1er juin 2018

# GT « Certification, évolutions et contrôle des capacités »

# Rappel sur le programme des GT

**1**

- *GT relatif à l'obligation de capacité* : 16 mai 2018.
- *GT relatif à la certification, aux évolutions et au contrôle des EDC* : 1er juin 2018.
- *GT relatif aux capacités intermittentes, aux capacités sous OA et aux nouvelles flexibilités* : **décalage au 15 juin 2018 (initialement prévu le 14 juin)**.
- *GT relatif aux échanges sur le marché de capacité et à la clause de revoyure* : 28 juin 2018.

**2**

- *GT relatif à la traduction dans les règles des dispositions du nouveau décret relatives aux participations XB* : programmé dès qu'une 1ère version du décret sera rendue publique.
- *GT relatif à la traduction dans les règles des dispositions du nouveau décret relatives à la contractualisation pluriannuelle* : programmé dès qu'une 1ère version du décret sera rendue publique.

**3**

- *GT trans-mécanismes sur les effacements de consommation* : 29 mai 2018.

# Rappel sur le processus de consultation

- Comme pour le précédent GT relatif à l'obligation de capacité, des questions à destination des acteurs sont insérées dans cette présentation.
- Suite au 3e GT (15 juin), RTE publiera un document global de consultation reprenant l'ensemble des questions (elles pourront être amendées à la marge).
- RTE divisera la consultation en deux parties (une première portant sur les trois premiers GT, une seconde portant spécifiquement sur le REX relatif aux échanges sur le marché de capacité).
- Aucun retour formel n'est attendu entre les GT.

# PLAN DE LA PRESENTATION

1. Certification des capacités
    a. Processus de demande de certification
    b. Seuils et paramètres
    c. Tunnel de certification
2. Evolutions des entités de certification
    a. Changements de titulaire d'EDC et changements de RPC
    b. Coût des rééquilibrages
    c. Transparence – Registre des capacités certifiées
3. Collecte et contrôle des entités de certification
    a. Collecte des paramètres de certification
    b. Cadre relatif aux contrôles (notamment tests d'activation)
    c. Niveau de capacité effectif



1

# Certification des capacités

# Rappel sur les dates limites de certification à venir

## Dates limites de certification en 2018 pour les AL 2019 à 2022

- RTE souhaite profiter de ce GT pour rappeler que le 31 octobre 2018 est la date limite de certification pour :
  - les capacités d'effacement pour l'AL 2019 ;
  - les capacités de production existantes en service pour les AL 2019, 2020, 2021 et 2022 ;
  - les capacités de production en projet pour l'AL 2019.

1.a

# Processus de demande de certification

# Modification exceptionnelle des processus de certification (1/2)

**Article 7.4.2.4 des règles : « *Révision exceptionnelle des dates limites de demande de certification sur proposition de RTE* »**

« *RTE peut proposer à la CRE et au ministre chargé de l'énergie une révision exceptionnelle de la date limite de demande de certification relative à certaines capacités pour l'année de livraison AL. Cette révision ne peut conduire qu'à repousser la date limite initiale de demande de certification, et non à l'avancer. Pour être valable pour l'année de livraison AL, la nouvelle date limite de demande de certification doit être approuvée par le ministre en charge de l'énergie, après avis de la CRE, avant la date limite initiale de demande de certification.* »

- Pour l'AL 2018, RTE a ainsi envoyé un courrier au Ministre et à la CRE afin de demander un décalage de 15 jours de la date limite de certification des effacements en raison des contraintes particulières de l'AOE 2018.
- Pour les AL 2017 à 2021, les dates limites de certification des capacités de production ET d'effacement avaient aussi été modifiées dans le contexte particulier de l'enquête approfondie : cette modification est passé via une révision des règles (introduction de dispositions transitoires). C'est pour prévenir ce type de situation que l'article 7.4.2.4 a été introduit.

# Modification exceptionnelle des processus de certification (2/2)

- Fin 2016, la conjonction de deux évènements particuliers (conclusion de l'enquête approfondie sur le mécanisme de capacité + décalage dans le temps des résultats de l'AOE) ont conduit, en outre, à proposer dans le cadre des dispositions transitoires pour l'AL 2017 un processus exceptionnel, simplifié et accéléré de certification des effacements.
- Ceci amène à s'interroger sur la flexibilité des règles face à certains évènements inhabituels.

1 → **Selon vous, serait-il approprié d'étendre le cadre d'application de l'article 7.4.2.4 des règles, en prévoyant non plus seulement la possibilité d'une révision exceptionnelle des dates limites de certification, mais plus généralement de certains processus de certification ?**

L'objectif de telles révisions devrait alors être celui d'une facilitation des démarches face à des évènements exceptionnels.

