Le réseau de transport d'électricité

GT n°15 – Retours sur les négociations avec la Commission et évolutions de *design*

18/12/2025

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)

Contexte et objectifs de ce GT

- L'objectif du GT n°14 de juillet était de réaliser un tour d'horizon complet du *design* du nouveau mécanisme, ouvrant notamment la voie au partage d'une première version des règles

- Depuis le mois de juillet, les discussions avec les autorités européennes ont été nourries et constructives, tant sur le design du mécanisme que sur sa justification.

- Le décret en Conseil d'Etat sera adopté d'ici la fin de l'année 2025

- L'objectif de ce GT est de partager aux acteurs de la concertation :
    - (i) L'état d'avancement de ces discussions avec les autorités européennes
    - (ii) Le *design* final du mécanisme, en présentant les points de conception qui se sont précisés ou ont évolués depuis le mois de juillet,
    - (iii) Enfin, les derniers éléments de conception qui restaient à aborder en concertation

SOMMAIRE

1. Retours sur les négociations avec la Commission européenne
   A. Contrats pluriannuels
   B. Participation transfrontalière
   C. Soutien aux flexibilités décarbonées
2. Evolutions des tests d'activation
3. Déclaration d'énergies de stock dans le nouveau mécanisme de capacité
4. Collectes de puissance disponible sur les SSYf
5. Proposition de régime de pénalisation des écarts
6. AOLT
7. Planning et prochaines étapes

Annexes

(non abordées pendant la séance)

Evolutions mineures de *design* sur :

- Les signaux
- Les dates de règlements financiers
- D'autres points mineurs

1. Retours sur les négociations avec la Commission européenne et l'ACER

Les discussions avec les autorités européennes ont été nourries et constructives

➢ **Concernant l'ACER :**

- **En tant que justification du besoin** d'un mécanisme de capacité, la DGEC a officiellement transmis à l'ACER le 28 octobre 2025 l'étude nationale de RTE – NRAA25 - établie sur la base du Bilan Prévisionnel 2025. Ce document explicite et justifie notamment les divergences avec l'étude européenne de l'ENTSO-E (ERAA24)

- L'avis de l'ACER sur ce NRAA a été émis le 15 décembre 2025; il constituait un préalable indispensable à l'autorisation de la Commission. Il reconnait les bonnes pratiques de l'étude de RTE et légitime l'utilisation du NRAA pour démontrer la nécessité d'un mécanisme de capacité sur l'horizon 2026-2036

➢ **Concernant la Commission Européenne :**

- **La notification formelle du mécanisme de capacité à la Commission Européenne par les autorités françaises a été transmise le 17 novembre 2025. Une décision d'adoption est attendue prochainement.**

- Les échanges avec la Commission Européenne, ont notamment conduit à certaines évolutions par rapport au modèle présenté en juillet. Cette présentation ne présage pas du contenu final de la décision d'aide d'Etat.

1.A - Contractualisation pluriannuelle

Rappel des éléments de *design* présentés lors du GT n°14 du 15 juillet 2025

Point de *design*	Description	Statut après les négociations avec la Commission
Critères d'éligibilité aux contrats pluriannuels	Sont visées les nouvelles capacités de production, de stockage ou d'effacement, projets d'augmentation de puissance, d'investissements de réduction d'émissions de CO2, de prolongation de durée de vie	***Proposition stable par rapport au GT de juillet***
Procédure d'autorisation	Gouvernance partagée entre RTE et la CRE et critères économiques pressentis pour l'obtention d'un contrat pluriannuel	***Proposition amendée par rapport au GT de juillet***
Prévenir le risque de *lock-in*	Dispositif intégré à l'enchère permettant de circonscrire la sélection d'une nouvelle capacité, au besoin additionnel identifié pour chaque horizon de temps étudié, en cohérence avec les 3 durées de contrat	***Proposition stable par rapport au GT de juillet***
Prévenir les retards de livraison de la capacité	Présentation du comité de suivi des projets et des frais de résiliation d'un contrat pluriannuel	***Proposition stable par rapport au GT de juillet***

Proposition amendée par rapport au GT de juillet

Procédure d'autorisation permettant de soumettre une offre pluriannuelle aux enchères

- Le titulaire de périmètre de certification transmet à RTE une description technique du projet permettant au GRT d'attester du respect des critères d'éligibilité établis dans le cadre réglementaire.
- RTE transmet à la Commission de régulation de l'énergie la liste des installations respectant les critères d'éligibilité.

- Le TPC transmet une description de son projet selon un formalisme à définir par le régulateur,
- L'accès à chaque durée standard de contrat sera conditionné par le respect d'un **unique seuil d'investissement fixé à 125K€/MWc [Evolution par rapport au GT de juillet]**
- La durée de contrat est à la discrétion de l'exploitant et ne pourra dépasser **la durée d'amortissement du projet. [Evolution par rapport au GT de juillet].** Pour la bonne applicabilité des plafonds pluriannuels présentés en juillet, RTE propose que le choix des exploitants soit réduit à trois durées standards de 5, 10 et 15 ans
- L'autorisation est délivrée en amont de l'ouverture du guichet de certification associé à l'enchère

- Au cours de la certification, le TPC certifie sa capacité et doit pouvoir transmettre au GR l'autorisation de la CRE

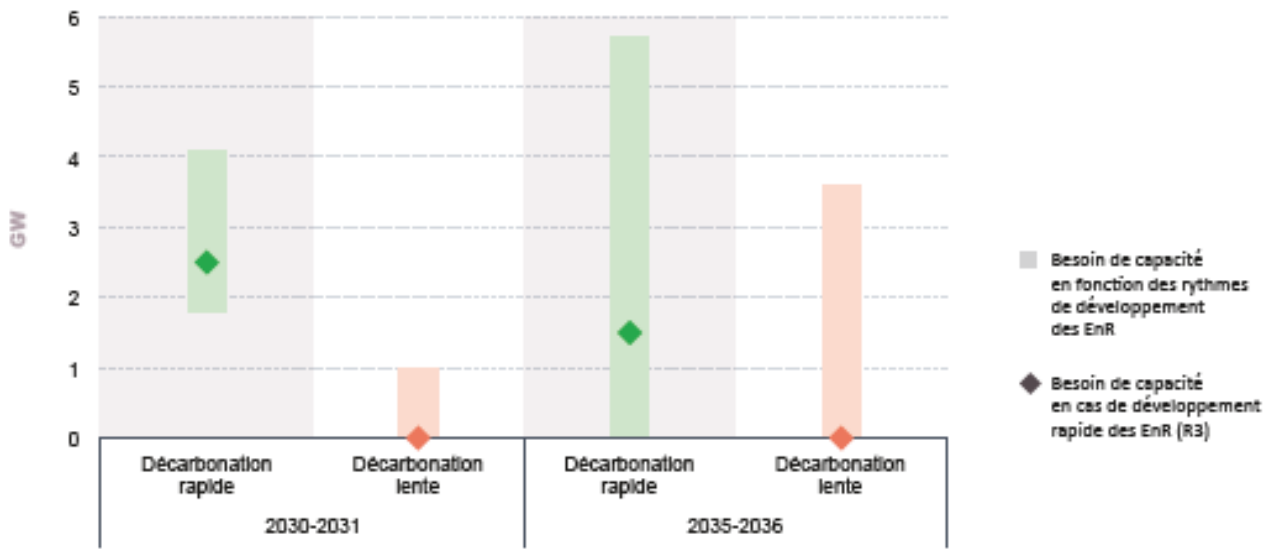
A l'horizon 2030-2035, les analyses réalisées dans le cadre du BP25 confirment des besoins additionnels en cas de décarbonation rapide

1 **Nécessité de maintenir un socle de capacités dans tous les scénarios**

2 **Dans une trajectoire de décarbonation rapide, un besoin de capacités additionnelles identifié à partir de 2030 :**

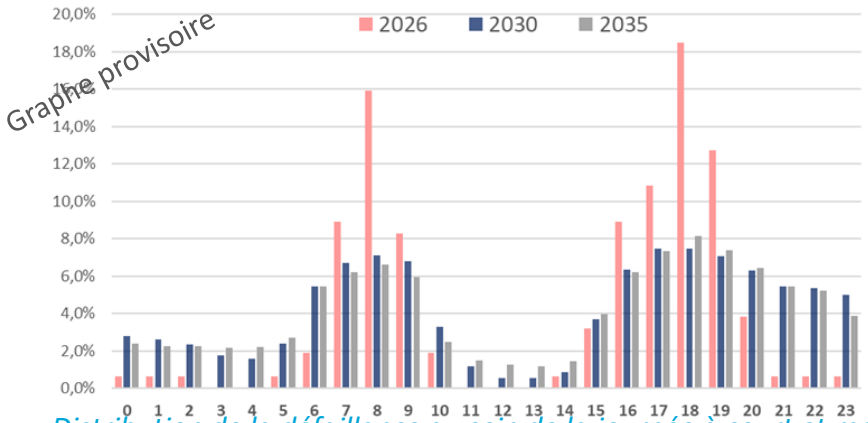
→ Le BP25 confirme les analyses du BP2023 dans les scénarios A, avec un besoin moindre de nouvelles capacités

Évolution des besoins de capacités supplémentaires dans les différentes configurations étudiées

