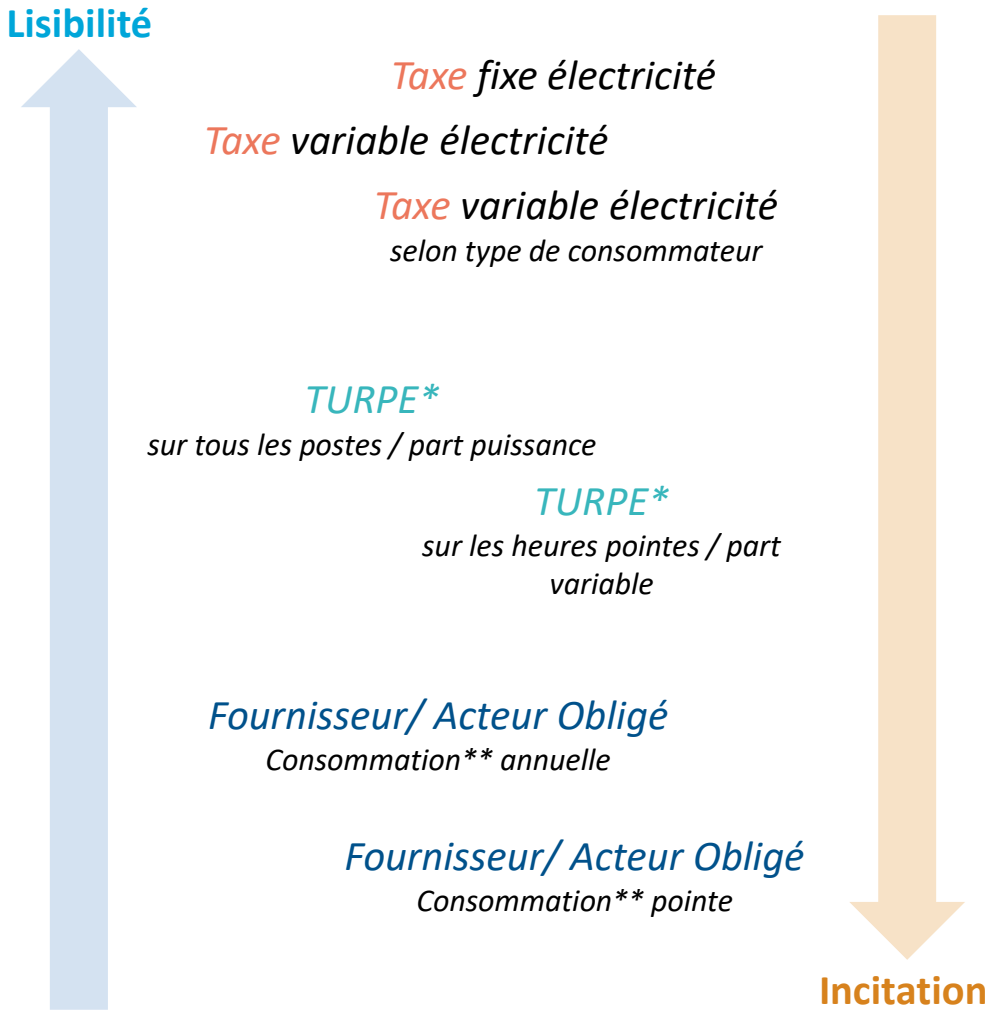
De manière générale, souhaiteriez-vous conserver un mécanisme fondé sur une obligation de capacité ?

Si vous êtes un fournisseur, considérez-vous également le mécanisme actuel comme un levier de différenciation concurrentielle ? Dans l'affirmative, le modèle 2 vous paraît-il conserver un espace concurrentiel suffisant ? *(si votre réponse contient des éléments confidentiels, merci de le préciser)*

Financement du mécanisme : déterminer les bonnes modalités de répercussion du coût de la capacité

Le modèle retenu conditionne le vecteur de financement du mécanisme mais, pour chaque vecteur, plusieurs degrés d'incitation et de simplification sont possibles

- Plus la répercussion du coût repose précisément sur la consommation mesurée sur les heures de défaillance, plus elle est théoriquement incitative à l'effacement implicite (et fournit une solution optimale du point de vue de la collectivité).
- Le niveau d'incitation dépend dès lors du ciblage choisi (plage horaire, jour de pointe) et de la prise en compte de la thermosensibilité de la consommation.
- La simplicité et la lisibilité *ex ante* du dispositif pour les acteurs et les consommateurs sont également un déterminant des incitations à l'effacement implicite.
- Dans le cas d'une tarification reposant sur les fournisseurs, l'incitation dépend au premier ordre des modalités de répercussion du coût sur le consommateur.