# Possibilité pour un GRD de mandater un autre GR ou une association de GR pour gérer le processus de certification/contrôle

## Articles R. 335-13 à R. 335-20 du Code de l'énergie

- Ces articles du décret mécanisme de capacité décrivent les processus de certification et de collecte/contrôle des capacités de production et d'effacement.
- En particulier, il est précisé que ces processus sont gérés par les GR pour les capacités sur leur zone de desserte.

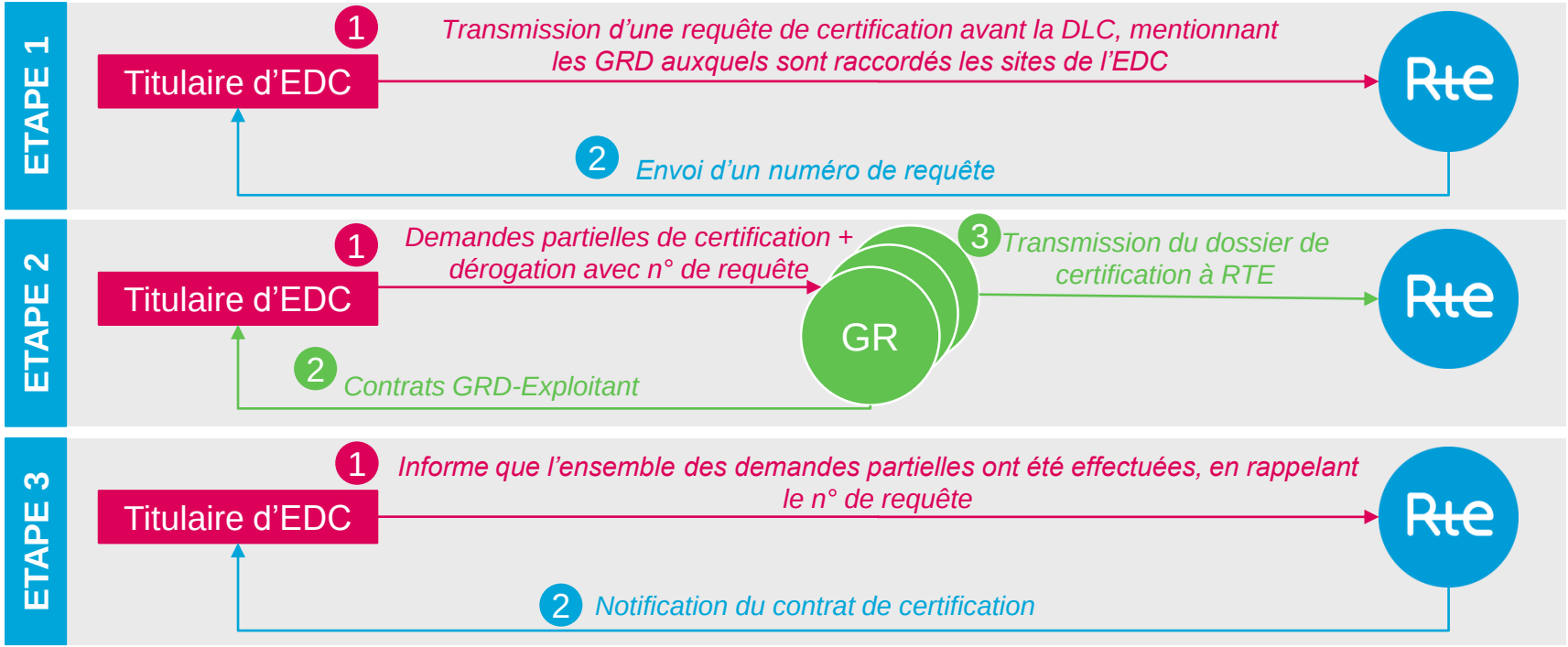
2

Bien que cette situation soit a priori déjà permise en pratique, il pourrait être précisé explicitement, dans les futures règles, la possibilité pour un GRD de mandater un autre GR ou une association de GR pour les opérations de certification/collecte/contrôle sur sa zone de desserte, ce qui implique un transfert de données potentiellement important (se pose également en parallèle la question de la responsabilité sur le calcul de l'obligation de capacité).