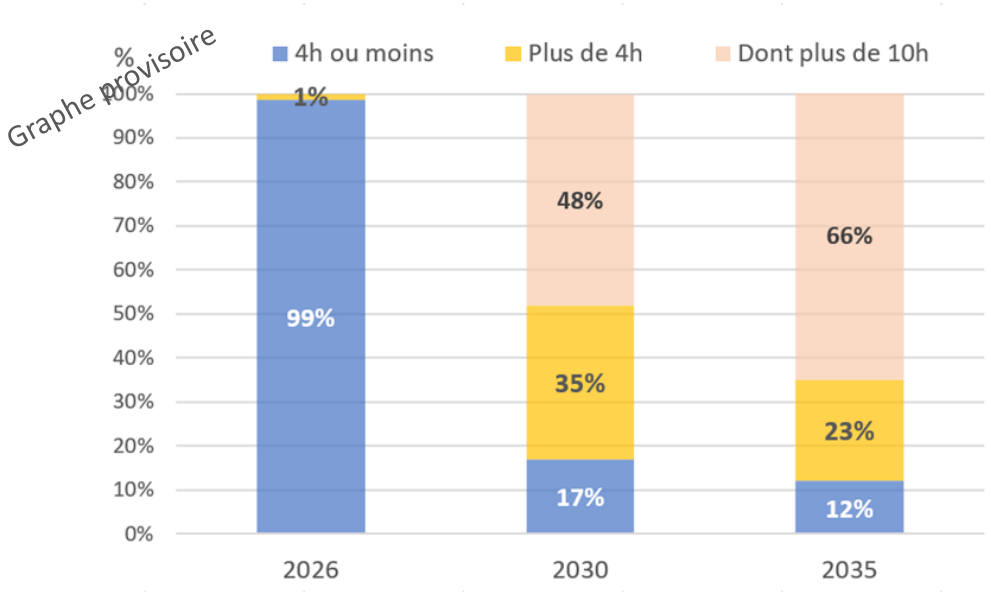


La mise en œuvre d'un nouveau mécanisme de capacité en France est nécessaire dans toutes les configurations

Le BP25 confirme également l'évolution du paysage de défaillance avec un allongement de la durée à horizon 2030



Distribution de la défaillance au sein de la journée à court et moyen terme « décarbonation rapide / R3 »



Répartition de l'énergie non distribuée en fonction de la durée des défaillances dans un scénario d'atteinte des objectifs sans batteries supplémentaires

Les études de RTE montre une modification du profil de risque de la défaillance de deux manières :

- Une **déconcentration de la distribution de la défaillance à l'échelle d'une journée** (*graphique supérieur)*
- Un **allongement de la durée des épisodes de défaillance** (*graphique inférieur*)

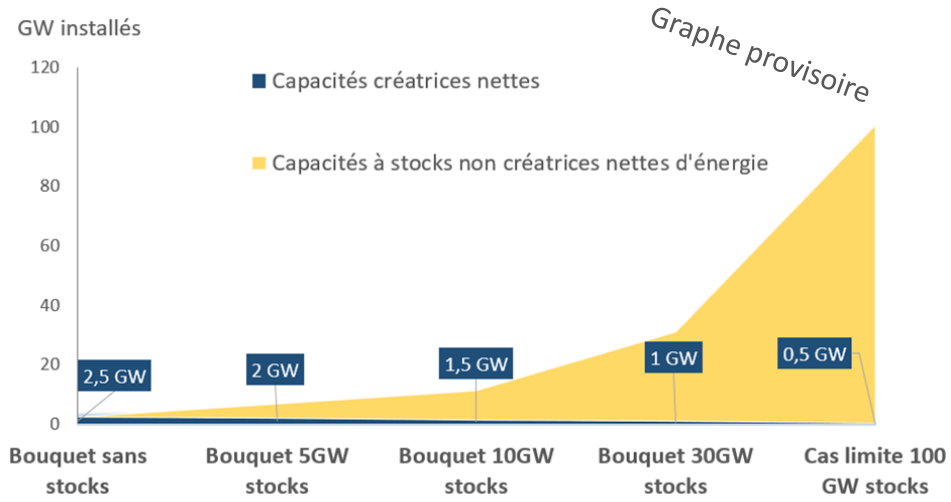
A l'horizon 2030, les situations de défaillance correspondront pour plus de la moitié à des situations de défaillance longue matérialisées par un déficit durable d'énergie, plusieurs heures durant et pouvant largement excéder dix heures dans certains cas

Ce diagnostic est partagé entre RTE, les pouvoirs publics et la Commission européenne

En décarbonation rapide, différents « bouquets » de flexibilité permettent de répondre aux besoins additionnels ; ils intègrent tous un socle suffisant de moyens de production sans contraintes de stock

- Dans le scénario de décarbonation rapide, les analyses mettent en évidence que la combinaison de flexibilités permettant de couvrir le besoin de nouvelles capacités à la pointe doit nécessairement inclure des moyens pouvant être mobilisés pendant les épisodes « longs » de tension et n'étant donc pas limités par des contraintes **de stock à l'échelle de la journée ou de la semaine.**

- En d'autres termes, **un talon minimal d'actifs créateurs nets d'énergie** est nécessaire à l'atteinte du critère de sécurité d'approvisionnement sous n'importe quelle configuration.



Besoin additionnel de capacités créatrices nettes dans différents bouquets de batterie pour assurer le respect du critère

- L'objectif du paramétrage du mécanisme est d'établir pour une période de livraison donnée, la contribution à la sécurité d'approvisionnement de chaque filière se présentant sur le mécanisme. **Ce faisant, il doit permettre l'émergence du « mix optimal » satisfaisant la sécurité d'approvisionnement**

- Or, il **réside une incertitude quant à la précise évaluation de la contribution des actifs à stocks**, car elle dépend de la disponibilité d'autres moyens pour assurer leur recharge en soutirant sur le système électrique, cet effet étant d'autant plus marqué que la quantité d'actifs à stock installée en France et en Europe est importante (cf. GT « paramétrage » du 23 juillet 2025).

- Ainsi, le paramétrage peut se révéler **insuffisant pris isolément pour permettre l'émergence du talon d'actifs créateurs nets d'énergie** mentionné plus haut. Ce diagnostic est corroboré par le retour d'expérience d'autres mécanismes européens.

Nouvelle mesure

Plafonnement des contrats pluriannuels octroyés à des actifs à stocks courts dans l'enchère 30/31

- Comme explicité sur la planche précédente, le paramétrage seul peut ne pas être suffisant pour faire émerger le mix de nouvelles capacités dont le système aurait besoin. Idéalement, **il faudrait que les coefficients filières applicables aux actifs à stocks s'ajustent dynamiquement pendant le clearing de l'enchère.** Cette option n'est pas réaliste à court terme.

- De manière transitoire, pour l'enchère PL-4 de la PL 2030/2031, **un « volume maximal de capacités pluriannuelles à stocks courts pouvant bénéficier d'une rémunération pluriannuelle »** sera identifié par RTE, puis arrêté par le ministre sur proposition de la CRE. Ce volume maximal sera cohérent avec les hypothèses retenues pour la fixation du coefficient filière. **Ce plafonnement est cumulatif aux règles de plafonnement pluriannuels présentées en juillet.**

- A terme et en tant que solution pérenne, les coefficients filières pourraient être réajustés à l'issue du guichet de certification et en cohérence avec le volume de capacités ayant présenté une demande de certification. Ce sujet sera traité en concertation en 2026.

Les mesures présentées font l'objet d'un consensus entre RTE, la DGEC et la Commission Européenne. Cette mesure transitoire sera présentée dans la décision d'aide d'Etat à venir

Nouvelle mesure

Modalités particulières s'appliquant aux EDC disposant d'un contrat pluriannuel

- Les capacités bénéficiant d'un contrat pluriannuel auront **un coefficient filière évolutif sur la durée de leur contrat cohérent avec l'évaluation de la contribution de la filière à la sécurité d'approvisionnement pour la période de livraison considérée.** Pour chaque période de livraison, elles se verront appliquer le même coefficient filière que les capacités existantes durant toute la durée du contrat pluriannuel.

- **Les contrats pluriannuels seront rémunérés la première année de contrat au prix de clearing de l'enchère (« *pay-as-clear* ») puis au prix offert au cours de l'enchère (« *pay-as-bid* ») pour les PL suivantes.** La CRE aura la possibilité d'émettre une recommandation au ministre si elle considère que le modèle « *pay-as-bid* » nuit significativement à la transparence des offres soumises dans le cadre des enchères concernées.

Autres sujets en suspens concernant les contrats pluriannuels

Indépendamment du design général qui sera validé par la Commission européenne, RTE a recueilli diverses questions et contributions d'acteurs, qui n'avaient pas encore fait l'objet d'une restitution en concertation.

Des dispositions spécifiques seront introduites dans les règles du mécanisme de capacité :

- Afin de prendre en compte les baisses de rendements d'un actif engagé dans un contrat pluriannuel ; les règles du mécanisme pourront ainsi prévoir une possibilité de modulation à la baisse du Volume Contractualisé. Cette déclaration à la baisse **serait néanmoins irréversible et devrait intervenir en amont de la tenue de l'enchère PL-4**

- Les règles du mécanisme **prévoiront une indexation des contrats pluriannuels** permettant de couvrir le risque d'inflation

- Une capacité lauréate d'un contrat pluriannuel **pourra se présenter aux enchères annuelles qui précèdent le début de son contrat pluriannuel** *(les évolutions octroyant l'éligibilité au contrat pluriannuel doivent intervenir au plus tôt après l'enchère de l'octroi de ce contrat pluriannuel)*

Les dispositions portant sur les contrats pluriannuels seront intégrées dans le décret en Conseil d'Etat à paraître et déclinées une seconde version des règles. Une nouvelle saisine interviendra dans le courant du premier semestre 2026 en amont du guichet de certification de la PL 30/31.

