Le réseau de transport d'électricité

Modalités de financement du futur mécanisme

Groupe de travail n°6 – Refonte du mécanisme de capacité

13 juin 2023

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)

1. Modalités de financement du futur mécanisme de capacité

2. Transition de l’actuel mécanisme vers le futur mécanisme de capacité

3. Prochaines étapes

1 Modalités de financement du futur mécanisme de capacité

Considérations générales

Rappel du « portrait-robot » achevé fin 2022

1. **Une architecture centralisée (transfert vers l'Etat/RTE du risque de dimensionnement en contrepartie d'une moindre complexité) :**
   - ✓ Définition et contractualisation par RTE du volume de capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement
   - ✓ Une ou deux enchères pour chaque AL et transparence accrue de la formation du prix

Objet du GT n°5

2. **Un financement reposant** sur (i) les consommateurs via un « terme tarifaire » ou (ii) les fournisseurs (qui resteraient libres des modalités de répercussion aux consommateurs)

Objet du présent GT

3. **Une période de livraison correspondant à l'hiver électrique**, à cheval sur deux années civiles.

4. **Un mécanisme conservant le rôle d'inciter à l'investissement** dans de nouvelles capacités lorsque cela est nécessaire pour la sécurité d'approvisionnement en les sécurisant à long terme au moyen de **contrats pluriannuels.**

5. **Un périmètre par principe *market-wide*** à adapter en fonction de l'issue de la réforme du *market design* et de la mise en œuvre de **dispositifs redistributifs** (CfD, etc.)

Objets du GT n°7 et des GT après l'été

Sur le plan juridique, tout nouveau mode de financement nécessitera notamment une évolution du cadre législatif

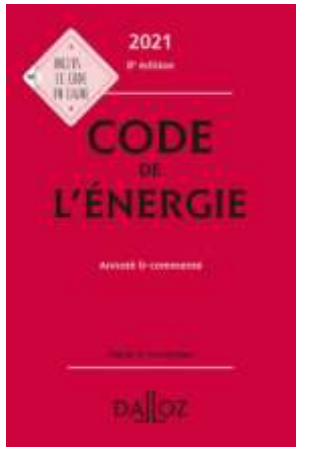
- L'actuel mécanisme de capacité repose aujourd'hui sur un fondement juridique de niveau législatif : ce sont les articles L. 335-1 et suivants du code de l'énergie, issus de la loi NOME de 2010, qui fondent le principe d'obligation de capacité qui s'applique notamment aux fournisseurs et font de ces derniers des « acteurs obligés ».

- Le futur mécanisme, qui sera quant à lui « centralisé », ne reposera plus sur cette catégorie d'acteurs.

- La mise en œuvre du futur mécanisme de capacité implique par conséquent de procéder à une modification législative pour :

  (i) supprimer au sein du code de l'énergie, à compter de 2026, le principe d'obligation de capacité et les dispositions qui en découlent ;

  (ii) instituer un cadre renouvelé, qui inscrirait les principes du futur mécanisme dans le code de l'énergie, **y compris ceux liés au mode de financement.**



Rappel des opinions exprimées concernant le financement du futur mécanisme lors de l'appel à contributions mené en 2022

Une courte majorité d'acteurs favorable au modèle reposant sur un « terme tarifaire »

- Grande simplicité et transparence pour le consommateur
- Des modalités à détailler, en particulier s'agissant :
  - du bon ciblage des heures de pointe dans le terme tarifaire ;
  - de la façon d'éviter les avances de trésorerie par le fournisseur / collecteur.

De nombreux acteurs favorables au modèle reposant directement sur les fournisseurs

- Grande liberté tarifaire pour les fournisseurs
- Une répartition du coût du mécanisme en fonction de la consommation de leurs portefeuille lors de jours définis ex ante et signalés en J-1 (cf. actuels jours PP1)

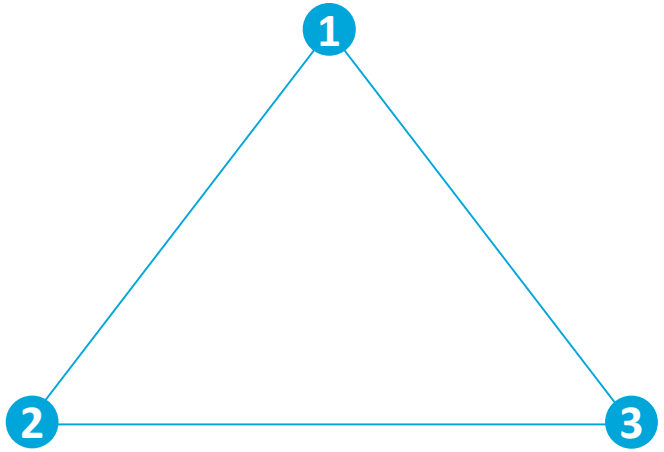


RTE avait proposé de poursuivre l'instruction de leurs modalités pratiques pour fonder un choix final.

Quelle que soit la solution retenue, le mode de financement devra *a minima* respecter trois principes fondamentaux

Par nature, le financement du futur mécanisme devra permettre d'en « couvrir » le coût (c'est-à-dire le coût de la capacité nécessaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement lors des heures de pointe) et de le répercuter efficacement (c'est-à-dire en incitant dans la mesure du possible à la maîtrise de la consommation lors de ces heures).

1 — Assurer la neutralité financière du dispositif pour l'organe en charge d'organiser son financement
(éviter des avances de trésorerie ou une quelconque incidence pour les comptes de l'entité)



2 — Adresser des incitations à la maîtrise de la consommation
(d'un niveau au moins équivalent à aujourd'hui)

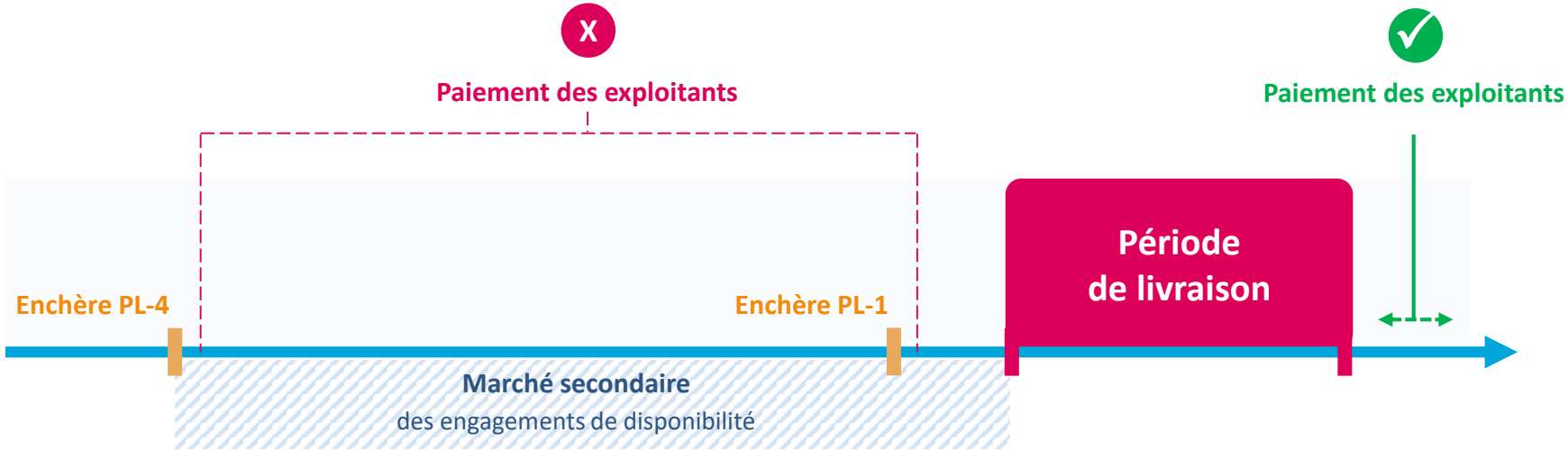
3 — Permettre la rémunération des capacités contractualisées
en contrepartie du service rendu

Une hypothèse très structurante de la discussion : une rémunération effective « pour service rendu »

- Une rémunération des exploitants immédiatement à l'issue des enchères ne semble pas accessible du fait du portage financier et du besoin de fonds de roulement associés, qui rendraient l'opération du mécanisme significativement plus complexe et plus coûteuse, et ce quelle que soit l'entité en charge du financement

- **L'objectif du mécanisme devrait toutefois rester de rémunérer les exploitants dès que possible (selon une temporalité à définir) à l'issue de la période de livraison, « pour service rendu », une fois constatée la réalité de celui-ci.**

- Bien que les exploitants ne recevraient pas leur rémunération capacitaire immédiatement à l'issue de l'enchère, ils reçoivent, par la sélection de leur capacité au cours d'une enchère, l'assurance contractuelle qu'ils percevront cette rémunération à terme, une fois le service rendu.