→ **Voyez-vous un intérêt/des inconvénients à l'explicitation de cette option ?**

# Rationalisation du processus de certification pour une EDC multi-GR (1/4)

Le processus de certification d'une EDC multi-GR est décrit en 3 étapes à l'article 7.4.4.3 des règles :



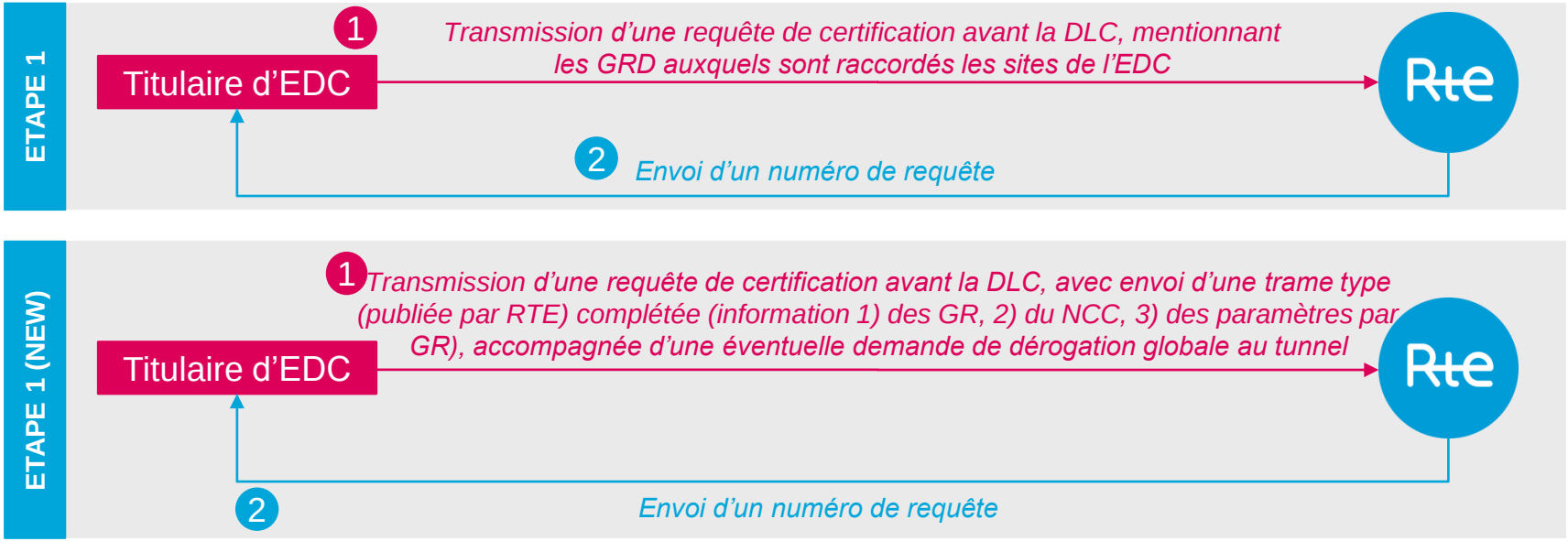
# Rationalisation du processus de certification pour une EDC multi-GR (2/4)

## REX sur les certifications multi-GR des premières années de livraison

- Plusieurs difficultés relatives à la certification multi-GR ont été rencontrées (incertitude sur la déclaration de paramètres globaux, demande de dérogation à la maille de chaque GR, doublons…), et un véritable besoin de rationalisation a été exprimé par les acteurs de marché.
- Certaines de ces difficultés sont liées à la « simple » demande de certification, d'autres sont liées à l'accompagnement de cette demande par une demande de dérogation au tunnel de certification.
- Les slides suivants proposent des évolutions dans le processus de certification multi-GR au sein des étapes 1 et 3 précédemment décrites. Ces propositions d'évolution sont également basées sur l'observation de pratiques spontanées qui se sont révélées efficaces.

