

Concertation des règles V4 du mécanisme de capacité

5ème Groupe de travail – 13/10/2021

Ordre du jour

1. **EVOLUTION DES SIGNAUX PP1/PP2** (1H)
2. **RÉDUCTION DES ITÉRATIONS AVEC TOUS LES GRD POUR LE CALCUL DU CGP** (20')
3. **DÉCLINAISON RÉGLEMENTAIRE DES MODALITÉS DE SUSPENSION DU MÉCANISME** (40')
4. **AMÉNAGEMENTS DU CALENDRIER DES RÈGLEMENTS FINANCIERS DE L'AOLT** (15')
5. **PARAMÉTRAGE DU MÉCANISME POUR LES AL 2023 ET 2024 ET RÉDUCTION DES ÉCARTS AVEC LE BILAN PRÉVISIONNEL** (40')
6. **MISE À JOUR DU CRITÈRE DE SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EN APPLICATION DU CLEAN ENERGY PACKAGE** (20')



1

Signaux PP1/PP2

Rappel du plan de travail

GT2	• RTE prévoit de présenter différents scénarios de répartition des jours PP1 sur l'année de livraison : par mois, par période (janvier/février - mars/novembre - décembre), par trimestre, avec des variantes permettant une libre répartition pour une partie des jours, en faisant apparaitre grâce à des analyses en univers certain :
	  • La réduction de variabilité apportée pour les Acteurs Obligés.
	  • La pertinence pour le système, via l'étude d'indicateurs sur la couverture des jours de plus forte consommation et de défaillance.
	• Les jours PP1 étant PP2, RTE a aussi étudié les impacts de ces scénarios sur la disponibilité des exploitants.

GT3	• RTE propose d'étudier la pertinence des tirages des jours PP2 non PP1 en regardant s'ils ont permis de cibler des jours de tension que le signal consommation n'aurait pas pu couvrir. • RTE propose aussi d'instruire la possibilité de trouver un compromis permettant de converger vers un signal PP*. Les questions du nombre de jours, de la plage horaire et du critère de tirage seront abordées, toujours sur des analyses en univers certain.

GT5	• RTE poursuivra avec des analyses en univers incertain pour les scénarios retenus à l'issue du GT2 afin de :
	  • Affiner les résultats du GT2 sur la couverture des jours de plus forte consommation.
	  • Etudier le risque de vidage des stocks induit par l'univers incertain.
	  • Déterminer le choix final du scénario de répartition des jours PP, ainsi que le nombre de jours laissés libres le cas échéant.
	• RTE profitera également de ce GT pour faire une conclusion d'ensemble en intégrant les conclusions du GT3.

Rappel des scénarios de répartition des jours PP1 (GT 2)

Rappels

➔ Lors du GT 2 (16/06), RTE avait présenté plusieurs scénarios de répartition des jours PP1. Sur la base d'analyses en univers certain, 3 scénarios présentaient un bon compromis entre la réduction de la variabilité de l'obligation de chaque Acteur Obligé et la couverture des jours de plus forte consommation.

➔ **RTE avait indiqué que des analyses en univers incertain** devaient être menées afin de disposer de tous les éléments permettant de choisir le scénario de répartition des jours PP1. Ces analyses ont été réalisées sur la base de 50 scénarios issus des études du Bilan Prévisionnel.

Scénario	Définition	Réduction de la variabilité de l'obligation par AO	Couverture des jours de plus forte consommation (en univers certain – GT2)
Scénario 1 – nombre de jours / trimestre	T1 : 11, T4 : 4	90 %	80 %
Scénario 1 bis – nombre de jours / trimestre + nombre de jours libres	T1 : 7, T4 : 3, 5 jours libres	45 %	87 %
Scénario 2 bis – nombre de jours / période + nombre de jours libres	Janv/fev : 7 ; Dec : 3 5 jours libres	47 %	87 %