Les deux modes de financement posent peu ou prou les mêmes questions de *design*

- Que le financement du mécanisme repose sur les consommateurs directement ou indirectement, *via* les fournisseurs, il s'agit dans tous les cas d'attribuer une part du coût total du mécanisme (c'est-à-dire le volume contractualisé sur les enchères centralisées, multiplié par le prix d'achat) pour une période de livraison donnée à chaque consommateur ou fournisseur. **Dans les deux cas, l'enjeu réside donc dans la bonne répartition du coût du mécanisme.**

- Les mêmes enjeux en termes de clés de répartition, de temporalité de calcul, voire même de circuits financiers, se posent donc dans les deux cas : la distinction entre les deux modèles ne se situe pas là.

- Dans le cadre du GT, il est donc proposé d'étudier plus spécifiquement le modèle reposant sur un terme tarifaire (donc le modèle consommateurs) pour plusieurs raisons :

  - Le modèle fournisseurs les laisse libres des modalités de répercussion du coût du mécanisme à leurs consommateurs, tandis que le terme tarifaire permet un pilotage plus précis de cette répercussion et des incitations associées : il est en cela plus cohérent avec les velléités de centralisation du mécanisme.

  - Le terme tarifaire constitue un « objet » moins connu qui mérite davantage de précisions que le modèle fournisseurs, plus proche de la situation actuelle (l'activité d'approvisionnement en capacité en moins).

  - Le terme tarifaire nécessite aussi une discussion plus approfondie dès lors qu'il implique d'estimer et d'étudier sa répercussion et son effet sur le consommateur final, ce qui n'est pas nécessaire dans le modèle fournisseur.

Modalités envisageables pour la conception du terme tarifaire

Le bon ciblage des heures de pointes

- La nature des périodes sur lesquelles se concentreront la défaillance sur l'horizon de fonctionnement du futur mécanisme de capacité – c'est-à-dire la période 2026-2036 – n'est à ce stade pas encore précisément définie. Ce travail est en cours et fait l'objet d'études dédiées dans le cadre du prochain Bilan prévisionnel 2023 dont le périmètre d'analyse s'étend sur la période concernée.

- Différents types de périodes sont envisagés dans le cadre de ce GT. Toutefois, un travail similaire à celui qu'a conduit RTE en 2021 lors la reconfiguration des signaux PP1/PP2 à la faveur du jeu de règles V4 actuellement en vigueur devra être conduit pour déterminer le meilleur couple **{plage réduite et incitative ; bonne couverture des heures de pointe}.**

- Dans le cadre de la conception d'un terme tarifaire, se posera en outre la question, pour des raisons de transparence et d'appropriation par les consommateurs, de l'opportunité de privilégier un système de pointe mobile (avec jours types PP1 tirés en J-1) ou fixe.

La conception d'un terme tarifaire soulève des enjeux de quatre ordres distincts

1. **La temporalité du calcul et de la facturation du terme tarifaire**

4 options distinctes sont envisageables

2. **La clé de répartition du coût du mécanisme utilisée pour définir le terme tarifaire**

Deux méthodes de calcul sont envisageables

3. **L'effet incitatif induit par le terme tarifaire**

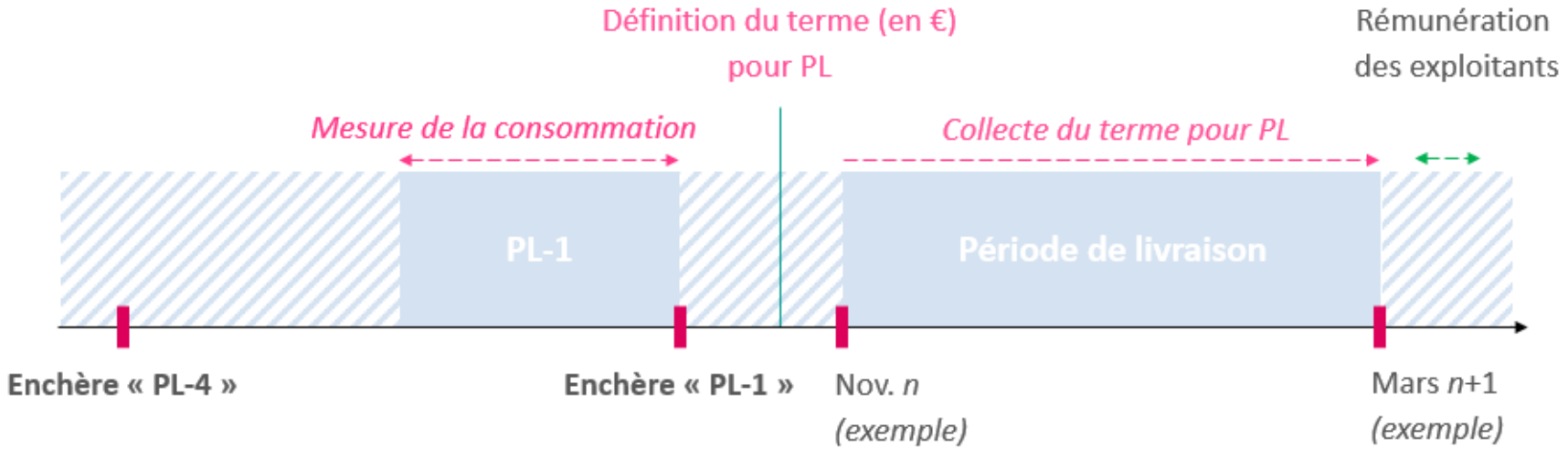
4. **Les modalités de définition et de gouvernance du terme tarifaire**

Option 1 : un terme tarifaire calculé *ex ante* en €

- Le terme applicable à la période PL est calculé sur la base de **la consommation mesurée lors des heures de pointe de la PL précédente.** Cette mesure vise directement à identifier **la part du coût du mécanisme à facturer à chaque consommateur final/profil. Il en résulte un terme tarifaire, autrement dit un « poste » en €.**

- Cette solution évite tout risque lié à une collecte « insuffisante » (la somme des factures correspond au coût du mécanisme pour PL) et permet de rémunérer les exploitants immédiatement après la PL.

- L'incitation à la maîtrise de la consommation est préservée, mais avec un décalage dans le temps (l'incitation porte sur la consommation durant PL-1 en anticipation du terme applicable pour PL).

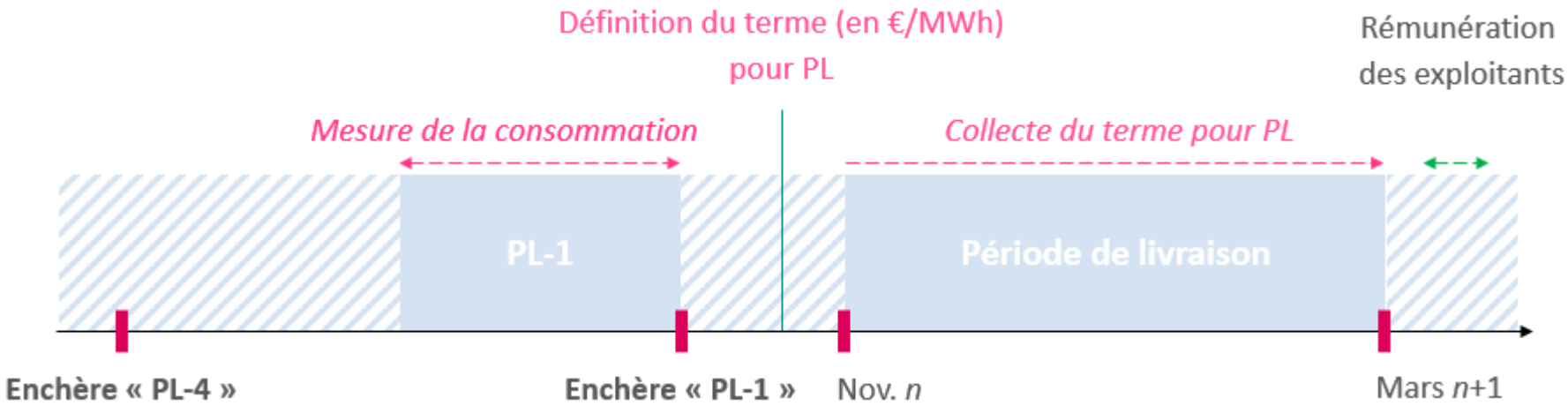


Option 2 : un terme tarifaire calculé *ex ante* en €/MWh

- Le terme applicable à la période PL est calculé sur la base de **la consommation mesurée lors des heures de pointe de la PL précédente**. Elle permet d'identifier **la clé de répartition du coût du mécanisme** entre chaque consommateur final/profil. **Il en résulte un terme tarifaire, en €/MWh**, à facturer sur chaque MWh consommé pendant les heures de pointe de PL.

- Toutefois, à considérer que ces modalités de financement aient bien l'effet incitatif escompté, la consommation pendant ces heures de pointe devrait vraisemblablement être moindre, de sorte que **les sommes collectées pourraient être insuffisantes pour couvrir le coût du mécanisme et rémunérer les exploitants à l'issue de la PL**.