# Rationalisation du processus de certification pour une EDC multi-GR (3/4)

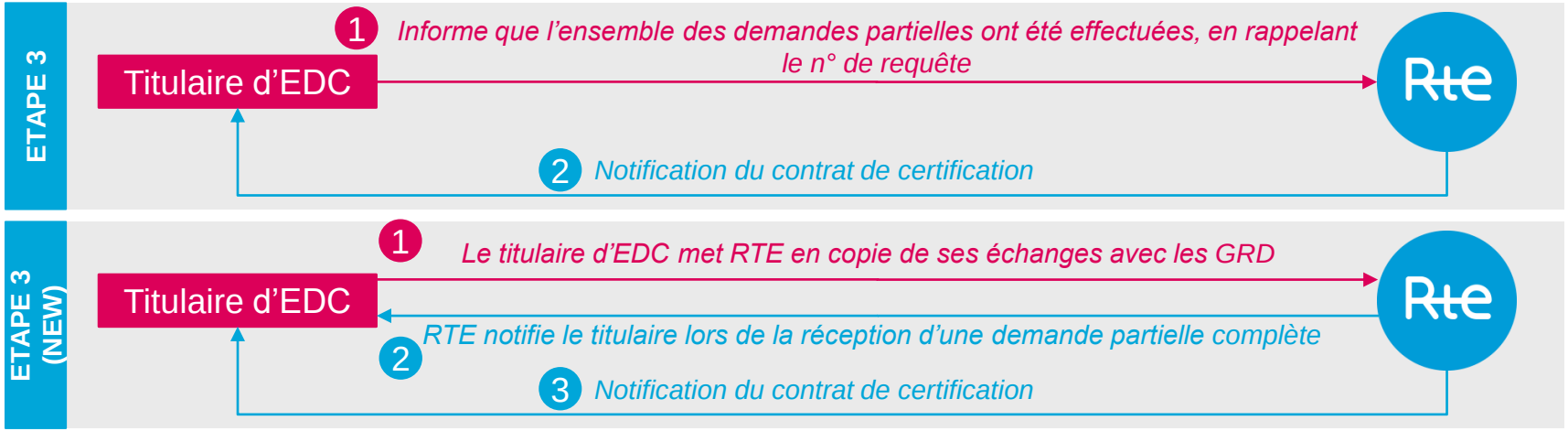
Proposition d'évolution de l'étape 1




Permet un traitement des demandes de dérogation directement par RTE, de manière anticipée.

# Rationalisation du processus de certification pour une EDC multi-GR (4/4)

Proposition d'évolution de l'étape 3




3

→ **Partagez-vous le constat de manque de visibilité et d'inefficacités s'agissant du processus de certification multi-GR ?**

→ **Etes-vous favorables aux évolutions proposées ?**

# Clarification du 7.4.6 des règles : « Invitation des capacités existantes à effectuer une demande de certification »

## Article 7.4.6 des règles du mécanisme de capacité

*« Lorsque l'exploitant d'une capacité existante qui n'a pas encore été certifiée pour une AL donnée n'a ni fait de demande de certification 10 jours avant la date limite prévue dans l'article 7.4.2, ni envoyé l'avis de fermeture de capacité mentionné à l'article R. 335-22 du Code de l'énergie, RTE ou le GRD auquel est raccordée la capacité l'invite à faire sa demande de certification avant la date limite de demande de certification applicable à cette capacité.*
*Si, à l'issue de ce délai, aucune demande de certification n'a été reçue par RTE ou le GRD concerné, celui-ci le Notifie à la CRE, conformément à l'article R. 335-23 du Code de l'énergie. »*