Précisions des scénarios 1 bis et 2 bis

Précisions

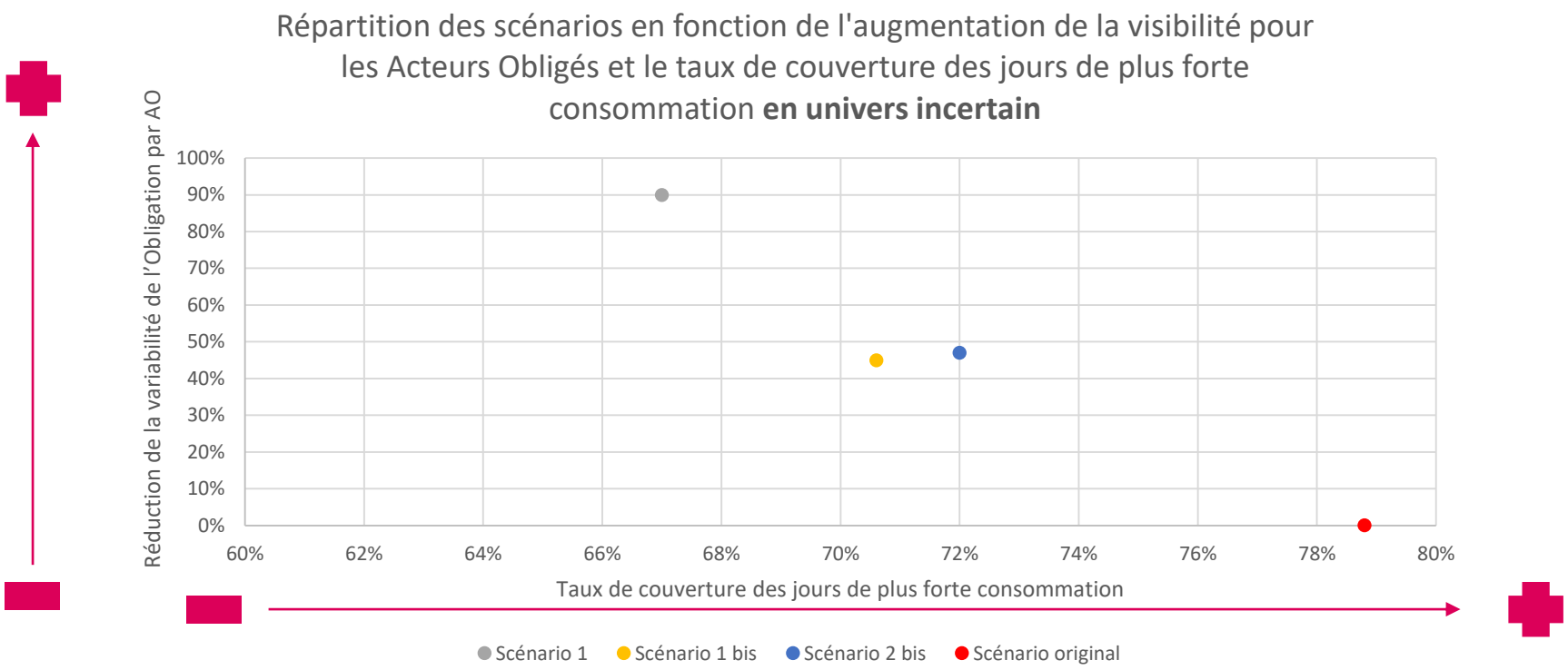
Les scénarios 1 bis et 2 bis ont été précisés. Ils prévoient le tirage de 10 à 15 jours PP1 qui se répartissent de la façon suivante :

- Au moins 7 jours sur le début de l'AL :
  - Janvier à mars pour le scénario 1bis
  - Janvier/février pour le scénario 2bis
- Au moins 3 jours sur la fin de l'AL :
  - Novembre/décembre pour le scénario 1bis
  - Décembre pour le scénario 2bis

Le scénario 2bis se différencie du scénario 1bis par le tirage du nombre de jours minimum sur les mois dits de plus forte consommation (janvier, février, décembre).

A noter que les 0 à 5 jours constituent le stock libre qui peut se placer sans contrainte sur l'AL.

Mise à jour de la comparaison graphique des scénarios de tirage des jours PP1 (GT 2)