- **Si le mécanisme est autofinancé**, un risque d'écart et une gestion plus complexe (compensation/régularisation entre PL) ne peuvent donc être exclus.



Variante de l'option 2 : un terme uniforme en €/MWh

- Tout en relevant d'une logique *ex ante*, une variante consistant à répercuter de façon uniforme le coût du mécanisme peut également être envisagée. Elle consisterait à calculer un terme tarifaire, en €/MWh, sur la base du coût total du mécanisme et en tenant compte de la durée de la période de collecte.

- A titre d'exemple, en considérant un besoin en capacité de 95 GW – pour une période « de type PP1 actuelle » (soit 150 h/an) – contractualisé à un prix de 30 k€/MW, il est possible d'obtenir le terme tarifaire suivant :

$$((95\,000 * 30\,000) / 150)/95\,000 = 200\ €/MWh$$

- **Il en résulte un terme tarifaire, en €/MWh**, à facturer sur chaque MWh consommé pendant les heures de pointe de PL.

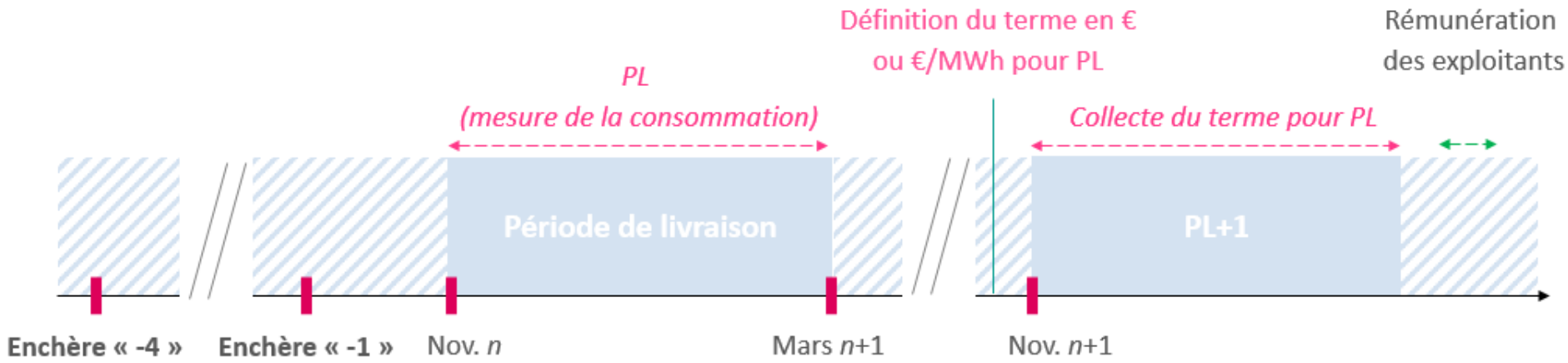
- Toutefois, cette variante présente la même problématique que l'option 2 sur le plan du bouclage financier, d'une part, et, bien que plus simple, ne permet pas d'individualiser par consommateur ou type de consommateur le coût du mécanisme, d'autre part. Elle n'autorise pas, enfin, un choix quant à la prise en compte de la thermosensibilité de la consommation.

Option 3 : un terme tarifaire calculé *ex post*

- Le terme applicable à la période PL est calculé sur la base de la consommation mesurée lors des heures de pointe de la PL. Le coût du mécanisme pour cette PL est donc répercuté sur la base de la consommation de la même période.

- Les deux modalités envisageables pour le terme *ex ante* le sont également pour ce terme *ex post* :
  - en € : le terme constitue **la part du coût du mécanisme à facturer à chaque consommateur final durant PL+1**
  - en €/MWh : le terme constitue **la clé de répartition du coût du mécanisme** entre chaque consommateur final et de calculer un poste en €/MWh à facturer sur chaque MWh consommé à la pointe durant PL+1 (avec la même problématique que l'option 2 sur le plan du bouclage financier)

- **Cette option ne permet une collecte (et donc une rémunération des exploitants) qu'à l'issue de la PL+1**.

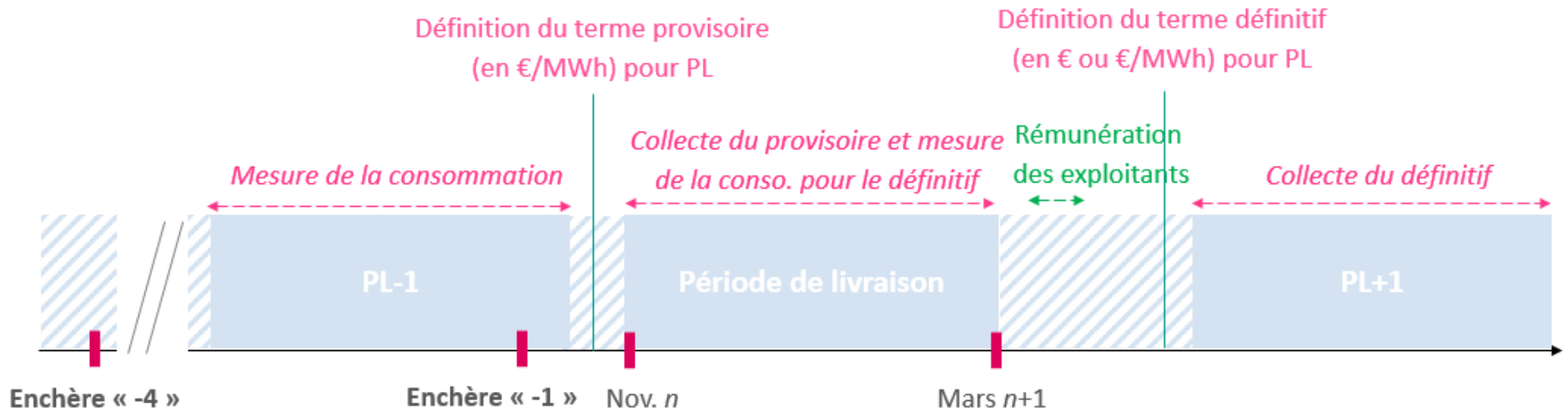


Option 4 : un terme tarifaire avec régularisation

- Un premier terme, provisoire, en €/MWh, pour PL est établi sur la base de la consommation mesurée lors des heures de pointe de PL-1 et est facturé sur chaque MWh consommé pendant les heures de pointe de la période PL, afin de permettre un paiement rapide des exploitants à l'issue de la PL.
  Un second terme, définitif, est ensuite établi sur la base de la consommation de PL et une régularisation est opérée.

- Cette option semblerait offrir en principe un compromis : elle permet un paiement des exploitants à l'issue de la PL et d'assurer la cohérence entre le coût du mécanisme pour PL et la consommation de cette période.

- Elle impliquerait en revanche une gestion très complexe (double définition d'un terme tarifaire, réalisation de deux collectes, etc.) et une faible lisibilité pour le consommateur. Les mêmes enjeux de bouclage financier peuvent se poser selon que le terme définitif est exprimé en € ou en €/MWh.



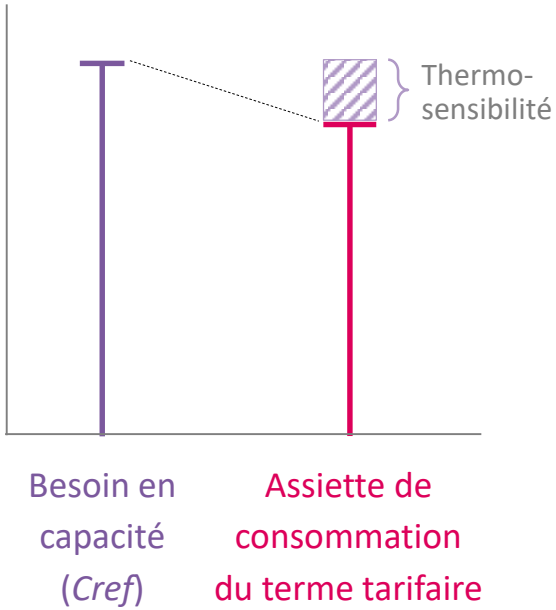
② Clé de répartition

La clé de répartition peut être définie au regard de différentes mesures…

- Parmi les différentes temporalités envisagées, certaines impliquent de définir une clé de répartition au regard de **la consommation lors des heures de pointe de la période de livraison précédente** tandis que d'autres tiennent compte de **la consommation lors des heures de pointe de la période de livraison concernée**.

- Par ailleurs, 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.