1.B - Participation transfrontalière

La décision d'aide d'Etat devrait confiremer un certain nombre de principes

Les principes suivants, **pour leur grande majorité déjà décrits lors du GT n°14 du 15 juillet 2025**, restent confirmés et devrait figurer dans la décision d'aide d'Etat portant approbation du mécanisme français par la Commission européenne, sous réserve de sa publication finale :

1. L'organisation de présélections par frontière des Etats de l'UE directement interconnectés à la France, à hauteur de la MEC, puis la réinjection des capacités étrangères présélectionnées dans l'enchère principale où elles sont en concurrence avec les autres capacités. En plus du PPI, la rémunération des capacités étrangères est également plafonnée par **les prix marginaux transfrontaliers révélés par les présélections**

2. **En attendant un accord GRT-GRT** ouvrant la participation explicite d'une frontière donnée, **la contribution de cette frontière sera prise en compte implicitement** dans le besoin de capacité pour les enchères. La **procédure de participation transfrontalière « explicite simplifiée » est donc mise en extinction** *(celle-ci consistait pour rappel à certifier les interconnexions pour les faire participer aux enchères)*

3. Un seuil de MEC est introduit afin de pas ouvrir une frontière à la valorisation explicite lorsque que les rémunérations versées aux acteurs risqueraient d'être inférieures aux coûts de mise en œuvre. Concrètement, **si la MEC d'une frontière donnée est inférieure à 50 MW, la participation explicite de cette frontière ne sera pas permise**. Dans ce cas, la MEC sera retranchée du besoin pour la PL considérée (elle sera prise en compte implicitement)

4. Afin d'assurer un niveau de concurrence représentatif des capacités contribuant à la sécurité d'approvisionnement lors des présélections transfrontalières, **les capacités étrangères bénéficiant de dispositifs de soutiens publics seront prises en compte normativement dans l'enchère** → Ce point est détaillé sur la planche suivante

5. Enfin, les autorités françaises s'engagent à transmettre aux GRT italien, allemand, espagnol et irlandais un modèle d'accord de participation bilatérale GRT-GRT approuvé par la CRE avant la tenue de la première enchère pour la PL 2026/2027 en reproduisant les principes contenus dans l'accord signé avec Elia.

Les capacités étrangères bénéficiant de dispositifs de soutien publics seront prises en compte normativement dans le mécanisme

- Pour une frontière donnée ouverte à la participation explicite sur le mécanisme français, l'existence de **capacités étrangères bénéficiant de dispositifs de soutien publics** (tel que des CfD) est susceptible de poser un **problème de représentativité de la concurrence** sur les enchères : n'ayant pas de *missing money*, ces capacités risquent de ne pas participer, conduisant à **la formation d'un prix non représentatif de l'état de l'offre et de la demande pour la sécurité d'approvisionnement**

- Afin de palier ce problème, les autorités françaises et la Commission européenne ont convenu de **la possibilité de prendre en compte ces capacités de manière normative dans les enchères du nouveau mécanisme**

- Concrètement, pour une présélection donnée, **RTE soumettra un ordre normatif à prix nul** dont le volume représentera le volume de capacités étrangères ne se présentant pas à la présélection du fait qu'elles bénéficient d'un dispositif de soutien assurant leur rentabilité

- L'ordre normatif sera réintégré dans l'enchère principale au même titre que n'importe quel ordre présélectionné issue d'une EDC étrangère. **Il ne donnera lieu à aucune rémunération ni pénalité**

- **La méthodologie de définition de cet ordre sera précisée dans le rapport de paramétrage**, et tiendra compte :
  - (i) De la probabilité de périodes de tension simultanées entre les 2 systèmes électriques considérés
  - (ii) Des capacités soutenues ayant pris la décision de se certifier sur le mécanisme, afin d'éviter tout « double-comptage »

Cette mesure permet de limiter l'impact sur le coût pour le consommateur d'une participation transfrontalière explicite dans un contexte de faible concurrence

1.C - Soutien aux flexibilités décarbonées

Rappel des éléments de *design* présentés lors du GT n°14 du 15 juillet 2025

Point de *design*	Description	Statut après les négociations avec la Commission et arbitrages DGEC
Critères d'éligibilité au volume réservé	Notamment interdiction de cumul avec le dispositif Interruptibilité	***Proposition amendée par rapport au GT de juillet***
***Design* des enchères**	Volume réservé sanctuarisé en PL-1, indépendamment du volume de flexibilités décarbonées contractualisées en PL-4, et donnant lieu à prix de *clearing* dédié	***Proposition amendée par rapport au GT de juillet***
Application des contraintes d'activation	Contraintes d'activation (sur le MA et sur NEBCO) pour assurer la mise à disposition effective du système électrique de la filière effacement, largement inspirées des dispositions des AOE/AOFD, en contrepartie du volume réservé ou de l'accès « automatique » aux contrats pluriannuels	***Proposition revue par rapport au GT de juillet pour intégrer les différents retours (acteurs, CE)***

Proposition amendée par rapport au GT de juillet

Les critères d'éligibilité au volume réservé n'excluent pas les capacités participant au dispositif Interruptibilité

- Ne serait pas éligible au volume réservé, **toute capacité d'effacement** composée d'au moins un site présentant l'une des caractéristiques suivantes :
  - Un site participant simultanément à un contrat AOE/AOFD
  - ~~Un site participant au dispositif Interruptibilité~~ **[Evolution par rapport au GT de juillet]**
  - Un site ayant recours à l'autoproduction conventionnelle, y compris à partir de biocarburants
  - Un site dont l'effacement génère une augmentation de sa consommation en gaz naturel ou un report de consommation électrique supérieur à 150% du volume réalisé

- Les propositions de juillet portant sur les conditions d'éligibilité des sites EIF sont maintenues. Ex: ne pas avoir bénéficié d'une option effacement des TRVE au cours des 12 mois qui précèdent le rattachement au groupe de calendrier fournisseur à période mobile

- Ne serait pas éligible au volume réservé, **toute capacité de stockage** :
  - Participant simultanément à un contrat AOLT **[Evolution par rapport au GT de juillet, cf. partie sur l'AOLT]**
  - Dont les sites présentent un rendement inférieur à 67%

- Contrairement à l'AOE et à l'AOFD, il n'y aura donc pas d'interdiction de participation aux SSYf pour les capacités bénéficiant du volume réservé

Conformément aux règles, les acteurs se certifiant sur le mécanisme de capacité devront **fournir à RTE une attestation dans laquelle ils s'engagent à respecter les critères d'émissions de gaz à effet de serre.** Le dépassement des seuils d'émission pour une EDC emporte la nullité du Volume Disponible de cette EDC pour toute la PL

Les modalités de définition du volume réservé évoluent à la suite des négociations avec la Commission Européenne

- La proposition **initialement portée en concertation** jusqu'au GT de juillet consistait à définir, **en amont** de l'enchère PL-4, un volume V_{flex} correspondant aux objectifs publics de développement des flexibilités décarbonées (effacement et stockage), et un coefficient α définissant la proportion minimale de ce V_{flex} à réserver pour l'enchère PL-1, et ce in fine **quel que soit le volume de flexibilités retenus en PL-4**

- Le volume réservé pouvait être rehaussé dans le cas où le volume de flexibilités retenu en PL-4 était inférieur à $(1-\alpha) \times V_{flex}$

- L'objectif de ce *design* était de donner **la meilleure visibilité possible, au plus tôt, aux filières ne pouvant par essence pas s'engager dès PL-4**, en leur offrant un volume minimal garanti sur l'enchère PL-1

- Cette option présentait toutefois l'inconvénient, jugé rédhibitoire par la Commission, de permettre d'excéder l'objectif V_{flex} dans le cas où un volume de flexibilités supérieur à $\alpha \times V_{flex}$ était retenu dès l'enchère PL-4
  - ➢ Incompatibilité aux obligations de proportionnalité des aides d'Etat

Les discussions avec la Commission européenne ont ainsi conduit RTE et les pouvoirs publics à revoir la proposition, afin de la rendre compatible avec le principe de proportionnalité de l'aide d'Etat