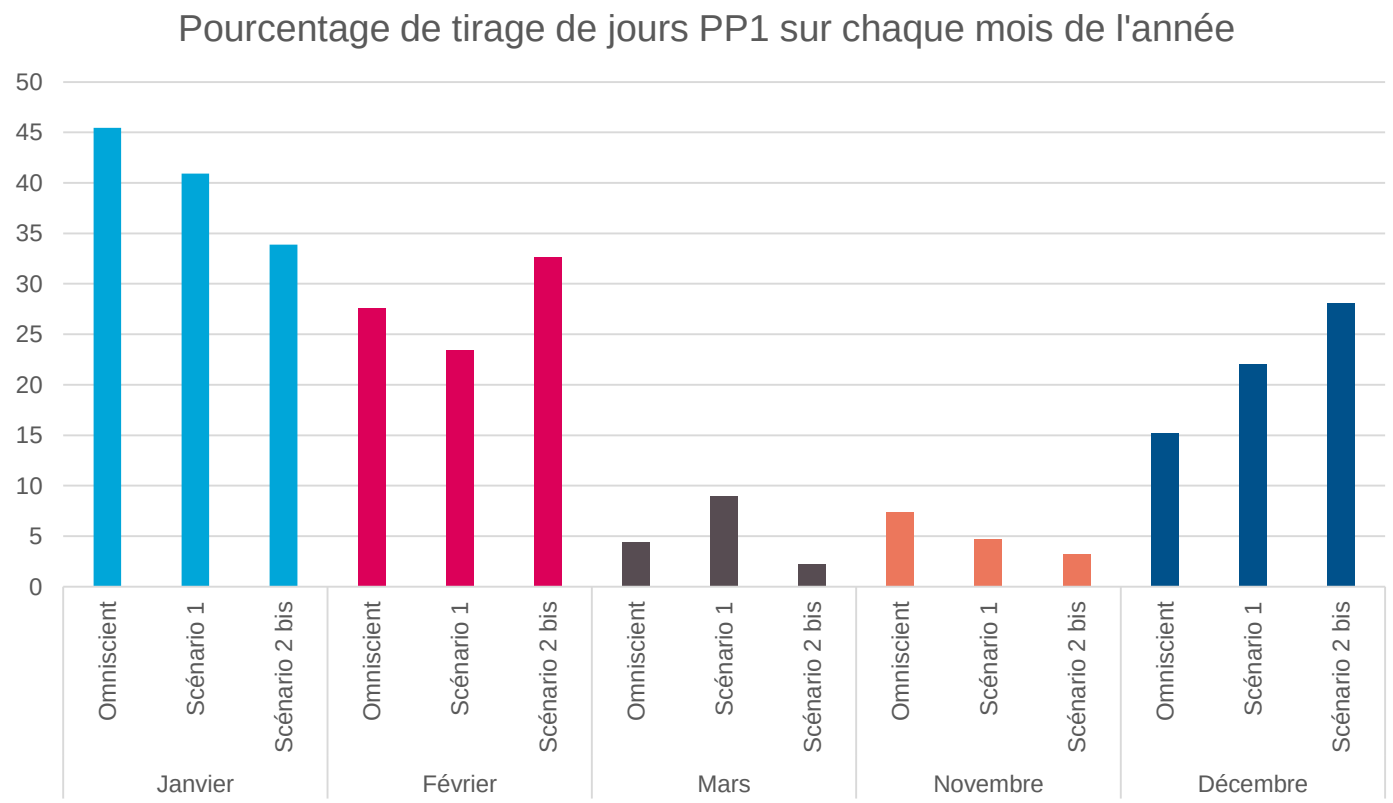


Analyse des résultats

Le scénario 1 se départage des scénarios 1 bis et 2 bis avec une couverture des jours de plus forte consommation légèrement plus faible et une réduction de la variabilité bien supérieure.

Le scénario 2 bis est légèrement meilleur que le scénario 1 bis dans la mesure où il permet i) de couvrir légèrement plus de jours de plus forte consommation et ii) de réduire un peu plus la variabilité de l'obligation par AO .

Répartition moyenne des tirages sur les différents mois



Analyse des résultats

Les résultats précédents sont complétés par une analyse de la répartition des jours PP1 sur les différents mois de l'année de livraison en fonction des scénarios.

Le scénario 1 présente une répartition des tirages la plus proche d'une répartition théorique basée sur une vision omnisciente des jours de plus forte consommation sur tous les mois à l'exception du mois de mars.

Propositions sur les jours PP1

Proposition RTE

➔ Au vu des résultats, RTE propose de retenir le scénario 1 pour la répartition des jours PP1, à savoir :
  ➔ 11 jours PP1 sur le 1er trimestre (janvier, février, mars)
  ➔ 4 jours PP1 sur le 4ème trimestre (novembre, décembre)

➔ Cela signifie également que désormais 15 jours PP1 seront systématiquement tirés sur chaque année de livraison.

➔ Une mise à jour de la note publique et des règles à l'article A.1.1 est prévue pour décrire les règles de répartition des jours PP1.

➔ La mise en œuvre est proposée dès AL 2022 car l'évolution ne vient pas modifier les prévisions d'obligation réalisées ex ante par les Acteurs Obligés mais diminuer l'incertitude et la variabilité autour de cette dernière.

Rappel des discussions sur les critères de tirage des jours PP2 hors PP1 (GT 3)

Rappels

➔ Lors du GT 3 (08/07), RTE avait présenté les différents critères de tirage des jours PP2 non PP1. RTE a retenu :
- ➔ La suppression du critère prix spot car il est trop dépendant de la volatilité des marchés de l'énergie. D'ailleurs, au vu de l'évolution des prix sur le marché spot, ce critère sera supprimé dès le 01/11/2021,
- ➔ Le remplacement du critère consommation résiduelle par le critère consommation,
- ➔ Le maintien d'un critère décision opérationnelle qui se fonde sur une étude d'équilibre offre-demande pour évaluer la tension sur le système électrique, en particulier le déficit de marges et la possibilité de recourir à des moyens post-marché (en cohérence avec le signal Ecowatt).

➔ En résumé, la proposition de RTE est de retenir les critères suivants pour le tirage des jours PP2 non PP1 :

Critère consommation

Critère décision opérationnelle (aligné avec le signal Ecowatt en cas d'alerte sur l'EOD)

➔ Par souci de cohérence, le critère décision opérationnelle est aligné sur le signal Ecowatt. L'information n'étant disponible que tardivement, l'heure de notification des jours PP2 non PP1 ne pourra pas être avancée et restera en J-1 au plus tard à 19h.

Rappel des discussions sur l'opportunité de fusionner les jours PP1 et PP2 (GT 3)

Rappels

- ➔ RTE avait présenté qu'un nombre de 20j PP2 par année de livraison permettait de trouver un bon compromis entre i) la couverture des heures de défaillance, ii) la valorisation des exploitants pour leur contribution à la réduction de la défaillance et iii) la possibilité de simplifier les signaux en ayant une convergence des tirages PP1 et PP2.
- ➔ Cette proposition était faisable à condition de maintenir la contribution des effacements implicites à 150h environ maximum, soit en réduisant la plage horaire des jours PP1/PP2 à 8h/jour.

- ➔ Des retours reçus, la modification de la plage horaire aurait de fortes implications contractuelles, tant sur le volet certification (nécessité de refaire signer les mandats entre le titulaire d'EDC et les exploitants des sites, modification de la disponibilité des capacités) que sur le volet obligation (modification des prévisions d'obligation).
- ➔ Afin d'éviter tout impact opérationnel négatif, une telle mise en œuvre ne pourrait se faire qu'à partir d'AL 2025.

Proposition RTE

- ➔ Au vu des problématiques remontées pour les années de livraison jusqu'à 2025, RTE note que la fusion complète des jours PP1 et PP2 serait plus un vecteur de complexité que de simplification pour les acteurs.
- ➔ RTE propose donc de garder une distinction entre les jours PP1 et PP2. En particulier, RTE propose de retenir 15 jours PP1 en cohérence avec le scénario 1 de répartition choisi, et ainsi 15 à 25 jours PP2.