4

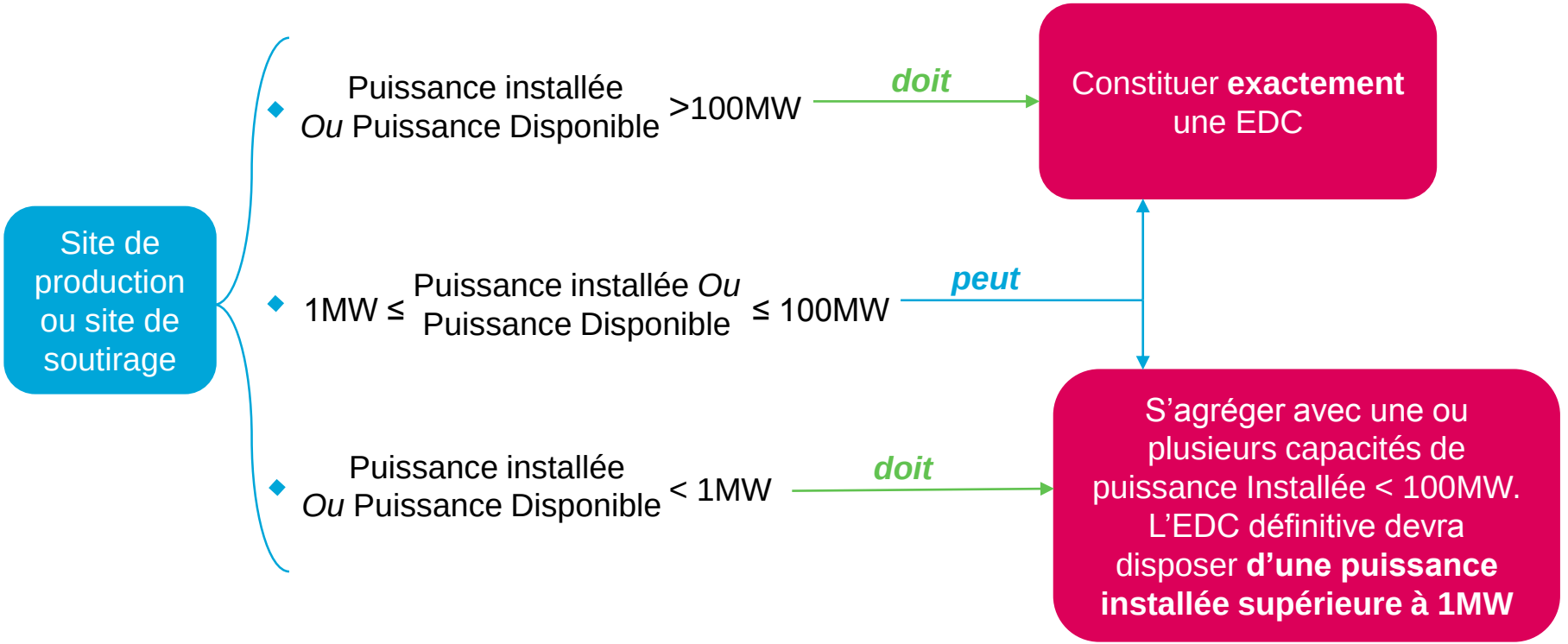
- Les prochaines règles préciseront que ces dispositions s'appliquent uniquement aux capacités de production.
- Ce paragraphe devra globalement être étendu et adapté au cas des nouvelles capacités de production : les capacités visées sont les capacités de production en service en général.

1.b

# Seuils et paramètres

# Seuils de puissance pour la constitution d'une EDC (1/2)

## Article 7.4.5.3.2 des règles du mécanisme de capacité: « Conditions en Puissance »



# Seuils de puissance pour la constitution d'une EDC (2/2)

5

Certaines installations de production hydraulique sont dépendantes les unes des autres, dans la mesure où leur capacité à produire est conditionnée au turbinage effectué en amont (notion d'*influencement*).

A ce titre, RTE pourrait proposer de supprimer le plafond d'agrégation de 100 MW pour la constitution d'EDC qui réunissent des installations de production hydraulique dont les niveaux productions sont interdépendants.

→ **Une telle évolution vous semble t-elle pertinente ?**

# Définitions des abaques des contraintes de stock (1/2)

## 1 MISE EN COHERENCE DE LA DEFINITION DE Kj/Kh AVEC LA METHODE DE CALCUL

Lors de la certification d'une EDC, le titulaire d'EDC déclare 3 paramètres : Pdisponible, Emaxj, Emaxh :

- Emaxj correspond (7.3.1.2.2.1.2) à l'estimation de l'énergie maximale activable de l'EDC pendant les heures d'un jour PP2.
- Emaxh correspond (7.3.1.2.2.2.2) à l'estimation de l'énergie maximale activable de l'EDC pendant 5 jours ouvrés de la période de livraison.

*Il n'y pas de notion de consécutivité, que ce soit en termes d'heures ou de jours dans les paramètres transmis par les titulaires d'EDC. RTE se base sur ces paramètres pour calculer le Kj et le Kh s'appliquant à l'EDC.*

6 RTE proposera de supprimer les notions de « nombre d'heures consécutives » et de « nombre de jours consécutifs » employées pour définir Kj et Kh (7.1.2.1 et 7.1.3.1), afin de mettre en cohérence ces définitions avec les modalités de calcul des Kj et Kh effectifs décrites dans les règles et appliquées en pratique. → **Par ailleurs, que pensez-vous que la notion de « *jours ouvrés* » dans la définition de l'Emaxh ?**

# Définitions des abaques des contraintes de stock (2/2)

## 2 NOMBRES DE JOURS PP2 VALORISABLES VIA LE PARAMETRE Kh

L'article 7.1.2.2 des règles définit la période de pointe PP2. Celle-ci peut contenir des jours non ouvrés. Ainsi, une semaine peut contenir jusqu'à 7 jours PP2.