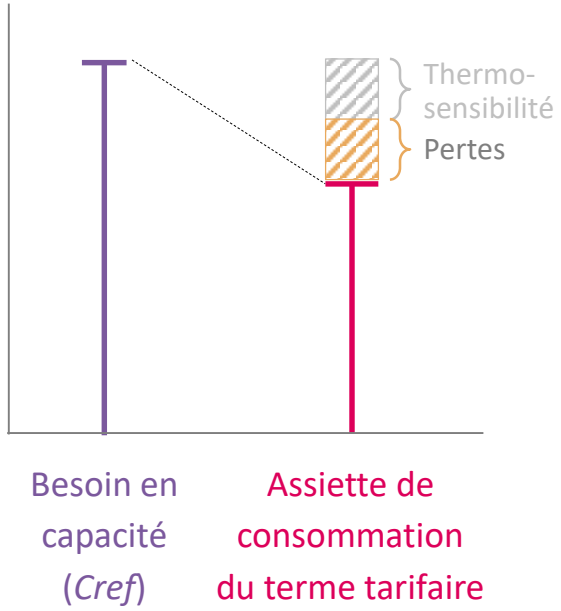
  → Or, dans le cadre du futur mécanisme, l'expression du besoin en capacité au travers de la courbe de demande prendra déjà en compte la thermosensibilité de la consommation française pour dimensionner le système électrique au niveau adéquat. Sur le plan du financement, **il peut donc parfaitement être envisagé de prendre ou, à l'inverse, de ne pas prendre en compte la thermosensibilité dans la répartition du coût du mécanisme.**



② Clé de répartition

… ou de différentes assiettes

- L'actuel mécanisme de capacité étant décentralisé, il repose sur le principe que l'intégralité de la consommation soit soumise à une obligation de capacité, vouée à se confronter sur le marché à l'ensemble de l'offre en capacité.
- Les pertes de réseau sont ainsi soumises à une obligation et les gestionnaires de réseaux sont considérés comme des acteurs obligés, quand bien même ces volumes seraient « captifs » et ne peuvent réagir à une incitation tarifaire. Ce coût est *in fine* intégré au tarif de réseau et ne présente donc pas d'intérêt sur le plan de l'incitation.
- Dans le cadre du futur mécanisme, l'expression du besoin au travers de la courbe de demande prendra déjà en compte le niveau de capacité nécessaire à la sécurité d'approvisionnement de l'intégralité de la demande, pertes comprises :
  - dans la mesure où la délivrance d'une incitation au travers d'un terme tarifaire à destination des pertes de réseau semblerait ainsi constituer une charge à l'efficacité incertaine, **la définition d'une assiette dudit terme qui ne comprendrait pas les pertes apparaît donc pertinente**.
  - par ailleurs, en concentrant le coût du mécanisme sur une assiette plus restreinte, le coût unitaire pour chaque consommateur devient plus incitatif.



② Clé de répartition

Deux méthodes de calcul et, pour chacune, deux variantes peuvent donc être envisagées pour définir une clé de répartition

Clé de répartition du coût pour une période de livraison donnée

Méthode par « ratio »

(la clé pour chaque consommateur dépend de sa seule part dans la consommation France à la pointe)

$$P_{ref,profil} = \boldsymbol{ratio_{conso\ profil\ PP1}} \times Pref$$

- Consommation lors des heures de pointe de la période de livraison précédente
- Consommation lors des heures de pointe de la période de livraison concernée

Méthode par « extrapolation »

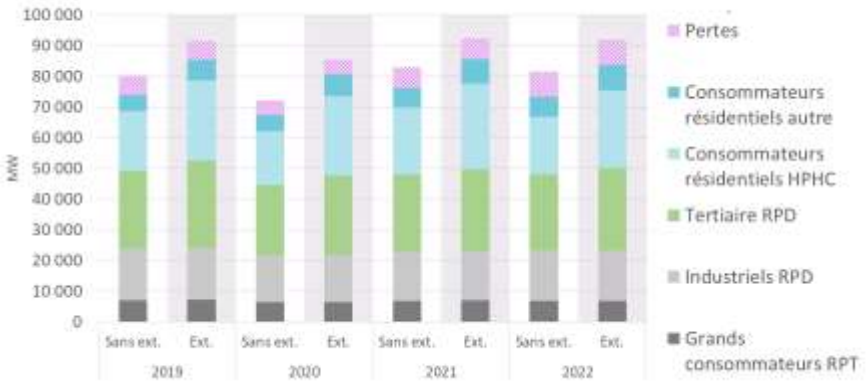
(méthode actuelle)

$$P_{ref,profil} = \boldsymbol{conso_{profil}} + \Delta T \times gradient_{profil}$$

- Consommation lors des heures de pointe de la période de livraison précédente
- Consommation lors des heures de pointe de la période de livraison concernée

② Clé de répartition

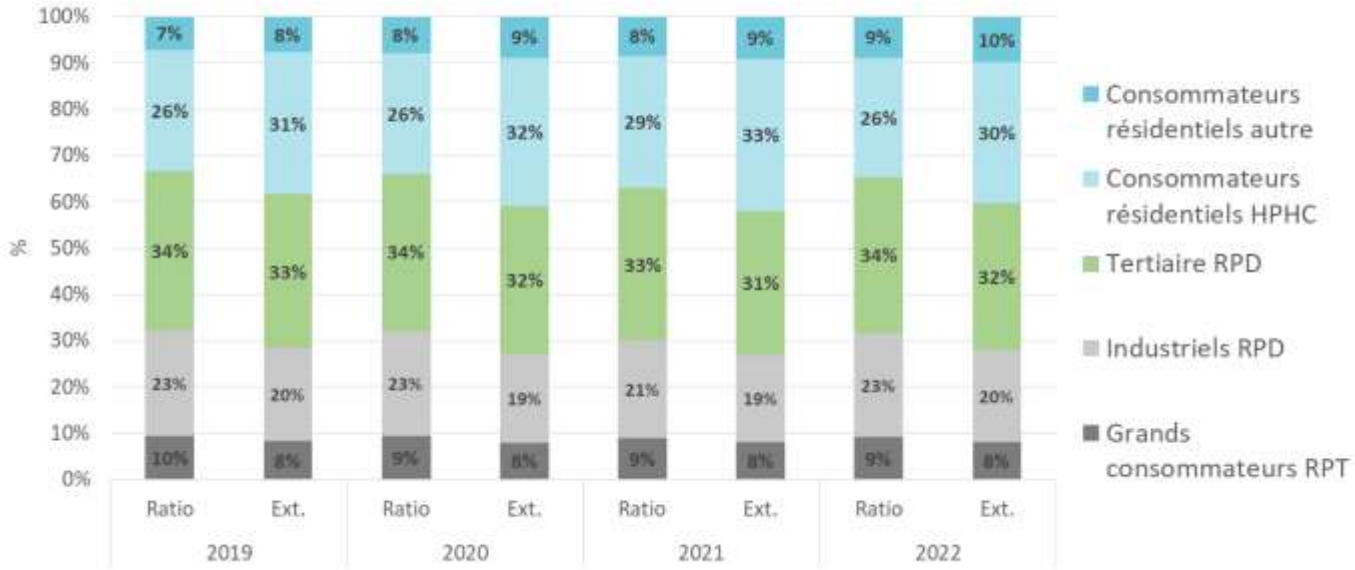
La simulation des différentes combinaisons permet d'obtenir différentes clés de répartition



Consommation (extrapolée ou non) de chaque AL passée

- L'utilisation des données historiques (obligations par type de consommateurs sur différentes AL de l'actuel mécanisme) permet d'estimer le type de clés de répartition auxquelles peuvent aboutir les différentes combinaisons envisageables.

- Ces clés sont marquées par une **relative stabilité d'une année à l'autre**, qui relativise l'impact du choix d'asseoir le terme tarifaire pour une PL sur la consommation de PL-1.
- Le choix de privilégier une méthode par extrapolation n'entraîne pas de variations drastiques (les principaux postes de variation portent sur les consommateurs industriels).