Propositions sur les jours PP2

Proposition RTE

➔ RTE propose de ne pas ajouter de répartition T1/T4 pour les jours PP2 non PP1 : 0 à 10 jours PP2 non PP1 peuvent être tirés indifféremment sur les mois de janvier, février, mars, novembre et décembre. Cette liberté de placement des jours PP2 non PP1 permet de cibler les jours de défaillance qui ne l'auraient pas été par les seuls jours PP1.

➔ En outre, les jours PP1 étant également des jours PP2 :
- ➔ 11 jours PP1/PP2 sur le 1er trimestre (janvier, février, mars)
- ➔ 4 jours PP1/PP2 sur le 4ème trimestre (novembre, décembre)

➔ Cette proposition respectera la contrainte de 25% maximum de jours PP2 sur les mois de mars et novembre.

➔ Une mise à jour de la note publique est prévue pour décrire de façon transparente les critères de tirage des jours PP2 : consommation et décision opérationnelle (en cohérence avec le signal Ecowatt et les risques identifiés sur l'EOD).

➔ Par cohérence avec les jours PP1, l'application de cette évolution serait pour l'AL 2022. De la même façon, cela ne devrait pas modifier significativement les niveaux de certification certifiés mais en diminuer leur variabilité.

➔ Néanmoins, si des acteurs identifient le besoin d'effectuer des rééquilibrages suite à la modification de ces règles de répartition, alors ils seront gratuits à condition i) d'en faire la demande justifiée à RTE et ii) de déposer cette demande sous 1 mois après l'approbation des règles v4 .

Synthèse des propositions

	Jours PP1	Jours PP2
Répartition sur l'année	**Meilleure répartition des jours PP1.** ➔ Évolution de la note publique. ➔ Application **AL 2022.**	**Meilleure répartition des jours PP1/PP2** ➔ Application **AL 2022.** *Pas de changement sur la contrainte de 25% ni sur la répartition des jours PP2 non PP1.*
Transparence sur les critères de tirage	*NA pas de besoin remonté*	Transparence partagée sur les critères de tirage des jours PP2 non PP1. **Simplification et rapprochement des critères avec ceux des jours PP1.** ➔ Evolution de la note publique. ➔ Application **AL 2022.**
Heure de notification	En cours d'instruction, l'évolution sera communiquée dans les meilleurs délais	*En gardant le critère de décision opérationnelle, pas de changement de l'heure de notification.*
Plage horaire	*Pas de changement au vu des fortes implications contractuelles*	
Nombre de jours	**Tirage de 15 jours PP1 exactement** ➔ Application **AL 2022.**	**Tirage de 15 à 25 jours PP2** ➔ Application **AL 2022.**
Fusion PP1/PP2	**Rapprochement des signaux PP1/PP2** pour assurer une meilleure lisibilité du mécanisme ➔ Application **AL 2022.**	



2

Réduction des itérations pour le calcul du CGP

Réduction des itérations avec tous les GRD pour le calcul de l'obligation (CGP)

Rappels

➔ Dans le chapitre 8 du REX MECAPA, il a été montré que les nombreux échanges de données entre RTE et les GRD pour le calcul de l'obligation sont source de complexité et de lourdeur opérationnelle.

➔ En GT 1, suite aux retours à l'appel à contribution, RTE a proposé de faire évoluer les règles pour simplifier la remontée des données GRD dans le cadre du calcul du CGP. Afin d'être source de simplification, RTE a proposé de garder une approche sur un seuil en nombre de clients pour distinguer les GRDs qui seront toujours soumis à cette obligation de données. Il avait été précisé qu'une analyse d'impact serait effectuée pour choisir entre un seuil de 100 000 clients ou un seuil d'1M clients.

- En amont de cette analyse d'impact, Enedis a réalisé une étude afin de vérifier la pertinence de conserver un calcul de CGP dans le cadre du calcul de l'obligation dans la mesure où 70% des consommations profilées sont traitées en profilage dynamique depuis juillet 2018 et 80% depuis juillet 2020.

  ➔ En étudiant les évolutions du calcul du CGP sur les AL 2017 à 2020, aucune tendance claire n'a pu être mise en évidence, le CGP étant calculé plus ou moins proche de la valeur -1 en fonction des AL, sans lien avec le passage en profilage dynamique. Ainsi la suppression du CGP pourrait entrainer un impact sur la puissance de référence France de plus ou moins quelques centaines de MW en fonction des années.

Réduction des itérations avec tous les GRD pour le calcul de l'obligation (CGP)

- Ces analyses ont été complétées par une analyse d'impact concernant le choix du seuil en nombre de clients pour distinguer les GRD soumis à l'obligation de remontée des données.

  ➔ Comme indiqué dans l'appel à contribution, le choix du seuil de 100 000 clients présenterait un impact d'environ 30 MW sur la puissance de référence France.
  ➔ En revanche, se restreindre uniquement aux GRD de plus d'1M de clients pourrait représenter un impact de 50 MW à 200 MW sur la puissance de référence France en fonction des années.

Proposition

En accord avec Enedis, RTE propose de garder le calcul du CGP car sa suppression semble prématurée au vu des analyses à disposition.
En revanche, RTE et Enedis proposent de mettre à jour régulièrement cette étude de façon à proposer la suppression du CGP dès que cela sera possible. A noter qu'à l'horizon 2025, le CGP devrait pouvoir être supprimé.

Aussi, au vu des analyses d'impact, RTE propose de réduire l'obligation de remonter les données pour le calcul du CGP aux GRD de plus de 100 000 clients.