Proposition amendée par rapport au GT de juillet

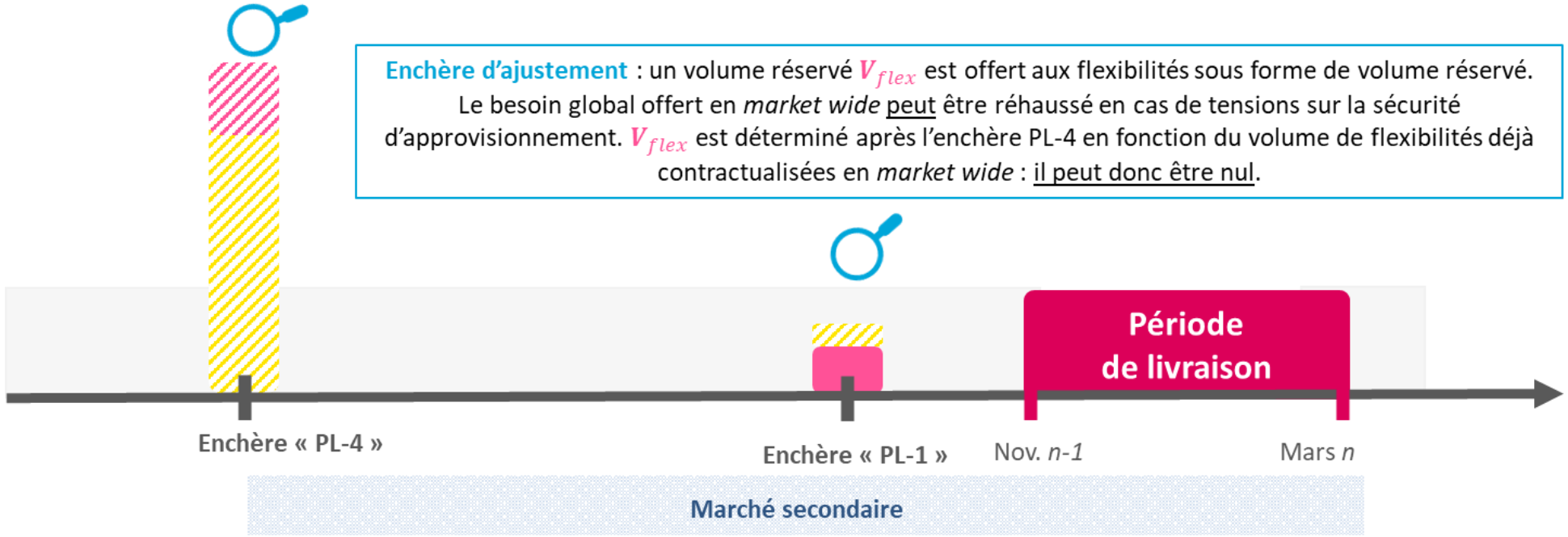
La nouvelle proposition conduit à ne définir le volume réservé qu'à l'issue de l'enchère PL-4

- En régime nominal, l'évolution de *design* implique que l'enchère PL-1 peut comprendre un volume réservé, désormais appelé V_{flex}, mais il ne sera défini **qu'après la PL-4 sur la base des flexibilités décarbonées déjà retenues lors de cette enchère**
- V_{flex} sera publié par arrêté du ministre au plus tard 12 mois avant le guichet de certification de l'enchère PL-1
- A partir de l'objectif public de développement des flexibilités, désormais appelé O_{flex}, le volume réservé serait ainsi calculé comme suit :

$$V_{flex} = O_{flex}\{MW\ certifiés\} - V_{retenu,PL-4}\{flexibilités\}$$

Enchère principale *market wide* : Les capacités existantes et nouvelles, bénéficiant ou non d'un contrat pluriannuel, concourent sur la même enchère.

Enchère d'ajustement : un volume réservé V_{flex} est offert aux flexibilités sous forme de volume réservé. Le besoin global offert en *market wide* peut être réhaussé en cas de tensions sur la sécurité d'approvisionnement. V_{flex} est déterminé après l'enchère PL-4 en fonction du volume de flexibilités déjà contractualisées en *market wide* : il peut donc être nul.



Proposition amendée par rapport au GT de juillet

Une partie du *design* reste inchangée, mais d'autres points restent à préciser

- 2 points de *design* demeurent inchangés :

  (i) Le volume réservé V_{flex} fera émerger un **prix de *clearing* propre aux flexibilités décarbonées** au cours de l'enchère PL-1. **Le PPI reste néanmoins applicable aux capacités n'y dérogeant pas au sein de ce volume réservé**

  (ii) Le volume réservé est une option laissée au libre choix des acteurs. Une capacité d'effacement ou de stockage peut participer à l'interclassement *market wide* de PL-1 (notamment pour les capacités qui ne sont pas éligibles au volume réservé)

- 2 autres points seront définis prochainement :

  (i) La temporalité de communication de l'objectif O_{flex} aux acteurs n'est pas encore fixée par la DGEC *(V_{flex} sera quant à lui publié par arrêté du ministre au plus tard 12 mois avant le guichet de certification de l'enchère PL-1)*

  (ii) La répartition des volumes entre les enchères PL-4 et PL-1 doit être précisée. Ce point n'est pas encore tranché, mais en tout état de cause, le volume réservé à l'enchère PL-4 représentera la grande majorité du besoin en capacité pour la sécurité d'approvisionnement

A titre transitoire pour la PL 2026/2027, la méthodologie de définition de V_{flex} (toujours en cours d'élaboration) sera communiquée dans le rapport de paramétrage. La valeur de V_{flex} sera également publiée au moment de la parution de ce rapport

Proposition revue par rapport au GT de juillet pour intégrer les différents retours (acteurs, CE)

Pas de contrainte d'activation pour les flexibilités dans le nouveau mécanisme de capacité…

- Dans l'objectif d'assurer la mise à disposition effective au bénéfice du système électrique des capacités d'effacements explicites, RTE avait proposé en GT la reprise de contraintes existantes dans l'AOFD, et qui s'articulaient autour de 2 axes :
  - *Des contraintes générales pour le dépôt des offres sur le MA (en particulier sur les conditions d'utilisation des offres) ou NEBEF reprises des conditions générales des AOE/AOFD et mises-à-jour*
  - *Une contrainte spécifique en contrepartie de l'octroi d'un contrat pluriannuel en PL-4, ou de la participation à l'enchère PL-1 avec un volume réservé, dans la continuité des sous-options qui conditionnent l'obtention de la prime dans l'AOE/AOFD (sans que cette dernière ne soit reprise)*
- Certains acteurs avaient fait part d'objections principielles (absence de rémunération en regard d'un service…)
- Par ailleurs, la Commission européenne estime que ces contraintes, imposées en contrepartie du volume réservé, pouvaient être considérée comme allant à l'encontre du principe de neutralité technologique

➔ **Ces contraintes ne seront donc pas implémentées dans le futur mécanisme de capacité**

…en revanche, la Commission a été sensible à l'enjeu de fiabilisation des capacités rémunérées, et invite à faire évoluer le contrôle de disponibilité et les tests d'activation

- La Commission partage la nécessité de fiabiliser les capacités rémunérées par le mécanisme de capacité, notamment afin d'éviter des phénomènes de fuite à l'activation.

- Elle invite à la mise en place **de mesures contraignantes pour des capacités jugées non fiables compte tenu de leur faible activation constatée sur les marchés de l'électricité,** notamment des comportements de fuite à l'activation, **sous réserve d'adopter une approche neutre technologiquement** et de définir une méthode préalable sur laquelle sera jugée la fiabilité de l'activation des capacités. Ce principe figurera dans la décision d'aide d'Etat.

- Compte tenu des délais impartis, ce dispositif de fiabilisation ne pourra pas être finalisé pour l'ouverture du mécanisme

- Dans les mois qui viennent, **RTE proposera à la concertation et à la CRE une méthodologie permettant de mesurer la fiabilité des capacités dont une faible activation est constatée sur les marchés de l'électricité**

- Selon des modalités qui restent à définir par les pouvoirs publics, en lien avec RTE et la CRE, mais qui pourront s'inspirer des propositions déjà faites lors de la concertation, les capacités non fiables pourraient se voir imposer des **contraintes sur les prix d'engagement**, ou bien une **interdiction de participer au volume réservé dans le cas où il s'agirait d'un acteur de l'effacement ou du stockage.**

2. Contrôle de disponibilité et tests d’activation

Cadre général du contrôle de disponibilité établi par les règles du mécanisme

- Le contrôle de disponibilité repose sur des principes similaires à l'actuel mécanisme

- Il permet d'évaluer le **Volume Disponible** en tant que moyenne de la disponibilité d'une EDC ou d'un Agrégat d'EDC durant les pas de temps PP de la période de livraison

- Le non-respect de certaines contraintes (ex émissions de CO2) emporte la nullité du Volume Disponible

- Au cours du process de contrôle de disponibilité, un **Coefficient d'Observabilité** est calculé pour refléter la fiabilité de la capacité étudiée lorsque celle-ci est **activée « naturellement » sur fondement de la préséance économique** ou **sollicitée via un test d'activation**

- **S'agissant des tests d'activation, RTE projette de progressivement tester les capacités sur toutes les heures PP d'une journée signalée, dans la limite de 3 jours PP par période de livraison.** Cette durée permettra de valider ou d'infirmer les contraintes de stock déclarées par les acteurs au cours de la certification.

Principes de calcul du Volume Disponible – mécanisme actuel

- La disponibilité d'une capacité sur le mécanisme est composée **d'une part observée** et **d'une part non activée**.

$$P_{dispo} \approx \text{moyenne}_{PP}(P_{réalisée} + \alpha \times P_{offerte})$$

Ce que la capacité a livré — *Ce que la capacité a proposé sur les marchés*

⚠ *Pour une EDC de soutirage thermosensible, le tout est extrapolé à température extrême*

- Le coefficient α (ou Coefficient d'Observabilité dans les Règles) est un coefficient d'abattement **permettant de refléter la fiabilité de la capacité.** Sa valeur dépend des performances de toutes les activations, que ce soit par tests d'activation, mais également par activations « naturelles »
- Il est établi en comparant **la Puissance Attendue à la puissance effectivement livrée :**
  - Dans le cas d'une activation naturelle, la Puissance Attendue est la puissance que l'on s'attend à observer compte tenu des prix d'engagement de la capacité et des conditions de marché
  - Dans le cas d'un test d'activation, la Puissance Attendue est la puissance testée.