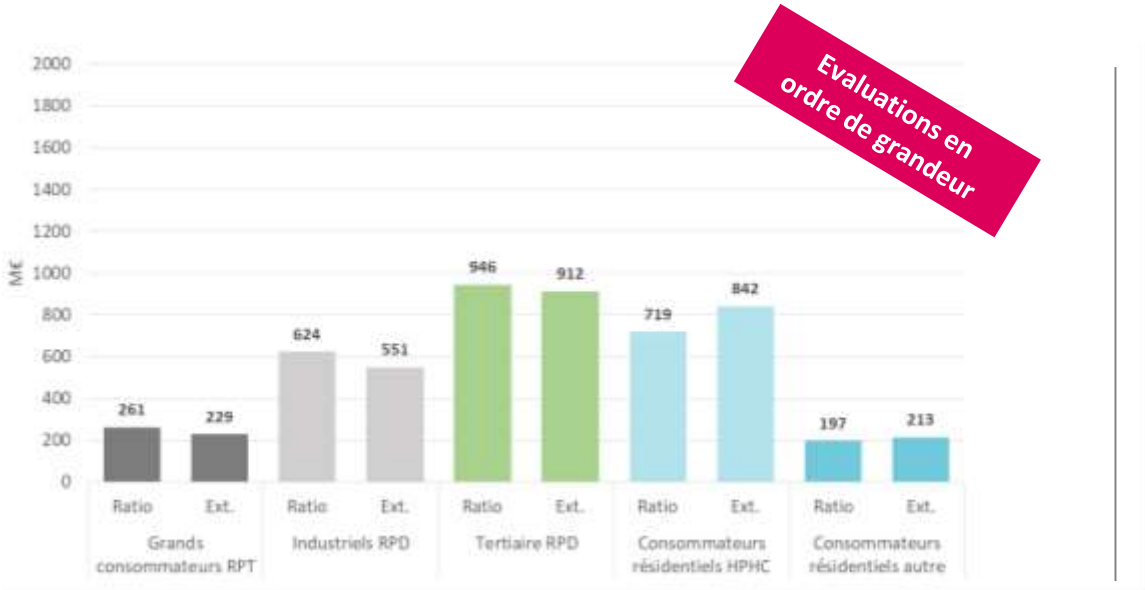
Clé de répartition du coût du mécanisme fondée sur la consommation (extrapolée ou non) de chaque AL passée

② Clé de répartition

En fonction de la combinaison considérée, un coût par catégorie de consommateurs peut être obtenu

- La définition d'une clé de répartition pour une PL donnée permet d'obtenir la part de chaque catégorie de consommateur dans la consommation totale, et d'attribuer à celle-ci, en fonction du coût du mécanisme pour cette PL, un coût en k€.
- A titre d'exemple, avec une méthode par extrapolation et pour un coût du mécanisme de l'ordre de 2,8 Md€/PL *(e.g.: 95 GW*30 k€/MW)*, un coût de l'ordre de 840 M€ serait alors attribuable à la catégorie des consommateurs HP/HC (**hors dispositif redistributif de type ARENH**).





Exemple de terme tarifaire par type de consommateur avec un prix de la capacité de 30 k€/MW



Exemple de terme tarifaire par type de consommateur avec un prix de la capacité de 60 k€/MW

③ Effet incitatif

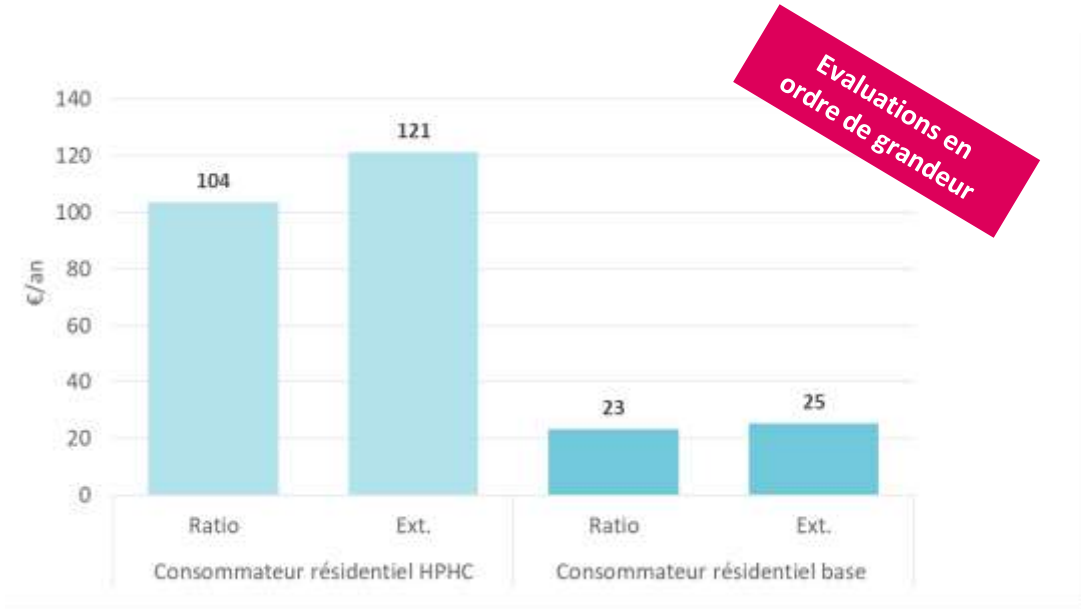
Exemple de déclinaison de l'option 1 (terme tarifaire *ex ante* en €) sur la facture annuelle d'un consommateur résidentiel

Dans cette option, à titre d'exemple, le terme tarifaire pour l'AL 2020 (fondée donc sur sa consommation lors de l'AL 2019) d'un consommateur résidentiel HP/HC aurait été de l'ordre de 60 € pour un coût du mécanisme de ~2,8 Md€ pour cette AL *(e.g.: 95 GW*30 k€/MW)* et en faisant le choix d'une méthode par extrapolation.

Ce type d'option permet de « descendre » au niveau du consommateur et d'atteindre une forme d'individualisation mais représente un défi sur le plan technique.



Exemple de terme tarifaire ex ante pour un consommateur résidentiel avec un prix de la capacité de 30 k€/MW

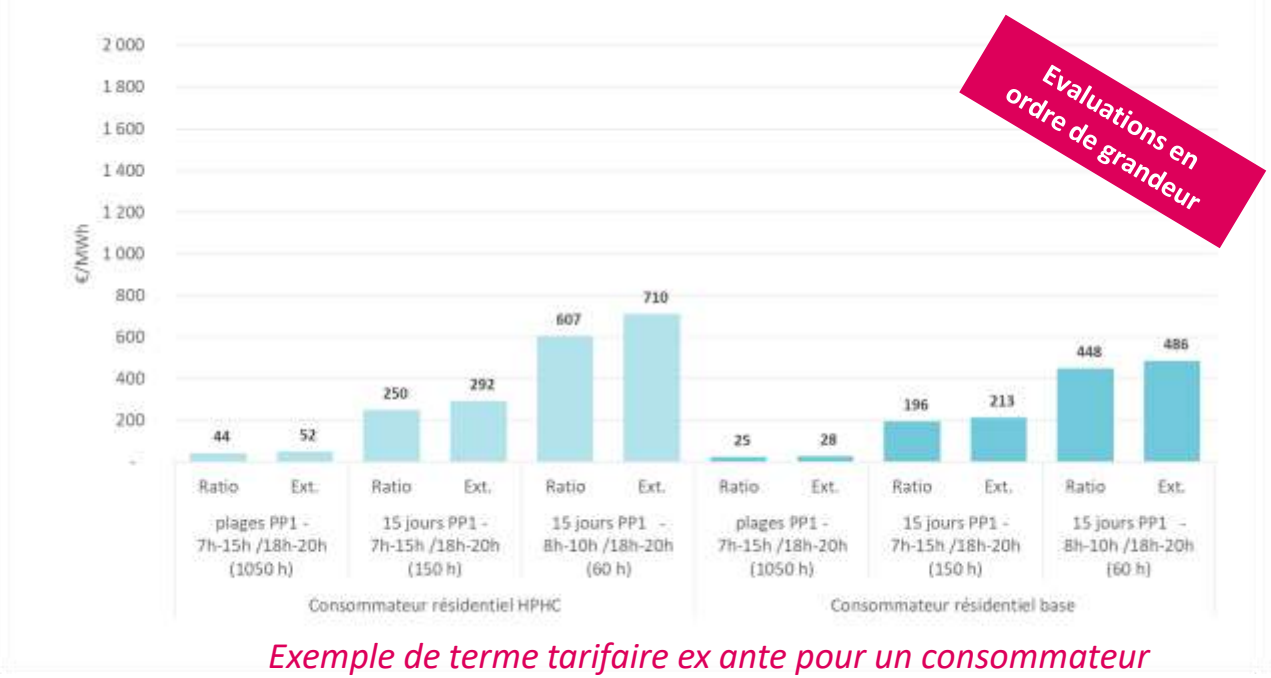


Exemple de terme tarifaire ex ante pour un consommateur résidentiel avec un prix de la capacité de 60 k€/MW