3

Déclinaison réglementaire des modalités de suspension du mécanisme de capacité

Rappel du cadre réglementaire

Le Règlement 2019/943 « Electricité » et l'article L.335-2 du code de l'énergie, qui le transpose, organisent les modalités de « phase-out » – c'est-à-dire de suspension et de suppression – du mécanisme de capacité.

En pratique, le phase-out du mécanisme pour une AL *n* ne peut intervenir que :

- si la possibilité de certification pour l'AL *n* n'a pas encore été ouverte (donc seulement à compter d'AL 2025);
- et si ni le Bilan prévisionnel pluriannuel de RTE, ni l'*European Resource Adequacy Assessment* (ERAA) réalisé par ENTSO-E n'ont identifié de difficultés d'adéquation des ressources en l'absence de mécanisme de capacité pour cette AL *n*.

La suspension vaut pour une AL donnée aussi longtemps qu'aucune difficulté d'adéquation n'est identifiée.

La succession de trois années de suspension consécutives (ex : suspension du mécanisme pour les AL27, 28 puis 29) déclenche un processus de réévaluation du dispositif : le Gouvernement adresse au Parlement un rapport évaluant la mise en œuvre du mécanisme par rapport à la persistance d'une difficulté d'adéquation et proposant une recommandation quant au maintien ou la suppression du mécanisme.

➔ La suppression définitive du mécanisme requérant l'adoption d'une loi abrogeant le mécanisme d'obligation de capacité, les modalités concrètes de suppression du mécanisme auront vocation à être définies par le Parlement au travers de cette loi : les modalités à décliner dans les règles v4 se limitent donc aux situations de suspension temporaire du mécanisme.

Notion de « difficulté d'adéquation »

- La suspension du mécanisme de capacité est conditionnée à l'identification (ou non) d'une difficulté d'adéquation des ressources. Cette notion est évoquée par le Règlement européen et par le code de l'énergie mais n'est pas précisément définie.
- Les retours de l'appel à contributions suggèrent de fonder cette notion sur le référentiel utilisé par l'étude nationale d'adéquation (i.e. le Bilan prévisionnel).
- Pour rappel, conformément aux exigences du Règlement européen et de l'ACER (décision du 2 octobre 2020), le Bilan prévisionnel intègre depuis son édition 2020 une analyse d'adéquation des ressources en l'absence de mécanisme de capacité incluant notamment une étude de viabilité économique de certaines filières de semi-base/pointe, pour assurer la cohérence avec la méthodologie qui sera utilisée par l'ERAA.

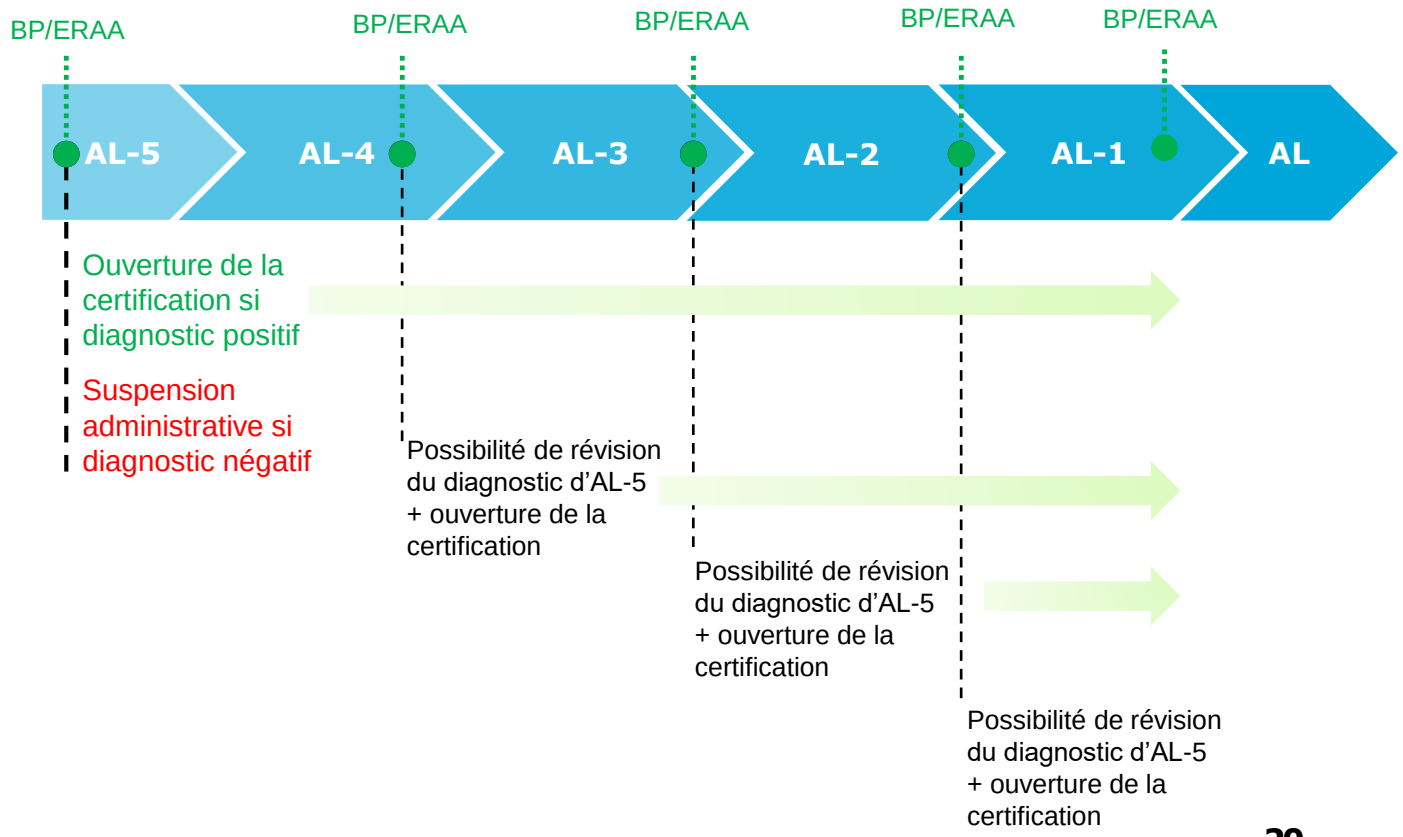
Compte-tenu des retours des parties prenantes à l'appel à contributions, RTE propose donc d'inscrire le processus de suspension dans le chapitre 3 « Dispositions générales » des Règles, en retenant la notion de difficulté d'adéquation des ressources comme « *l'absence ou le très faible volume de marges de capacité par rapport au critère réglementaire de sécurité d'approvisionnement* **», en cohérence avec l'analyse conduite au sein du Bilan prévisionnel** (cf. chapitres 5 « Diagnostic d'équilibre offre-demande » et 6 « Analyse de viabilité économique » du Bilan prévisionnel 2021).