Formule du coefficient d'observabilité des règles actuelles

Une « surperformance » lors d'une activation permet de compenser d'autres « mauvaises » activations, dans une certaine limite

$$\alpha = \min\left(\frac{\sum_{PP} \min(P_{réalisée}/P_{attendue}\ ; 1{,}2)\ \times P_{attendue}}{\sum_{PP} P_{attendue}}\ ; 1\right)$$

Le coefficient final ne peut dans tous les cas pas dépasser 1

Le calcul du coefficient est pondéré par les $P_{attendue}$ pour donner plus de poids aux activations à puissances élevées

Evolution du calcul du coefficient d'observabilité

RTE proposera dans la version des règles mises en consultation de :

1. **Maintenir la prise en compte des activations naturelles**, pour permettre aux exploitants de diversifier les preuves de fiabilité de leur capacité
2. **Supprimer la prise en compte des sur-livraisons** plafonnées à 20% afin d'aligner la méthode sur le nouveau principe directeur d'absence de rémunération des écarts positifs.
3. **Cloisonner la prise en compte d'un test d'activation par rapport aux activations naturelles,** afin que l'échec à un test d'activation entraine nécessairement une diminution de la rémunération capacitaire (conformément au projet de décision d'aide d'Etat)

$$\alpha = \mathbf{X}\,\% \times \alpha_{_test} + (1- \mathbf{X}\,\%) \times \alpha_{_AN}$$

En l'absence de tests X=0%, sinon X= 80%

$$\alpha_{_test} = \min\left(\frac{\sum_{PP} min(P_{réalisée_test}/P_{attendue_test}\,;1) \times P_{attendue_test}}{\sum_{PP} P_{attendue_test}};1\right)$$

$$\alpha_{_AN} = \min\left(\frac{\sum_{PP} min(P_{réalisée_AN}/P_{attendue_AN};1) \times P_{attendue_AN}}{\sum_{PP} P_{attendue_AN}};1\right)$$

3. Déclaration d’énergies de stock dans le nouveau mécanisme de capacité

Pour les périodes de livraison au delà de 26/27, RTE souhaite faire évoluer la logique de paramétrage des capacités à contraintes de stock en se rapprochant des standards européens

- **Historiquement, le mécanisme de capacité français a opté pour une approche déclarative pour la prise en compte des contraintes de stock** : les acteurs déterminaient les coefficients d'abattement K_j et K_h qui leur seraient appliqués par la déclaration des énergies maximales qu'ils étaient capables de délivrer sur les heures PP d'une journée PP (ou sur une semaine PP en ce qui concerne les contraintes de stock hebdomadaires). Jusqu'à présent dans la concertation, ce fonctionnement n'a pas été remis en cause

- Toutefois, RTE a expliqué pendant le GT « paramétrage » du 23 juillet 2025 que ce système ne permettait pas une juste représentation de la contribution à la sécurité d'approvisionnement des moyens à stock, notamment pour ceux qui se rechargent sur le système électrique

- Pour mieux représenter des phénomènes souvent difficiles à internaliser par les acteurs dans leurs déclarations, **RTE souhaiterait évoluer progressivement vers un système comparable aux *derating factors*** devenant standard dans les mécanismes européens :

$$V_{disponible} = c \times P_{disponible}$$

$V_{disponible}$	c	$P_{disponible}$
Volume disponible rémunéré, représentatif de la contribution de la capacité à la sécurité d'approvisionnement	*Derating factor représentant divers effets : non adéquation entre heures PP et défaillance, contraintes de stock, etc.*	*Puissance disponible moyenne pendant les heures PP mesurée lors du contrôle de disponibilité*

Pour la PL 26/27, RTE propose une évolution intermédiaire et progressive pour le paramétrage des capacités à contraintes de stock

Dans une logique progressive, RTE propose ainsi 2 premières évolutions, accessibles dès la PL 2026/2027 et permettant de **s'approcher des standards européens :**

1) Dès la PL 2026/2027, RTE propose de rendre les règles plus prescriptives quant aux déclarations d'énergies de stock faites par les acteurs : les règles stipuleraient que les **acteurs déclarent leur durée de stock technique afin de se placer sur l'abaque de contrainte de stock K_j** :

Mécanisme actuel : $\frac{Emax_j}{Pmax}$ déclarée « librement » par l'acteur, qui peut choisir d'internaliser ou non certains effets influant sur son stock

→ *Caractère désormais davantage prescriptif de la déclaration des contraintes de stock*

Nouveau mécanisme : $Emax_j$ doit être l'énergie maximale que la capacité est capable de délivrer en une fois, sans recharge

2) Par ailleurs, RTE propose également pour simplification **la suppression du coefficient K_h**, supposé représenter des contraintes de stock hebdomadaires et de fait historiquement très peu utilisé par les acteurs. L'effet de ces contraintes de stock devra également être pris en compte par le paramétrage *(Etant donnés les délais contraints d'ici à la PL 26/27, cette « suppression » prendrait en réalité la forme d'une fixation du coefficient à 100% dans GIPSE. Opérationnellement, les acteurs devraient tout de même renseigner des énergies de stock pendant la certification afin que leur demande soit prise en compte par le système)*

Ces évolutions ont pour but de laisser progressivement place à un système plus lisible reposant sur l'application d'un unique coefficient à chaque EDC, qui représentera sa contribution globale à la sécurité d'approvisionnement

4. Collectes de puissance disponible sur les SSYf

La logique standard du mécanisme de capacité n'est pas directement applicable aux capacités participant aux Services Système Fréquence

- Le mécanisme de capacité est conçu, notamment via son paramétrage et son contrôle de la disponibilité, pour **rémunérer une puissance mise à disposition de l'équilibre offre-demande**. La **puissance réservée aux SSYf** ne peut pas être mise à disposition sur les autres mécanismes pendant les jours PP : **elle ne peut donc contribuer à l'équilibre offre-demande en tant que tel, et le paramétrage ne lui est pas adapté**

Service « EOD » standard

Mise à disposition d'une puissance disponible pour produire à hauteur du niveau de puissance certifié sur le mécanisme pendant les heures PP

La puissance disponible est mesurée via les données du MA, ou des collectes ad-hoc

Services Système Fréquence

Mise à disposition d'une puissance à la hausse ou à la baisse pour le maintien de la fréquence du réseau, sur des niveaux de puissances potentiellement très inférieurs à la puissance maximale à l'injection

La puissance disponible doit être mesurée via des collectes ad-hoc de puissances mises à disposition des SSYf

➢ ***De quelles puissances parle-t-on ?***

- Le principe consistant à considérer que **les capacités participant aux SSYf contribuent à la sécurité d'approvisionnement**, et doivent donc pouvoir prétendre à une rémunération sur le mécanisme de capacité, n'est pas remis en cause par le nouveau mécanisme
  - ➢ **Il est dès lors nécessaire de définir comment les capacités participant aux SSYf (en mode explicite) peuvent se valoriser sur le mécanisme**

  (En d'autres termes, il faut définir, de manière conventionnelle, la relation entre 1 MW mis à disposition des SSYf, et 1 MW mis à disposition de l'équilibre offre-demande)

Dans l'ancien mécanisme, la valorisation des capacités participant aux SSYf passait notamment par une convention applicable aux batteries

- Historiquement, les acteurs participant aux SSYf (batteries ou non) étaient autorisés **à collecter leur puissance maximale à l'injection sur la FCR ou l'aFRR en tant que Puissance disponible**
  - ➢ *Cela revenait à dire qu'1 MW mis à disposition des SSYf contribuait exactement d'autant à la sécurité d'approvisionnement*

- Une convention permettait ensuite aux batteries de déclarer des énergies de stock sans rapport avec la réalité, conduisant finalement à ce que le produit $P_{disponible} \times K_j \times K_h$ corresponde à la **puissance certifiée sur la FCR** (qui était alors le seul marché utilisé par les batteries)

- Aujourd'hui, alors que les batteries participent désormais à d'autres marchés, dont l'aFRR, cette convention conduit à ce que qu'une batterie puisse collecter sur le mécanisme une **puissance disponible équivalente à sa puissance certifiée sur la FCR**, et ce, **même si elle ne participe pas à la FCR, et même si elle ne contribue pas à la sécurité d'approvisionnement à cette hauteur**

La convention permettait un lien entre la durée du stock de la batterie et l'énergie qu'elle est capable de délivrer sur une plage PP, dans l'objectif de valoriser sur le mécanisme la puissance certifiée de la batterie sur la FCR

➢ ***RTE a proposé la suppression de cette convention lors du GT « paramétrage » du 23 juillet 2025,*** sans toutefois apporter à ce stade de précisions sur la manière dont les actifs participant aux SSYf devaient se valoriser sur le mécanisme

Hypothèse à garantir par l'exploitant	Convention à appliquer lors de la collecte MECAPA		Kj × Kh correspondant pour calculer le NCE (article B.1.3.2 des règles)	
Stock de la batterie	**Emaxj**	**Emaxh**	**Jusqu'à AL22**	**AL23 et AL24**
30 minutes	5,5 × Pmax	Emaxj × 5	0,82	0,84
1 heures	6 × Pmax	Emaxj × 5	0,85	0,88
2 heures	7 × Pmax	Emaxj × 5	0,91	0,93
3 heures	7,5 × Pmax	Emaxj × 5	0,93	0,95
4 heures	8 × Pmax	Emaxj × 5	0,95	0,97
5 heures	8,5 × Pmax	Emaxj × 5	0,96	0,98
6 heures	9 × Pmax	Emaxj × 5	0,98	0,99
7 heures	9,5 × Pmax	Emaxj × 5	0,99	0,99
≥ 8 heures	10 × Pmax	Emaxj × 5	1	1