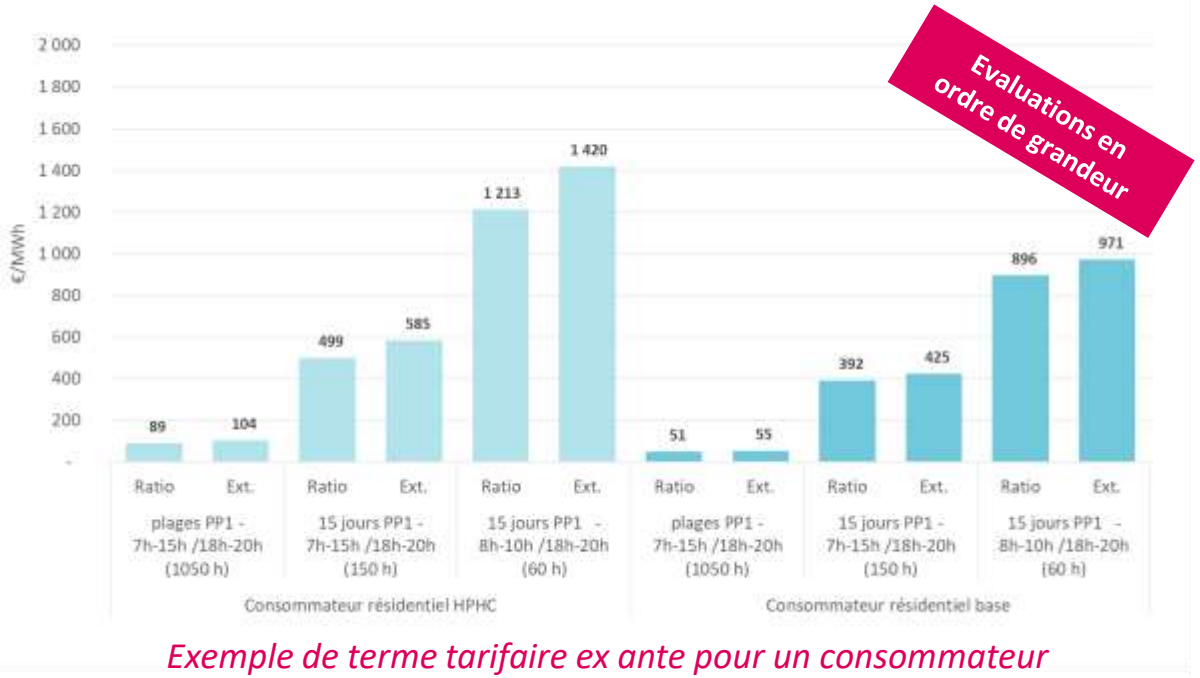
Exemple de déclinaison de l'option 2 (terme tarifaire *ex ante* en €/kWh) sur la facture annuelle d'un consommateur résidentiel

- Dans cette option, à titre d'exemple, le terme tarifaire pour l'AL 2020 (fondée donc sur sa consommation lors de l'AL 2019) d'un consommateur résidentiel HP/HC aurait été de l'ordre de 300 €/MWh pour un coût du mécanisme de ~2,8 Md€ pour cette AL *(e.g.: 95 GW*30 k€/MW)* réparti sur une période « de type PP1 actuelle » et en faisant le choix d'une méthode par extrapolation.

- Il aurait été de l'ordre de 700 €/MWh si la répartition du coût avait été faite sur une plage temporelle restreinte de type [8h;10h] et [18h;20h] pendant 15 jours.



Exemple de terme tarifaire ex ante pour un consommateur résidentiel avec un prix de la capacité de 30 k€/MW

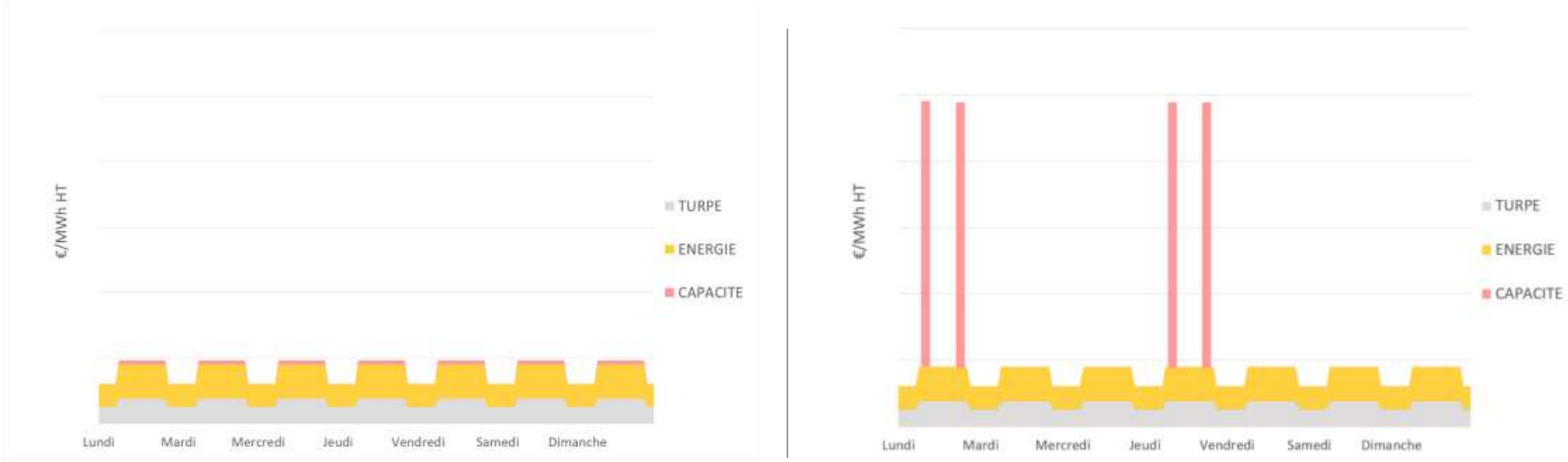


Exemple de terme tarifaire ex ante pour un consommateur résidentiel avec un prix de la capacité de 60 k€/MW

③ Effet incitatif

Un système de terme tarifaire pourrait ainsi permettre une différenciation tarifaire importante

Sans même considérer le cas d'une rationalisation voire d'une harmonisation des différents signaux tarifaires, la mise en œuvre d'un terme tarifaire (en particulier en €/MWh) pourrait créer un **minimum de différenciation tarifaire en permettant d'identifier des heures hivernales durant lesquelles un coût important est transmis aux consommateurs, incitant *de facto* à une forte maîtrise de la consommation à la pointe** (sous conditions d'acceptabilité).



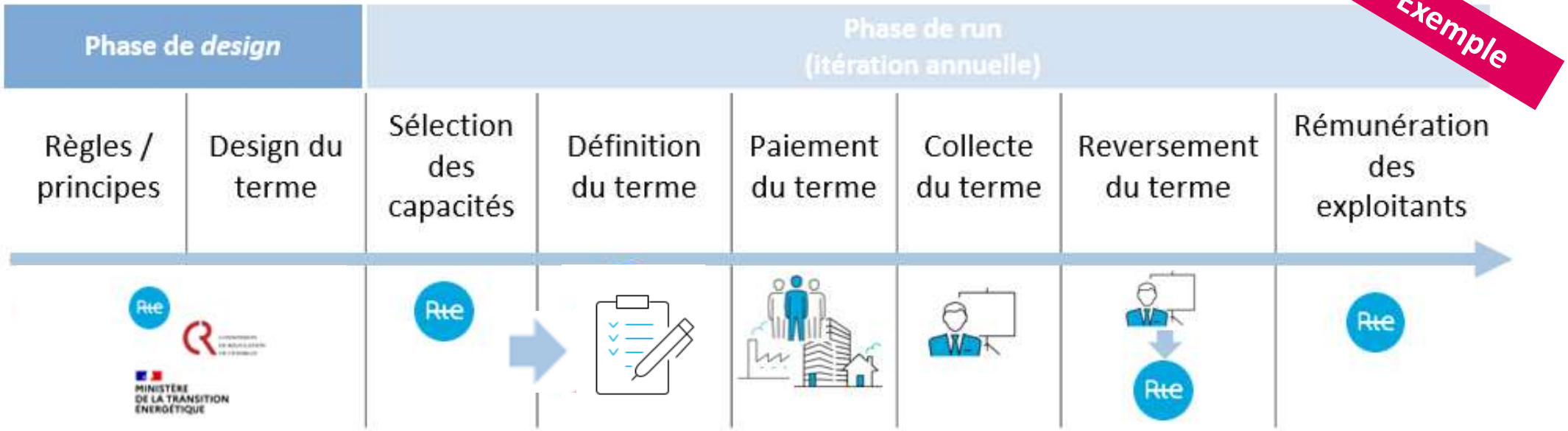
Comparaison simplifiée, pour une semaine d'hiver type, d'une tarification aux consommateurs du coût de l'actuel mécanisme de capacité lissée sur toutes les heures pleines de l'année (à gauche) et de l'effet d'un terme tarifaire concentrant le coût du futur mécanisme sur une soixantaine d'heures de pointe (à droite)

④ Gouvernance — Nécessité de prévoir une « gouvernance du terme tarifaire »

- La **définition du *design* du terme** (structure, postes et plages, temporalité, etc.) pourrait être faite *ab initio*, lors de la rédaction initiale des règles du mécanisme, avec pour objectif qu'il envoie les bonnes incitations du point de vue de la sécurité d'approvisionnement.

- En phase opérationnelle, pour chaque PL, **la définition du niveau du terme** pourrait par exemple consister à ce que RTE notifie à l'autorité administrative ou à la CRE le coût associé au financement des capacités sélectionnées et que cette dernière définisse en niveau le terme correspondant à la PL concernée en répartissant ce coût notifié sur les postes et plages définis *ex ante*.