Temporalité du diagnostic motivant la suspension

La suspension du mécanisme pour une AL ne peut pas intervenir si la certification pour cette AL a déjà été ouverte. Les règles du mécanisme de capacité prévoyant, en régime nominal, l'ouverture de la certification pour une AL à partir du 1er janvier AL-4, le mécanisme ne pourra donc être suspendu pour cette AL que sur la base du diagnostic d'équilibre offre-demande posé par le Bilan prévisionnel ou l'ERAA d'AL-5.

Dans ce cas, le ministre chargé de l'énergie suspend par arrêté l'application du mécanisme. Cette suspension vaut aussi longtemps qu'aucune difficulté d'adéquation n'a été identifiée par les études d'adéquation ultérieures. Celles-ci peuvent ainsi réviser le diagnostic et déclencher l'ouverture de la certification pour l'AL considérée dans des délais plus restreints.

A noter que, la certification étant déjà ouverte pour les AL 2023 et 2024, le code de l'énergie a prévu un régime spécifique pour ces AL, ne permettant leur suspension qu'en l'absence de difficulté d'adéquation identifiée avant le 31 décembre AL-1. Dans ce cadre, le Bilan prévisionnel 2021 a bien identifié une telle difficulté d'adéquation et justifié le maintien du mécanisme pour ces AL.



Différence de diagnostics entre le Bilan prévisionnel et l'ERAA

L'article 24(3) du Règlement 2019/943 prévoit que, lorsque l'étude nationale d'adéquation (le Bilan prévisionnel) aboutit à un diagnostic différent de celui de l'ERAA, l'Etat doit soumettre le Bilan prévisionnel à l'ACER, en explicitant les motifs de ces divergences. L'ACER émet sous deux mois une opinion dont l'Etat doit (i) tenir compte et, le cas échéant, modifier le Bilan en conséquence ou (ii) justifier de manière détaillée son choix de ne pas le faire.

La certification démarrant en régime nominal au 1er janvier AL-4, ces délais supplémentaires pourraient aboutir à retarder l'ouverture de la certification dans le cas où le Bilan prévisionnel serait publié après début novembre AL-5.

Afin d'encadrer cette situation au sein des règles, RTE propose de lier la date d'ouverture de la certification et la date de publication de l'opinion de l'ACER – si elle est positive – ou de la décision de l'Etat de ne pas tenir en tenir compte si elle est négative. RTE informera les acteurs en conséquence.



Conséquences de la suspension sur le mécanisme de capacité lui-même

La suspension du mécanisme de capacité entraîne la suspension pour l'année de livraison considérée de l'intégralité des processus et obligations prévus par les règles.

En pratique, pour cette AL:

☒	✓
• il n'est procédé à aucune certification de capacités (à l'exception des capacités lauréates de l'AOLT) • aucune garantie de capacité n'est délivrée • aucune enchère n'a lieu et aucun échange n'est possible • aucune obligation n'est calculée (sous réserve des besoins du fonds AOLT) • aucun règlement financier n'a lieu	• les jours PP* continuent d'être tirés

En revanche, les processus et obligations prévus par les règles (certification, remontées des données, etc.) pour les AL pour lesquelles le mécanisme de capacité n'a pas été suspendu continuent à s'appliquer, même s'ils se déroulent durant l'AL suspendue.

Fonctionnement de l'AOLT en mode dégradé en cas de suspension

L'article L. 335-2 du code de l'énergie prévoit que la suspension du dispositif s'effectue sans préjudice de l'exécution des contrats déjà conclus à la date de la décision de suspension ni de l'obligation pour les acteurs obligés de contribuer au financement de ces contrats.

En cas de suspension du mécanisme pour une AL donnée, les contrats conclus avec les lauréats au titre de l'AOLT, dont la période de sécurisation peut comprendre l'AL concernée, continuent à s'appliquer, ainsi que l'obligation faite aux acteurs obligés de contribuer au fonds AOLT.