Objectifs ayant présidé à la nouvelle proposition de RTE

Pour repenser la manière dont les capacités participant aux SSYf de manière explicite peuvent se valoriser sur le nouveau mécanisme de capacité, RTE s'est donné les objectifs suivants :

1. La méthode doit être **non discriminante**, c'est-à-dire qu'elle doit pouvoir s'appliquer à toutes les capacités de la même manière

2. Elle ne doit **pas introduire de distorsion non maîtrisée**, par exemple en incitant des capacités à programmer sur la FCR plutôt que sur l'aFRR

3. Elle ne doit **pas conduire à un « double-comptage » des contraintes de stocks**

4. Elle doit permettre de suppléer la convention batterie, qui avait notamment pour intérêt d'expliciter aux acteurs participant aux SSYf comment ils devaient déclarer leurs énergies de stock
   - *Ce point est en réalité déjà traité par la logique d'avantage prescriptive de déclaration des énergies de stock présentée en partie 3*

5. Enfin, elle **doit être aussi simple que possible**, que ce soit du point de vue de sa lisibilité par les acteurs ou de sa mise en œuvre par les gestionnaires de réseau

Evolutions proposées pour le nouveau mécanisme de capacité

RTE propose le fonctionnement suivant pour **permettre à des capacités de se valoriser simultanément sur les SSYf et sur le mécanisme de capacité**, en accord avec les objectifs présentés sur la planche précédente :

1) Les capacités participant aux SSYf collecteraient, **de manière identique à l'actuel mécanisme**, « *la puissance maximale disponible à l'injection associée à la demi-bande programmée* » sur chaque pas de temps PP où elles sont mises à disposition des SSYf

2) Les paramètres **(coefficient filière et contrainte de stock) seraient appliqués de manière standard à ces puissances collectées**, de la même manière qu'ils le sont pour tous les autres mécanismes.

Ces principes peuvent se traduire par la formule suivante, applicable à toute capacité participant aux SSYf de manière explicite :

$$V^{SSYf}_{disponible,PP} = P^{maximale}_{injection,PP} \times K_j \times C_{filière}$$

Puissance considérée disponible au titre des SSYf sur le pas de temps PP

➢ *Cette approche revient ainsi à considérer, de manière conventionnelle, qu'1 MW pouvant être mis à disposition des SSYf contribue à la sécurité d'approvisionnement à la même hauteur qu'1 MW mis à disposition des autres marchés*

5. Proposition de régime de pénalisation des écarts

Rappel GT n°14 : les règlements financiers se tiendront désormais en 2 temps distincts

Rémunération → *versée à l'issue de la période de livraison (~juin)*

1

$$RF_{rémunération} = \sum_{EDC} (V_{contractualisé}(EDC) \times Prix)$$

Pénalisation de l'écart → *facturée en septembre PL+2*

2

$$RF_{écart} = -(1+k) \times PRPE \times \max\left(0, \sum_{EDC} (V_{contractualisé,EDC} - V_{dispo,EDC})\right)$$

Pour un focus sur les différents termes des équations, voir le support de présentation du GT n°11

- Le facteur $(1+k)$ tient compte du fait que la rémunération complète a été perçu par le TPC, et permet ainsi d'approximer une situation où **seule la disponibilité réelle est rémunérée**
- **Le PRPE (« Prix de référence des écarts ») ne pourra jamais excéder le PPG (prix plafond global)**
- **L'écart sera calculé à la maille complète du périmètre du TPC** *(A l'issue du dernier GT, certains acteurs ont fait part de leur préférence pour des périmètres d'écarts distincts, par exemple entre les capacités bénéficiant du volume réservé et les autres. Cette possibilité doit être écartée par RTE : le contrôle de disponibilité étant réalisé à la maille d'agrégats d'EDC, cette modalité impliquerait de contraindre fortement la constitution en sites des EDC ainsi que celle des EDA/EDE)*

Objectif : construire un régime de pénalisation des écarts tenant compte des échanges avec la Commission Européenne

- **Sous réserve de sa publication finale, la formule proposée en GT figurera dans la décision d'aide d'Etat de la Commission européenne**. Elle devra donc être conservée telle quelle

- La décision d'aide d'Etat conservera également les principes d'un $\boldsymbol{PRPE}$ **individualisé** et d'un **foisonnement des écarts** à la maille du périmètre de certification

- Par ailleurs, elle offrira la faculté de modifier la valeur du k ou du $PRPE$ en cas d'indisponibilité trop élevée du titulaire de certification

- Enfin, **elle engagera les autorités françaises à s'aligner sur le critère 20 de l'annexe 1 du CISAF** :

> *« Un bénéficiaire dont la disponibilité est inférieure à 50 % pendant les périodes de fourniture à l'intérieur d'une échéance de livraison s'expose au paiement d'une pénalité correspondant au moins à ses recettes de capacité pour l'échéance de livraison. » CISAF – annexe 1, critère 20*

  - Concrètement, dans le cadre du nouveau mécanisme, cela signifie que la pénalité doit s'établir à $V_{contractualisé,total} \times PRPE$ dès lors que $Ecart = \frac{V_{contractualisé,total}}{2}$, c'est-à-dire que $\boldsymbol{k}$ **doit prendre la valeur 1**

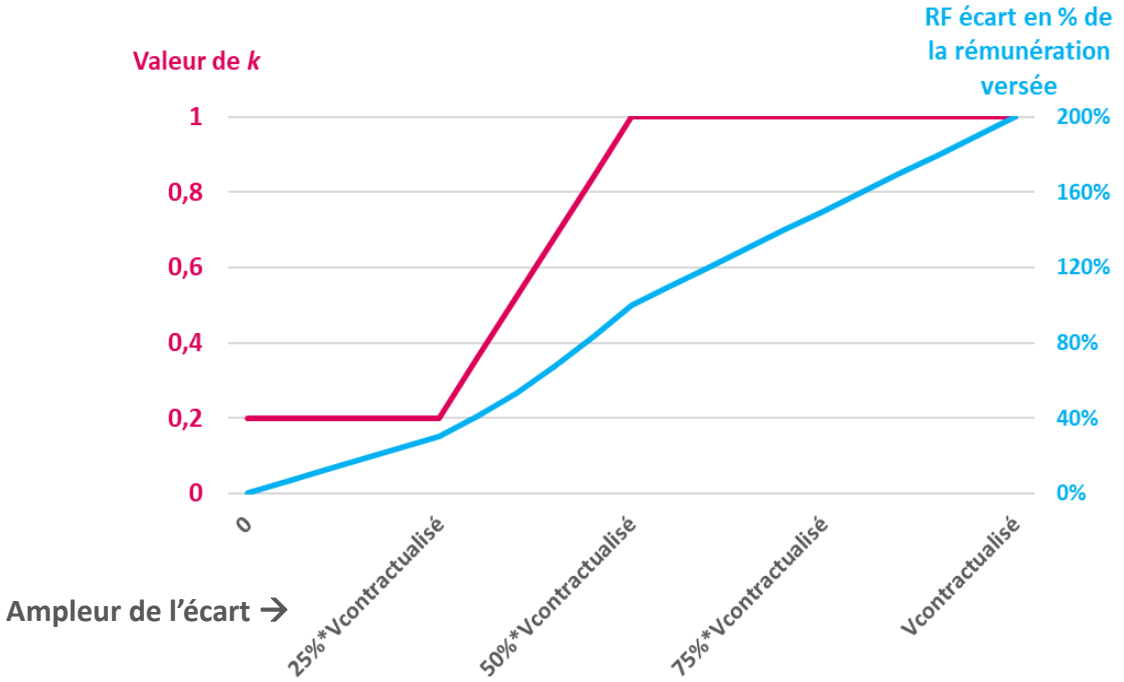
- La proposition de RTE présentée sur la planche suivante vise à refléter tous les points précédents

Proposition : un régime de pénalité faisant évoluer la valeur de k pour se conformer au CISAF

- RTE avait proposé en concertation que k puisse prendre la valeur de 0,2 (*celle utilisée dans le mécanisme actuel*)
- Afin de se conformer au CISAF tout en ne pénalisant pas systématiquement à des niveaux élevés et en **évitant les effets de seuil**, RTE propose de faire **évoluer la valeur de k entre 0,2 et 1 en fonction du niveau de l'écart**
- Cette proposition prend concrètement la forme d'une régression linéaire (de la forme $k = a \times Ecart + b$), entre 2 valeurs de l'écart

---

Illustration avec k évoluant linéairement entre $Ecart = \frac{V_{contractualisé}}{4}$ et $Ecart = \frac{V_{contractualisé}}{2}$:



Lecture du graphe :

Lorsque $Ecart = \frac{V_{contractualisé}}{2}$:

- *k prend la valeur 1*
- *La pénalité correspond à 100% de la rémunération*

*Le volume contractualisé s'exprime bien à la maille du **périmètre complet** du TPC (et non pas d'une EDC)*

6. AOLT

Plusieurs dispositions contractuelles des contrats AOLT seront obsolètes à l'issue de l'actuel mécanisme

- Le nouveau mécanisme de capacité fera évoluer :
  - Le moyen de **financement des capacités** (*les consommations des acteurs obligés*)
  - Leur vecteur de **valorisation** (*la garantie de capacité*)

- Le nouveau cadre législatif établit à ce titre une date butoir d'application des dispositions réglementaires en vigueur. Autrement dit, une fois le nouveau mécanisme entré en vigueur, les dispositions légales permettant le financement des capacités AOLT deviendront obsolètes pour les périodes d'engagement suivantes.