L'article 7.1.3 définit l'abaque Kh. L'abaque atteint la valeur de 100% dans le cas d'une contrainte de stock hebdomadaire de 5 jours.

| | |
|---|---|
| 7 | Aujourd'hui, la contrainte de stock hebdomadaire n'a un impact sur le NCC que si le stock est inférieur à 5 jours. En parallèle, il peut y avoir 7 jours PP2 par semaine. RTE souhaite clarifier qu'un acteur ayant déclaré un stock de 5 jours ne sera pas pénalisé si finalement une semaine contient 6 ou 7 jours PP2. |

# 1.c Tunnel de certification

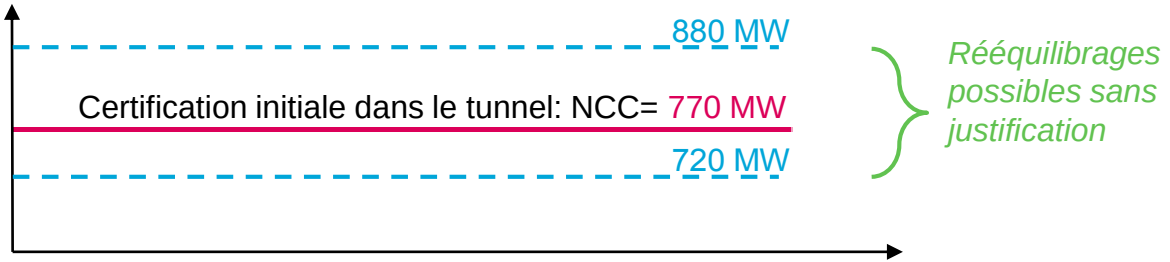
# REX sur le tunnel de certification et évolutions potentielles [capacités de production](1/6)

## Rappel du cadre réglementaire relatif au tunnel de certification pour la production

### ENCADRER LA CERTIFICATION POUR ASSURER SA REPRESENTATIVITE

- Le niveau de capacité certifié par une EDC doit être compris dans une plage de disponibilité (tunnel de certification) définie ex ante.
- Tout écart par rapport au tunnel doit être justifié (demande de dérogation).
- Définition normative par filière des paramètres du tunnel (taux de référence et marge d'acceptabilité)
- Le tunnel de certification ne s'applique pas aux EDC certifiées selon la méthode de calcul normative.

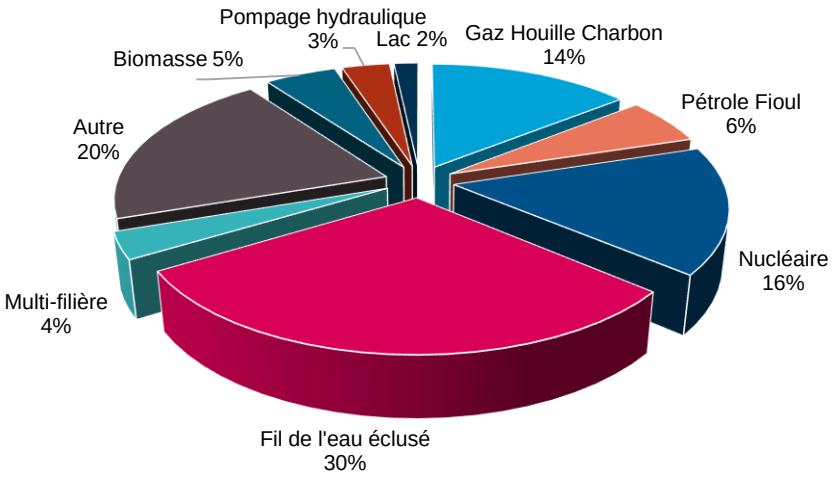
*Exemple :*



# REX sur le tunnel de certification et évolutions potentielles [capacités de production](2/6)

## Etat des lieux des demandes de dérogation effectuées par des EDC de production

*Répartition des demandes de dérogation par filière pour les AL 2017, 2018 et 2019*




- A ce jour, les demandes de dérogation au tunnel de certification font l'objet d'un **traitement par année de livraison et au cas par cas**.
- RTE **demande fréquemment des justificatifs additionnels** avant de valider les demandes de dérogation qui lui sont présentées.

# REX sur le tunnel de certification et évolutions potentielles [capacités de production] (3/6)

8

On observe un nombre significatif de demandes de dérogation provenant des filières « fil de l'eau » et « éclusé ». Les paramètres du tunnel de ces filières sont actuellement les suivants :

- Taux de référence: 50%
- Marge d'acceptabilité: 25%.