Exemple



④ Gouvernance

Un terme tarifaire qui devrait être répercuté par l'ensemble des fournisseurs

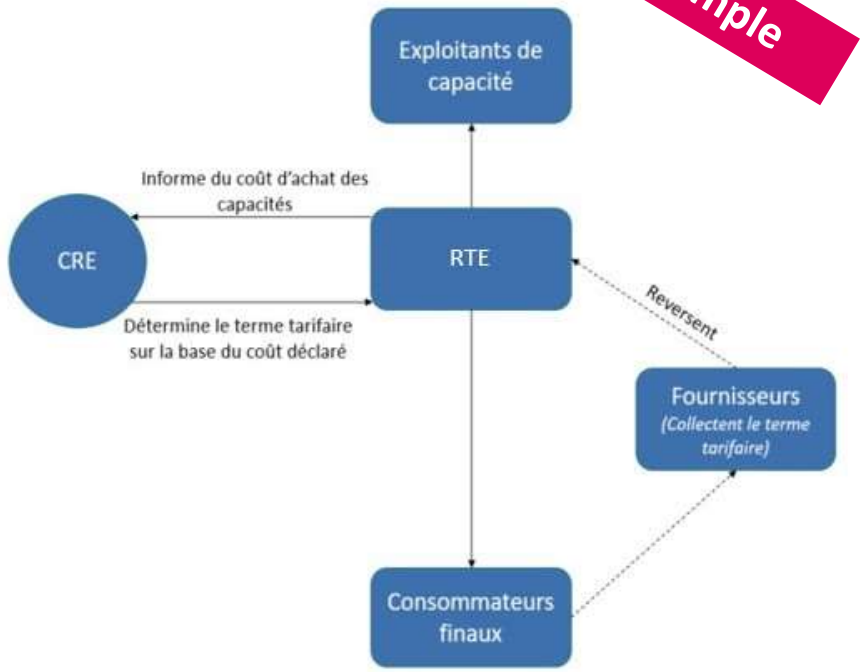
- Bien que le terme tarifaire s'applique directement aux consommateurs, il pourrait **s'appliquerait à l'ensemble des fournisseurs**, lesquels devraient, de la même façon que le TURPE, **le facturer à leurs clients selon des modalités définies réglementairement**.

- Cette option permettrait d'appliquer le terme tarifaire **à l'ensemble des offres de fourniture**, d'y introduire – y compris dans les offres base – un minimum de différenciation tarifaire et, par là, de structurer les offres commerciales que peuvent faire les fournisseurs à partir de cette structure tarifaire.

- Ce terme tarifaire serait donc *in fine* **explicitement rendu visible au sein de la facture du consommateur final.**

- La facturation et la collecte du terme incomberaient aux fournisseurs qui le reverseraient ensuite via les mêmes circuits financiers que le TURPE (sur le modèle du TURPE pour les sites en contrat unique).

Exemple



Mérites comparés des options envisageables pour la conception du terme tarifaire

- Chaque option de terme tarifaire a ses mérites et ses défauts et il faudra *in fine* trouver le meilleur compromis.
- Une instruction plus poussée sur le plan opérationnel est nécessaire pour identifier et définir l'ensemble des enjeux et circuits financiers nécessaires à chaque option.

		Précision de la répartition par rapport à la consommation en PL	Garantie de couverture du coût du mécanisme	Incitation à la maîtrise de la consommation	Simplicité	Rémunération des exploitants proche de la PL
Terme tarifaire *ex ante*	en €	–	++	+	++	++
	en €/MWh	–	– –	++	+	+
	variante uniforme en €/MWh	– –	– –	++	++	+
Terme tarifaire *ex post*	en €	++	+	+	– –	– –
	en €/MWh	++	– –	++	+	– –
Terme tarifaire avec régularisation		+	+	+	– –	–

Un modèle de financement reposant sur les fournisseurs suppose un fonctionnement relativement proche

- **Le fonctionnement d'un modèle de financement reposant sur les fournisseurs pourrait fonctionner de la même façon** : il s'agit d'établir une clé de répartition du coût du mécanisme entre les fournisseurs selon les mêmes principes, avec les mêmes combinaisons possibles (consommation de leur portefeuille mesurée sur PL-1 ou PL, extrapolée ou non, etc.)
- Il s'agit *in fine* de réaliser des calculs proches des calculs d'obligation actuels, en particulier dans l'hypothèse où serait privilégiée une logique d'extrapolation de la consommation, sans que cette obligation n'aie à être « couverte » en garanties de capacité comme actuellement : **cette obligation donne simplement la clé de répartition**.
- Sur la base de cette clé, une charge à répercuter à leur consommateurs leur est affectée : celle-ci peut, ici également, être exprimée en € ou en €/kWh, avec les mêmes problématiques que pour le terme tarifaire.



Exemple de clé de répartition pour cinq fournisseurs fictifs sur la base de la consommation (extrapolée ou non) de leur portefeuille

Un tel modèle de financement semblerait vraisemblablement plus simple mais offrirait moins de garanties sur le plan de l'incitation

- Dans un tel modèle, il reviendrait ainsi au fournisseur de déterminer, compte tenu du coût qui lui est affecté, la meilleure façon de le répercuter auprès des consommateurs qui composent son portefeuille.

  → En cela, ce modèle permet d'éviter d'avoir à définir de façon centralisée un terme tarifaire individualisé ou à la maille d'un profil et semble par conséquent plus simple

- En revanche, un tel modèle implique, comme aujourd'hui, un risque de disparités entre fournisseurs voire même une absence complète de répercussion incitative : l'affectation d'un coût à un fournisseur donné au titre d'une consommation de son portefeuille pendant les heures de pointe ne garantit pas que ce fournisseur répercutera effectivement ce coût sur les mêmes heures auprès de ses clients et que ceux-ci seront ainsi incités à modérer leur consommation à la pointe.

- Le terme tarifaire affecté directement aux consommateurs peut ainsi sembler être plus complexe et soulever des enjeux d'insertion dans les structures tarifaires, mais à l'inverse, un modèle de financement reposant sur les fournisseurs suppose que ces derniers intègrent quoi qu'il en soit dans leurs offres un coût qui leur est exogène et ne dépend que des conditions de marché entre les exploitants et la demande centralisée, exprimée par la courbe de RTE.

Les autres mécanismes de capacité européens recourent à des modes de financement relativement proches

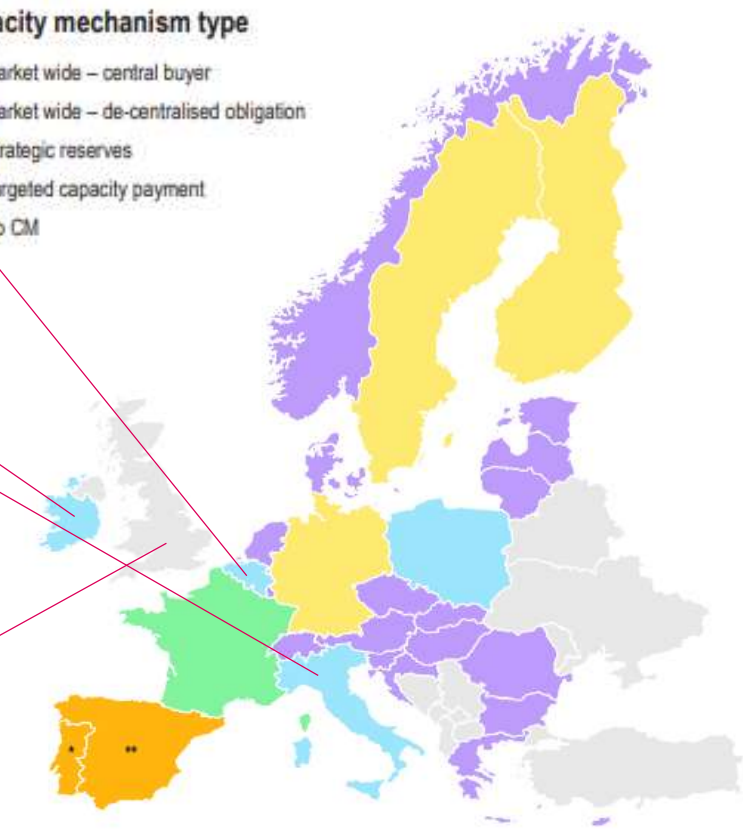
Belgique :

- Financement initial par le tarif d'Elia via un terme spécifique d'abord en €/kWh puis en €/kW, compensé par une obligation de service public
- Désormais, prise en charge directe par le budget de l'Etat

Royaume-Uni :

- Facturation mensuelle des fournisseurs en €/kWh sur la base i) de la consommation à la pointe (4-7 pm) et ii) de leur part de marché, calculée à partir de leurs propres estimations de la consommation de leur portefeuille à la pointe lors des mois d'hiver
- Une régularisation est effectuée *ex post*

Member State	Capacity mechanism
Austria	
Belgium	Special levy to consumers
Finland	Network tariffs
France	Decentralised scheme – direct cost of suppliers
Germany	Network tariffs
Greece	
Ireland	Pass-through to suppliers
Italy	Pass-through to BRPs
Poland	Network tariffs
United Kingdom	Pass-through to suppliers



Source : ACER, Security of EU electricity supply in 2021

Conclusions

Les mêmes problématiques se posant dans un modèle de terme tarifaire ou dans un modèle de financement reposant sur des fournisseurs, l'incitation, le pilotage et la différenciation tarifaire accessibles par le premier semblent plaider pour le choix d'un terme tarifaire tandis que les enjeux opérationnels et la simplicité de mise en œuvre plaident pour le choix d'un modèle reposant sur les fournisseurs.