Néanmoins, les obligations et processus inhérents au mécanisme ne s'appliquant plus, RTE propose de détailler dans les règles l'impact d'une période de suspension sur l'AOLT et son fonctionnement en mode dégradé. En particulier, la suspension du mécanisme implique l'absence d'enchères, donc de PREC, qui sert de référence de prix pour le contrat pour différence avec le prix garanti dont bénéficient les lauréats.

RTE propose que **la certification reste possible pour les capacités lauréates de l'AOLT sur toute AL suspendue faisant partie de la période de sécurisation**. Pour cette AL, le tirage des jours PP2 ne concerne que ces capacités lauréates, qui sont donc les seules à se voir calculer un NCE.

Concernant la contribution des acteurs obligés, RTE propose que **les jours PP1 continuent d'être tirés et l'obligation théorique d'être calculée mais aucune obligation concrète de couverture n'est imposée** : l'obligation sert uniquement à la détermination de la contribution de chaque acteur obligé au fonds AOLT, de façon similaire aux conditions actuelles.

En l'absence d'enchères – donc d'un PREC – pour cette AL, le prix garanti des lauréats est intégralement couvert par le fonds AOLT.



4

Aménagements du calendrier des règlements financiers de l’AOLT

Aménagements du calendrier applicable aux acteurs obligés

Les Règles fixent au 31 décembre AL+1 la date limite de mise à disposition de l'obligation estimée (5.2.2), sur la base de laquelle la contribution de chaque acteur obligé au fonds AOLT est calculée.

RTE est parallèlement tenu de notifier aux acteurs obligés leur éventuelle contribution au fonds AOLT avant la date limite de notification du complément de rémunération (10.3.3.1), celle-ci étant fixée au plus tard 10 jours ouvrés après la date de la dernière enchère avant AL (5.6.3), soit par exemple le 24 décembre pour l'année 2021.

En l'état des règles, RTE peut donc – dans le cas d'une mise à disposition tardive de l'obligation AL-2 estimée – être conduit à notifier aux acteurs obligés leur contribution alors que leur obligation estimée n'a pas été calculée.

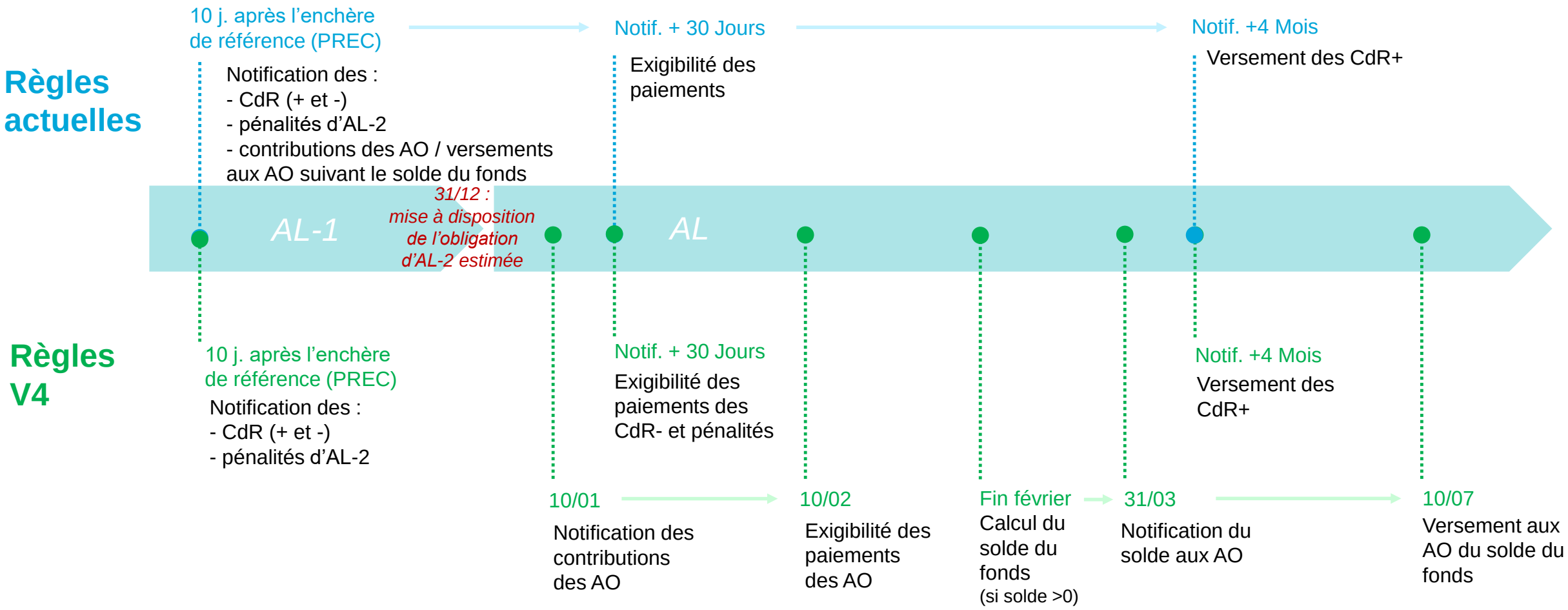
Afin de pouvoir notifier aux acteurs obligés leur contribution sur la base de leur obligation estimée, RTE propose donc de fixer la date de notification des contributions des acteurs obligés non plus 10 jours ouvrés après la dernière enchère avant AL mais au 10 janvier AL.