*A structure de TURPE inchangée

**La nature de cette consommation sera à définir : consommation réalisée, consommation extrapolée, ou consommation par delta entre heures de pointe et hors pointe

Chaque vecteur de financement autorise différentes modalités de ciblage des périodes de pointe

- En dehors du vecteur de financement, différents degrés d'incitations peuvent être atteints en fonction de la méthode suivie pour singulariser les heures de défaillance :

TURPE
sur tous les postes / part puissance

Fournisseur/ Acteur Obligé
Consommation annuelle

Pas d'heure de pointe identifiée → Aucune incitation, très forte simplicité/lisibilité

TURPE
sur les heures pointes / part variable

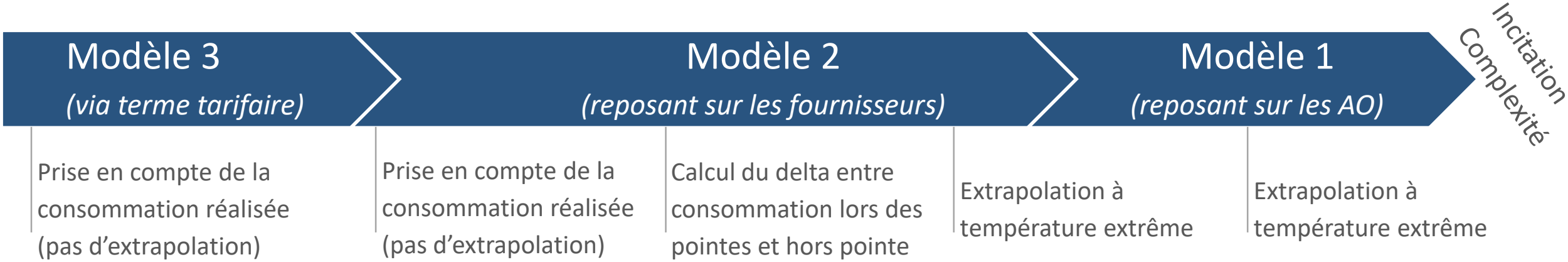
Fournisseur/ Acteur Obligé
Consommation pointe

- Définition ex ante d'une plage horaire de pointe → Incitation modérée, Très forte simplicité/lisibilité
- Définition *ex ante* de jours et plages horaires de pointe → Incitation modérée, Très forte simplicité/lisibilité
- Définition *ex ante* d'une plage horaire et de jours de pointe en J-1 → Très bonne incitation, Faible simplicité/lisibilité
- Définition *ex post* de jours et plages horaires de pointe → Incitation faible, Aucune simplicité/lisibilité

Vu d'aujourd'hui, avez-vous une préférence pour l'un des modèles de financement proposés ? D'autres modèles vous sembleraient-ils devoir être considérés ?

Chaque vecteur de financement autorise différentes modalités de prise en compte de la thermosensibilité

- Le mécanisme actuel visant à contenir les phénomènes de pointe, la prise en compte de la thermosensibilité de la consommation visait à la fois à dimensionner le système électrique au niveau d'une vague de froid et à refléter la juste contribution de chaque consommateur à cette pointe. Le calcul de l'obligation repose ainsi sur une extrapolation à température extrême.
- Ce calcul contribue néanmoins à la complexité du mécanisme actuel : **pérenniser la prise en compte de la thermosensibilité dans la répartition du coût du futur mécanisme impliquera donc nécessairement un compromis entre le niveau de précision/incitation et le niveau de simplification souhaités.**



Vu d'aujourd'hui, jugez-vous nécessaire de continuer à prendre en compte la thermosensibilité de la consommation ?

4 Prochaines étapes

Récapitulatif des questions posées au cours du GT
pour réponse d'ici le GT n°2 fin mai (tbd)



- Avez-vous des remarques sur les perspectives présentées concernant l'évolution de la consommation ?
- Compte-tenu des éléments présentés, seriez-vous favorables à une architecture reposant sur une définition centralisée du besoin de capacité ? Si oui, sous quelles conditions ? Une fois ce besoin déterminé une première fois pour une année donnée, considérez-vous que des réactualisations seraient nécessaires ? Si oui, à quelle fréquence ?
- Dans le cas où vous seriez favorables à une architecture reposant sur une définition centralisée du besoin, voyez-vous un intérêt à ce que la contractualisation soit également effectuée de manière centralisée ?
- Dans le cas où vous souhaiteriez que le futur mécanisme soit davantage centralisé, avez-vous une préférence pour l'un de ces trois modèles et pourquoi ? Quels compléments vous semblerait-il nécessaire d'y ajouter ? D'autres modèles vous sembleraient-ils devoir être considérés ?
- Considérez-vous que d'autres critères devraient être pris en compte dans le compromis à réaliser entre une architecture décentralisée et l'un des trois modèles plus centralisés ?
- De manière générale, souhaiteriez-vous conserver un mécanisme fondé sur une obligation de capacité ?
- Si vous êtes un fournisseur, considérez-vous également le mécanisme actuel comme un levier de différenciation concurrentielle ? Dans l'affirmative, le modèle 2 vous paraît-il conserver un espace concurrentiel suffisant ? *(si votre réponse contient des éléments confidentiels, merci de le préciser)*
- Vu d'aujourd'hui, avez-vous une préférence pour l'un des modèles de financement proposés ? D'autres modèles vous sembleraient-ils devoir être considérés ?
- Vu d'aujourd'hui, jugez-vous nécessaire de continuer à prendre en compte la thermosensibilité de la consommation ?

Réponses à adresser par mail à :

Hugo Marciot
hugo.marciot@rte-france.com

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

Le réseau
de transport
d'électricité

Merci pour votre attention

Annexe 1 – exemples de calcul de courbes de demande administrée