→ A ce titre, **RTE pourrait revoir la valeur de ces paramètres. RTE invite les acteurs à lui faire parvenir tout élément pertinent susceptible d'alimenter notre étude.**

# REX sur le tunnel de certification et évolutions potentielles [capacités d'effacement] (4/6)

## Rappel du cadre réglementaire relatif au tunnel de certification pour les effacements

- S'agissant des EDC d'effacement, 2 tunnels de certification s'appliquent :
  - un tunnel similaire à celui s'appliquant aux EDC de production, avec fixation de la valeur de référence initiale du tunnel (centre du tunnel) par le titulaire d'EDC lui-même ;
  - un tunnel portant sur les contraintes de stock (Kj x Kh ≤ 0,7).
- Un régime exceptionnel de « dérogation automatique » au tunnel sur les contraintes de stock a été introduit pour l'AL 2017 (dispositions transitoires des règles), dans le contexte particulier de la décision d'approbation de la Commission et du report des résultats de l'AOE 2017 : « *Par voie d'exception, la borne haute des contraintes de stock pour les EDC d'effacement vaut 1 pour :*
  - *les capacités d'effacement pour lesquelles la méthode de CR par historique ou par prévision est appliquée pour l'établissement de la courbe de référence au sens des règles NEBEF ;*
  - *les capacités d'effacement retenues pour l'année 2017 à l'AOE et dont le nombre d'heures garanties et activables séparément est supérieur à 6 heures conformément aux modalités techniques et financières révisées concernant l'AOE pour l'année 2017.* »

# REX sur le tunnel de certification et évolutions potentielles [capacités d'effacement] (5/6)

## Etat des demandes de dérogation effectuées pour des EDC d'effacement

*Focus sur les dérogations au tunnel portant sur le produit des contraintes de stock journalière et hebdomadaire.*

### AL 2017

A date :

- 43 EDC d'effacement ;
- 24 EDC dont le produit des contraintes de stock est > à 0,7 (dont suite à dérogation « automatique »).

### AL 2018

A date :

- 28 EDC d'effacement (davantage d'agrégation) ;
- 14 EDC dont le produit des contraintes de stock est > à 0,7.

# REX sur le tunnel de certification et évolutions potentielles [capacités d'effacement] (6/6)

## EVOLUTIONS ENVISAGEES SUITE AU REX DE L'APPLICATION DU TUNNEL AUX EDC D'EFFACEMENTS

9

→ **Vu les modalités de détermination du tunnel centré sur la valeur de référence pour les EDC d'effacement, et l'application d'une 2nde contrainte portant sur les contraintes de stock, seriez-vous en faveur de la suppression de ce premier tunnel, pour ne conserver que la borne haute des contrainte de stock ?**

Les règles actuelles prévoient que RTE puisse accepter ou refuser une demande de dérogation au tunnel de certification. Dans les faits certaines demande sont accepté partiellement. Cette possibilité sera introduite dans les prochaines règles.

→ **Seriez-vous en faveur de demande de dérogations pluriannuelles au tunnel, lorsque les causes de sortie du tunnel sont identiques d'une AL à l'autre ?** Ceci suppose que l'EDC sur laquelle porte la demande de dérogation soit inchangée en constitution d'une AL à l'autre.

*Ne concerne pas uniquement les effacements.*

# Publications relatives au tunnel (1/2)

## Article 7.3.1.3.3 des règles du mécanisme de capacité

*« RTE publie à partir de 2018 l'existence des demandes de dérogation, leur acceptation ou rejet ainsi que leur motif général. »*

10

RTE publiera, à partir de 2018, puis une fois par an, **un bilan des demandes de dérogation** effectuées pour l'année de livraison précédente.

Cette publication présentera notamment le nombre de demandes de dérogation effectuées, le taux d'acceptation et une répartition de ces demandes par « motif général ».

# Publications relatives au tunnel (2/2)

## Transparence vis-à-vis de la procédure de dérogation au tunnel de certification

RTE a identifié des cas usuels de demandes de dérogation pour lesquels des procédures types semblent satisfaire l'exigence de contrôle du niveau de capacité certifié. A ce titre, RTE rendra public d'ici la fin de l'année un guide pour accompagner les acteurs dans leur demande de dérogation au tunnel de certification.

11 Ce document :

- précisera la démarche à suivre dans des cas usuels identifiés ainsi que la liste des documents justificatifs à fournir dans ces cas particulier ;
- aura vocation à évoluer et s'enrichir avec le temps, pour notamment y intégrer les nouveaux cas rencontrés ;
- sera de nature informative et les acteurs resteront libres de présenter à RTE des méthodes de dérogation alternatives.