- Il est donc nécessaire de modifier en profondeur les contrats en vigueur pour **assurer la pérennité de la rémunération jusqu'à la fin de la période de sécurisation.**

- Le projet de décret devrait acter la nécessité de participation des capacités lauréates aux enchères organisées par RTE et **assimile le prix garanti aux lauréats à des rémunérations couvertes par le coût du mécanisme**

- RTE a réuni le 5 décembre 2025 les titulaires d'un contrat AOLT afin de leur présenter une proposition de réintégration des contrats dans le nouveau mécanisme et initialiser les travaux d'adaptation des contrats conduits en parallèle de la concertation.

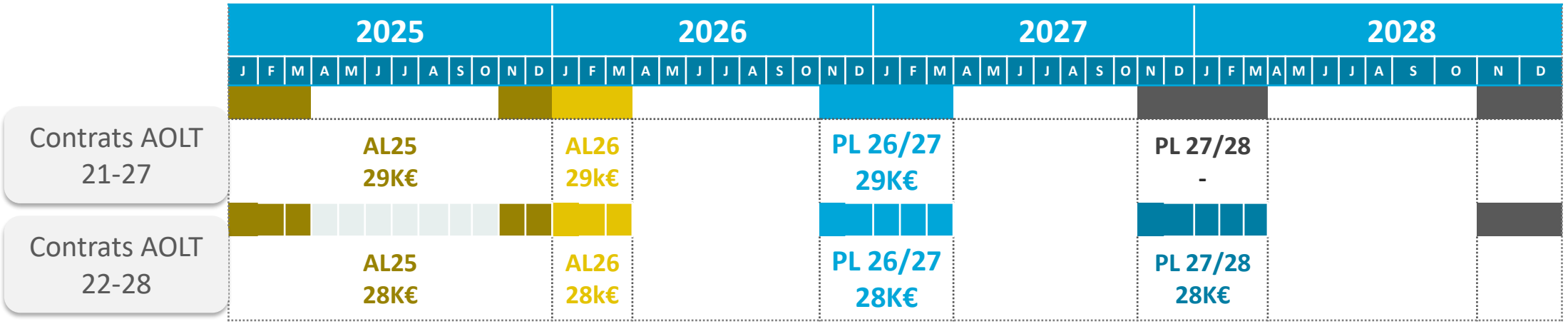
Obligation de participation au nouveau mécanisme de capacité

- Les capacités AOLT, à l'instar de toutes les capacités françaises, sont obligées de participer au mécanisme de capacité.
- L'EDC accueillant les sites lauréats du contrat AOLT sera identifié par l'acteur au moyen d'un formulaire d'identification.
- Ce formulaire comprendrait le rattachement des sites fixes qui devront être cohérent avec la liste des sites des EDC AOLT de l'AL26. Afin de pouvoir garantir dans le temps l'identification des sites lauréats de l'AOLT**, ces sites ne seraient pas détachables** de l'EDC au cours de la période de livraison.
- Dans le nouveau mécanisme le statut de **RPC sera supprimé**. En théorie, pour participer au mécanisme, les lauréats des contrats AOLT devront signer **l'accord de participation** de RTE afin de devenir Titulaire de Périmètre de Certification (TPC). RTE offrira néanmoins la possibilité de déléguer la gestion d'une EDC AOLT, le cas échéant, le **TPC mandaté devrait fournir un accord de délégation du lauréat,** dans ce cas de figure le TPC touchera l'intégralité de la rémunération AOLT (cf. Slides suivants).
- Par sa participation au mécanisme, la capacité AOLT se conformera à l'ensemble des dispositions des Règles (nouvelles plages d'engagement, délais de règlements financiers…)
- Les capacités AOLT **ne pourront participer au volume réservé aux flexibilités décarbonées**.

La certification, les modalités de participation à l'enchère et de contrôle de disponibilités s'appliquent selon le processus standard présenté en GT et décliné dans les nouvelles Règles.

Une rémunération intégrée au nouveau mécanisme

- Le prix garanti de l'AL 26 serait intégralement versé pour un service restreint au premier trimestre 2026, en conséquence :
  - Le contrat des lauréats de l'AOLT 2021/2027 sécurisera **une période de livraison** du nouveau mécanisme
  - Le contrat des lauréats de l'AOLT 2022/2028 sécurisera **deux périodes de livraison du nouveau** mécanisme



NB: ce schéma ne fait pas apparaitre l'enchère anticipée 30/31 qui interviendrait en décembre 2026. Les capacités AOLT devront participer à cette enchère selon les mêmes modalités que les autres capacités.

Un maintien d'une sécurisation prix/volume prévue par le contrat et une simplification de la pénalisation des écarts

1 Rémunération d'un TPC ayant plusieurs capacités dont une EDC AOLT

→ Rémunération versée à l'issue de la période de livraison

$$RF_{rémunération} = \sum_{EDC \notin AOLT} (V_{contractualisé}(EDC) \times Prix) + (\boldsymbol{Vcontrat_{AOLT} \times Prix_{Garanti,AOLT}})$$

- Les EDC AOLT seraient rémunérées au niveau du **volume sécurisé par le contrat** plutôt qu'au volume contractualisé de l'EDC

2 Pénalisation standard de l'écart

→ facturée en septembre PL+2

L'écart est calculé à la maille du périmètre complet du TPC

$$RF_{écart} = -(1+k) \times PRPE \times \max\left(0, \sum_{EDC} (V_{contractualisé,EDC} - V_{dispo,EDC})\right)$$

- L'écart est calculé au périmètre du TPC en comparant le volume contractualisé total au volume disponible total - ces deux termes comprenant les contributions des EDC AOLT.
- Le PRPE étant le prix moyen pondéré des rémunérations du TPC, il intégrera une composante « prix garanti AOLT » à proportion du volume contractualisé de l'EDC AOLT dans le périmètre total.

Prochaines étapes

- A l'issue du GT, RTE diffusera les nouvelles Règles du mécanisme qui intègreront, **dans les dispositions transitoires**, les modalités de participation des lauréats AOLT ;

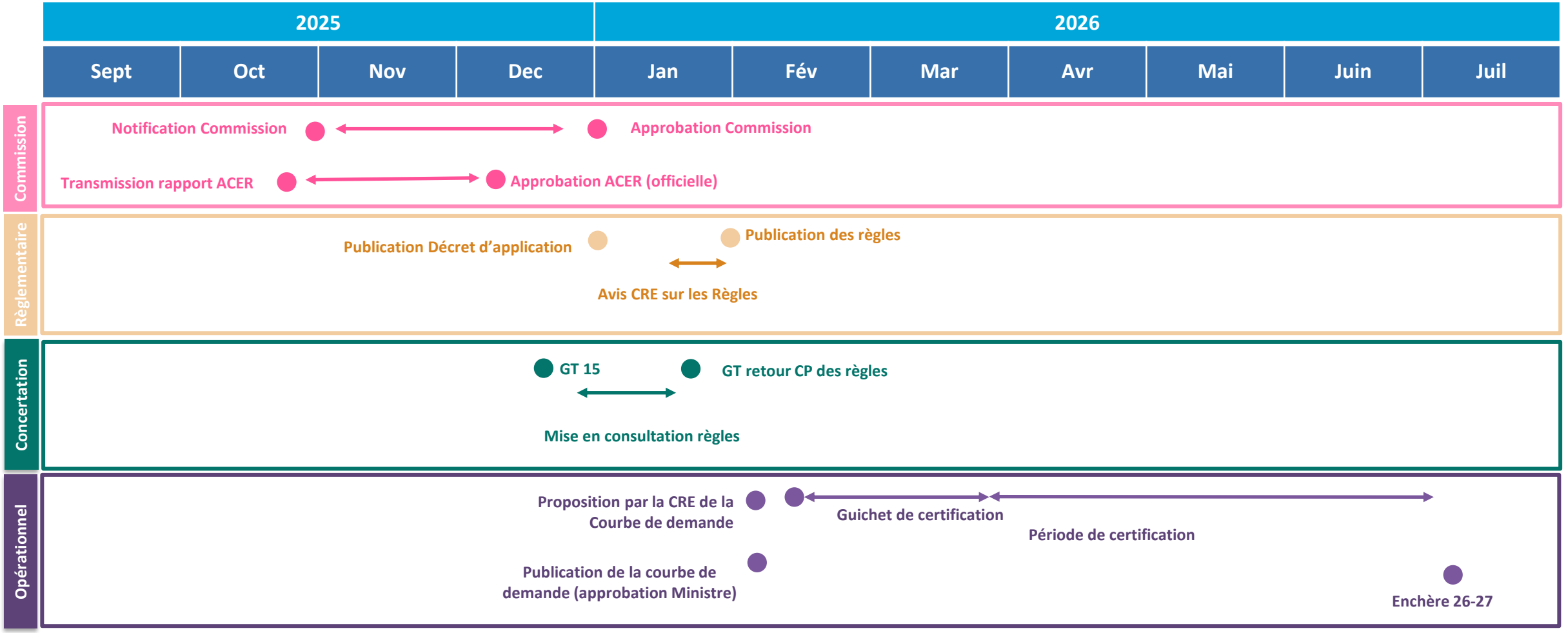
- La participation des capacités type AOLT nécessitera la signature d'un avenant au contrat AOLT ;

- Cet avenant aurait pour objet de matérialiser les engagements du lauréat au titre du nouveau mécanisme et son éligibilité aux dispositions transitoires des Règles, pour une durée déterminée.