A l'issue de ce GT, RTE propose par conséquent de :

1. Poursuivre, en lien avec les fournisseurs, l'instruction des enjeux liés à l'insertion d'un tel dispositif dans les offres, grilles et pratiques tarifaires et les modalités qui leur sembleraient nécessaires pour les dépasser.

2. En tenant compte des retours des acteurs, prolonger les réflexions sur les combinaisons liées à la prise en compte de la thermosensibilité, de la consommation de la PL-1, etc.

3. D'affiner le schéma de circuits financiers et la temporalité associée qui sous-tendent chaque modèle et option envisageable.

2 Transition de l’actuel mécanisme vers le futur mécanisme de capacité

Différentes options pour organiser la transition entre les deux mécanismes de capacité

Option 1 – Aucune transition

- L'AL 2025 constituerait la dernière AL de l'actuel mécanisme et aucune mesure de transition ne serait prise
- Le début de l'année 2026 ne serait pas couvert, alors que le début d'une AL constitue habituellement la période la plus à risque

Cette option n'est pas souhaitable et doit être écartée.



Option 2 – Une AL 2025 étendue

- L'AL 2025 constituerait la dernière AL de l'actuel mécanisme mais elle serait étendue d'une période de trois mois et porterait donc sur trois périodes PP
- Il pourrait être « profité » de la non-ouverture, à date, des échanges pour cette AL, au risque de réviser les certifications déjà effectuées (~21 GW à date)
- Cette option pose des questions de paramétrage et suppose une décision ferme quant à la mise en œuvre du futur mécanisme pour l'hiver 2026-2027



Option 3 – Une AL 2026 transitoire (et raccourcie)

- Une nouvelle AL serait lancée et serait ainsi la dernière AL de l'actuel mécanisme
- Cette option pose des questions de paramétrage et suppose une décision ferme quant à la mise en œuvre du futur mécanisme pour l'hiver 2026-2027



Enjeux de paramétrage

- Les deux options envisageables emportent des enjeux sur le plan du paramétrage :
  - Le paramétrage de l'AL 2025 est en cours dans le cadre du Bilan prévisionnel et donnera lieu prochainement à une concertation dédiée : un GT puis un appel à contributions seront programmés début juillet pour ce faire ;
  - Toutefois, l'option d'une AL 2025 qui serait étendue suppose probablement de tenir compte de cette extension dans son paramétrage et ainsi de définir, de façon inédite, des paramètres à une maille supra-annuelle pour une AL donnée ;
  - L'option d'une AL 2026 transitoire implique de réaliser un paramétrage non seulement pour l'AL 2025 mais aussi pour l'AL 2026.

→ En fonction notamment du retour des parties prenantes sur l'option la plus souhaitable, les différents paramétrages pourront être évoqués lors d'un GT organisé la semaine du 10 juillet (*tbc*).

3 Prochaines étapes

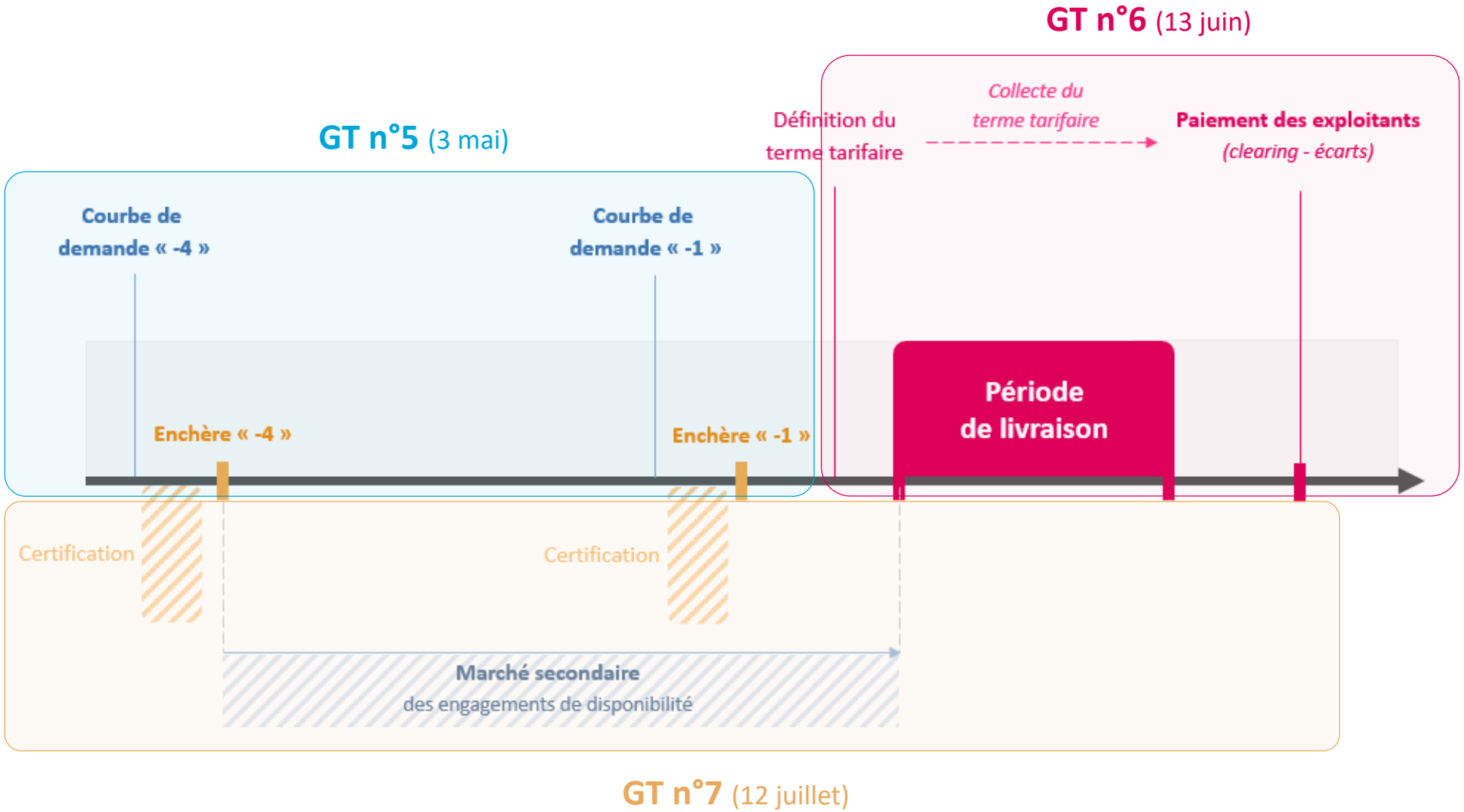
Prochaines étapes : poursuite d'une importante séquence liée au mécanisme de capacité dans les prochaines semaines

Thèmes à aborder « avant l'été »

1. **GT n°5 – Demande centralisée** — 3 mai
   - *Définition du besoin / courbe de demande / enchères*
2. **GT n°6 – Financement du futur mécanisme de capacité** — 13 juin
   - *Choix entre modèle fournisseurs et modèle de terme tarifaire*
   - *Design du terme tarifaire, des flux financiers et modalités d'intégration dans les structures tarifaires*
3. **GT « Sécurité d'approvisionnement » dans le cadre du Bilan prévisionnel** — **28 juin**
   - Cadrage du diagnostic de sécurité d'approvisionnement sur la période 2023-2035
4. **GT « Economie » dans le cadre du Bilan prévisionnel** — **Début juillet (*tbc*)**
   - Justification sur le plan économique du besoin d'un mécanisme de capacité sur la période 2025-2035
5. **GT « Paramétrage de l'AL 2025 »** — **Semaine du 10 juillet (*tbc*)**
   + appel à contributions à suivre
6. **GT n°7 – Certification, rééquilibrage/marché secondaire et contrôle de disponibilité** — **12 juillet**
   - Sélection des principes actuels de fonctionnement à conserver
   - Définition des principes de l'engagement de disponibilité (plages, signal)
   - Fonctionnement du marché secondaire

\+ **« après l'été » :** contrats de long terme, périmètre et encadrement de la rémunération capacitaire, etc.

Les GT menés avant l'été auront permis d'explorer les pistes de fonctionnement d'un mécanisme pouvant être mis en œuvre « toutes choses égales par ailleurs »



Le réseau
de transport
d'électricité