Cela impliquerait l'aménagement calendaire suivant :

- Le versement de leurs contributions serait toujours exigible sous un Mois mais décalé au 10 février AL.
- Fin février, RTE calculera le solde du fonds AOLT. S'il est positif, le versement du solde, actuellement réalisé quatre mois après la notification du complément de rémunération, serait aligné sur le règlement des écarts positifs au titre du mécanisme de capacité, au 10 juillet. Il serait néanmoins notifié au plus tard au 31 mars.

Les échéances liées aux lauréats (exigibilité des compléments de rémunération négatifs et pénalités dues au titre d'AL-2, versement des compléments de rémunération positifs) ne seraient pas affectés.

Aperçu général du calendrier aménagé





5

Réduction des écarts entre le BP et le mécanisme de capacité

Impact de l'évolution des contributions transfrontalières

- Pour rappel, le calcul des contributions transfrontalières dépend : i) de la capacités des ouvrages aux interconnexions et ii) des marges disponibles sur les parcs à l'étranger.

- En application des règles actuelles, à l'article B.1.5.5, ces contributions transfrontalières (qui constituent un maximum pour la certification) sont fixées à l'ouverture des échanges. Les niveaux de certification peuvent être mis à jour, dans la limite des contributions transfrontalières selon les variations de la disponibilité des interconnexions uniquement.

- Il n'est alors actuellement pas possible d'adapter les valeurs des contributions transfrontalières lorsque : i) une mise en service d'une interconnexion interviendrait plus tôt que prévu par le Bilan Prévisionnel (ex : IFA 2) ou ii) la disponibilité des parcs à l'étranger évoluerait à la baisse ou à la hausse.

- L'impossibilité de mettre à jour ces contributions transfrontalières conduit le cas échéant à un écart entre les marges vues du mécanisme de capacité et le diagnostic de sécurité d'approvisionnement vu du BP et ainsi ne permet pas de renvoyer les bonnes incitations sur le marché de capacité.

- Les précédents exercices ont pu montrer que ces écarts peuvent être conséquents :

  - L'exercice du paramétrage de l'AL 2023 permet une mise à jour des contributions transfrontalières de +1,9 GW par rapport aux valeurs actuellement dans les règles, fixées au moment du Bilan Prévisionnel 2019.

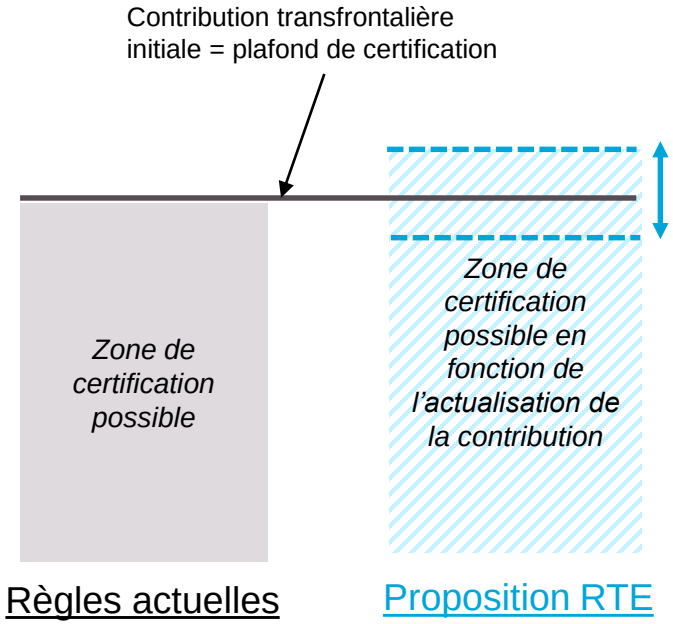
  - Ceci est cohérent avec le chapitre 4 du REX qui présente des variations jusqu'à +2 GW pour les AL 2021 et 2022 entre les valeurs fixées plusieurs années en amont et les valeurs établies avant le démarrage de l'AL.

Réduction des écarts entre les marges vues du BP et celles vues du mécanisme de capacité

Proposition RTE

- ➔ Afin de traduire une vision cohérente des marges sur le marché de capacité avec le diagnostic de sécurité d'approvisionnement, RTE propose la possibilité de mettre à jour les contributions transfrontalières, après l'ouverture des échanges, et avant le 31/10/AL-1 (en amont de l'enchère de référence).
- ➔ Cette proposition pourrait s'appliquer à partir de l'AL 2023.
- ➔ Cette évolution impliquerait une modification de l'article B.1.5.5 des règles du mécanisme de capacité et de l'article R.335-9 du code de l'énergie.
- ➔ A noter que cette proposition de mise à jour des contributions transfrontalières n'implique pas de modifier le coefficient de sécurité.

Pour une frontière donnée :



Rappels

$$C_{sécurité} = \frac{\textbf{Certification du parc ajusté (à 3 heures)}}{\textbf{Puissance de référence (à Text)}}$$

Avec Certification du parc ajusté à 3h = Certification du parc français + Contributions transfrontalières + Marges (par rapport à 3h)

Next steps

PROCHAIN GT FIN OCTOBRE / DÉBUT NOVEMBRE :

1. Synthèse des évolutions convergées sur les GT 2 à 5
2. Discussions autour du timing d'ouverture des échanges pour les AL 23/24

PLUSIEURS MISES EN CONSULTATION À VENIR :

1. Rapport d'accompagnement sur les évolutions réglementaires des règles v4
2. Rapport sur le paramétrage des AL 23/24
3. Rapport sur le prix administré pour les AL 23/24
4. Rapport sur la mise à jour du critère de sécurité

Merci pour votre attention