- **En l'absence de signature de l'avenant au contrat AOLT initial dans un délai de 1 mois à l'issue de la publication des règles**, les dispositions transitoires susmentionnées ne seront pas applicables pour les Capacités concernées.

7. Planning et prochaines étapes

Planning prévisionnel de déploiement du nouveau mécanisme de capacité



- **A l'issue du GT, RTE mettra en consultation les règles du mécanisme ainsi qu'un rapport d'accompagnement. La clôture de la consultation est fixée au 12 janvier 2026 (inclus).**
- **Ce planning ne fait pas apparaitre le deuxième processus de consultation des règles permettant d'introduire les dispositions relatives au pluriannuel, et qui interviendra courant S1 2026.**

A. Annexes

Evolutions mineures de *design* depuis le GT de juillet

Synthèse de la proposition concernant les signaux des périodes de tension

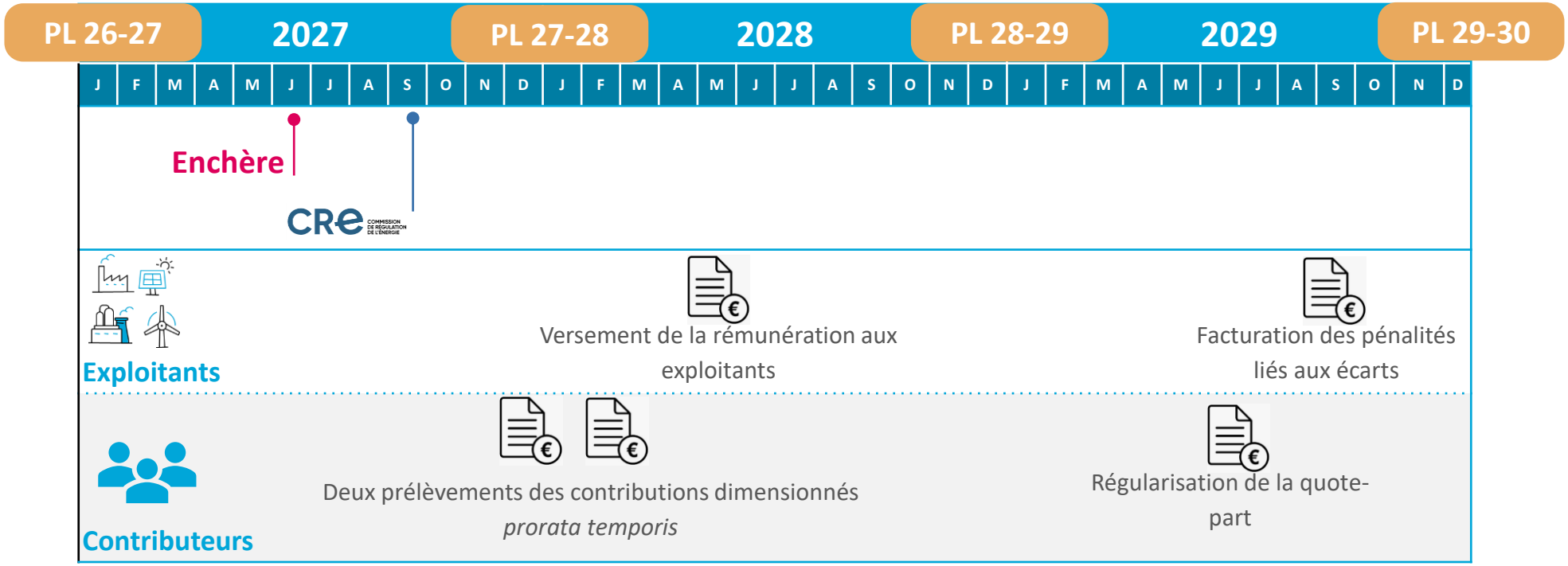
Un signal PP unique pour le contrôle des engagements de disponibilité et le calcul des contributions

Période de livraison	**1er novembre à 31 mars** (prudence par rapport aux résultats du BP)
Plage horaire	**[7h – 10h[et [17h – 20h[** (cohérence assurée avec l'interdiction de placement des heures creuses du TURPE)
Nombre de jours	**22 jours ouvrés *dont 6 tirés entre le 1er novembre et le 31 décembre*** (132 heures de tension – compatible avec la loi de finances) (Inclus les vacances scolaires)
Critère de tirage	○ **Consommation résiduelle** ○ **Signal Ecowatt Orange / Rouge dans la limite des stocks disponibles**
Temporalité du signal	**J-1 à 9h30** (hors écoWatt orange/rouge) (étude faisabilité en cours pour J-2)

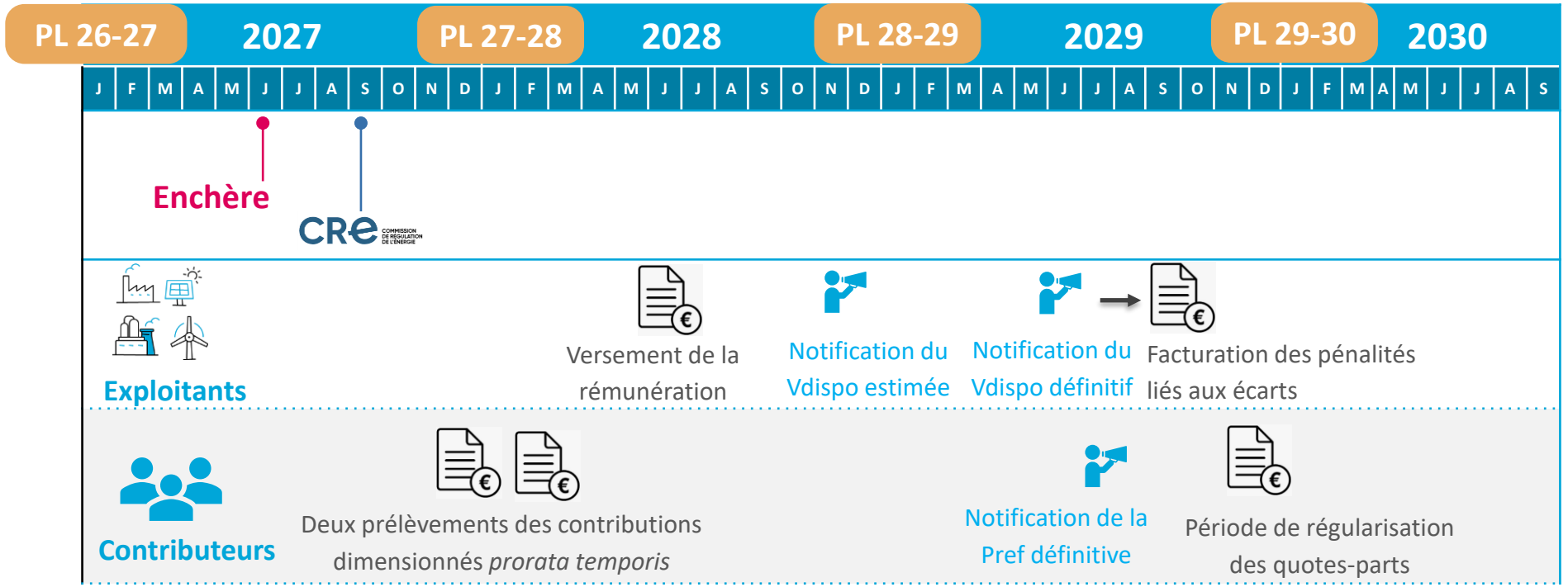
Ces paramètres auraient vocation à être revus au cours du cycle de vie du mécanisme pour tenir compte des évolutions du système électrique, par exemple tous les 5 ans au plus tard

Temporalité des flux de financement en régime nominal présentée aux acteurs en juillet (proposition initiale)

Le schéma ci-dessous présente **le régime nominal qui serait applicable à compter de la PL 27/28**



Affinement du calendrier de financement et explicitation des dates inscrites dans les règles



Échéance des notifications exploitants

- Rémunération à l'issue de la PL : 31 mai de l'Année N.
- Volume disponible estimé : 30 novembre de l'Année N.
- Volume disponible définitif : 30 juin de l'Année N+1.
- Règlements financiers associés aux écarts : 30 septembre de l'Année N+1.

Échéance contributeurs :

- Facturation partielle de la quote-part estimée (1/2) : 30 novembre N-1.
- Facturation partielle de la quote-part estimée (2/2) : 1er mars de l'année N.
- Notification des Pref définitives et du solde : 31 juillet de l'Année N+1.
- Régularisation des quotes-parts : 31 décembre N+1

Autres évolutions mineures de *design*

Quelques points de *design* ont fait l'objet d'évolutions depuis juillet, et figureront dans les règles mises en consultation à l'issue de ce GT :

- **Le seuil d'agrégation à 5 MW pour les EDC d'injection est abandonné** : l'unique seuil d'agrégation applicable à toutes les EDC sera donc 1 MW

- A la demande des acteurs, **le marché secondaire sera clôturé 7 jours après la fin de la période de livraison** : ceci entraînera un léger décalage du versement des rémunération, puisque les engagements de disponibilité seront figés plus tardivement

- Afin de faciliter l'obtention de financement par les acteurs (et par souci de lisibilité), RTE a travaillé sur un modèle de document (PDF), qui sera notifié au TPC à l'issue de chaque enchère, explicitant son **Volume Contractualisé ainsi que l'engagement de RTE à verser la rémunération qui lui est associée**