2

# Evolutions des entités de certification

2.a

# Changements de RPC et changements de titulaire d’EDC

# Changement de RPC pour une EDC

## Cadre fixé par les règles relatif au rattachement d'une EDC à un périmètre de RPC

- Toute EDC doit être rattachée, pour une AL donnée, à un périmètre de RPC.
- Les changements de RPC sont possibles (article 7.11.2.3.1. des règles) : « *Pour une AL donnée, une EDC peut changer de périmètre de certification entre la date d'entrée en vigueur de son contrat de certification, et le 31 décembre AL-1 inclus.* » → A l'heure actuelle, les règles ne prévoient pas la possibilité de changer de RPC en cours d'AL.
- Plusieurs acteurs ont demandé une flexibilité accrue sur les changements de RPC (notamment pour des raisons de changements de relations commerciales en cours d'AL).

12

Introduire la possibilité d'un changement de RPC en cours d'AL supposerait que le nouveau RPC porte l'intégralité de l'écart éventuel de l'EDC (également sur la 1ère période de l'AL) et que l'ancien RPC renonce à cet écart. Ceci se ferait via un engagement bilatéral des deux RPC, qui devrait alors être notifié à RTE.

→ **Sous réserve de respecter la condition susmentionnée, seriez-vous favorable à ce que la possibilité de changer de RPC en cours d'AL soit introduite dans les règles ?**

# Changement de Titulaire d'EDC

## Cadre fixé par les règles relatif au titulaire d'une EDC

- Le titulaire d'une EDC est le signataire physique du contrat de certification. Il peut s'agir 1) de l'exploitant de la/des capacités constituant l'EDC 2) d'un mandataire.
- Avant et pendant l'année de livraison, un ou plusieurs sites peuvent sortir de leur EDC d'origine pour intégrer une autre EDC existante : ceci passe par des rééquilibrages à la baisse/à la hausse des 2 EDC, sauf si les 2 NCC restent inchangés.
- Dans certains cas remontés par les acteurs, c'est l'intégralité des sites de l'EDC qui sont concernés par un changement de titulaire d'EDC (changement de mandataire en cas de cession des sites d'un agrégateur à un autre, modifications suite aux résultats d'AO…).

| | |
|---|---|
| 13 | Il est précisé que des changements de titulaire d'EDC, pour l'intégralité des sites d'une EDC, sont possibles même en cours d'AL. Opérationnellement, les acteurs doivent aujourd'hui passer par un rééquilibrage à la baisse suivi d'un rééquilibrage à la hausse. A noter que l'EDC de destination peut être 1) soit une EDC préexistante 2) soit une EDC non-préexistante (l'important étant que les sites changeant d'EDC aient bien été certifiés conformément aux dates limites de certification). |

# 2.b Coût des rééquilibrages

# Demande de rééquilibrage pour évènement fortuit (1/2)

## Article 7.6.3.2.5.2 des règles du mécanisme de capacité

Lorsque qu'un site de production ou un site de soutirage fait l'objet d'une indisponibilité non-programmée d'une durée d'au moins 30 minutes au cours de la période de livraison du mécanisme de capacité, le RPC concerné peut utiliser un de ses deux tickets de rééquilibrage gratuit pour fortuit relatif à l'AL concernée.

Pour tous les cas d'indisponibilité fortuite au sens des règles, le RPC les notifie à RTE, au plus tard deux jours ouvrés après l'indisponibilité fortuite en question, ainsi que les informations suivantes :

- l'EDC concernée et les sites associés, à l'origine de l'indisponibilité fortuite ;
- la cause génératrice de l'indisponibilité fortuite ;
- la durée prévue de l'indisponibilité ;
- le niveau de puissance indisponible.

Afin de pouvoir utiliser un ticket de rééquilibrage gratuit pour fortuit, le RPC concerné doit procéder à la demande de rééquilibrage dans un délais de 5 jours ouvrés après la déclaration de fortuit.

# Demande de rééquilibrage pour évènement fortuit (2/2)

14

Certains acteurs nous ont fait savoir leur difficulté pour s'astreindre à une demande de rééquilibrage dans le délai de 5 jours prévu par les règles.

→ **A ce titre, seriez-vous favorables à ce que RTE allonge le délai dans lequel le RPC doit présenter sa demande de rééquilibrage afin de pouvoir bénéficier d'un ticket de rééquilibrage gratuit pour fortuit ?**

Par ailleurs, afin de garantir la légitimité des demandes de rééquilibrage gratuites pour cause de fortuit, RTE amendera les règles afin que cette demande de rééquilibrage soit accompagnée de pièces justificatives sur le fortuit déclaré.

# Articulation entre le « volume cumulé de rééquilibrages » et les rééquilibrages « gratuits » (1/3)

Les règles du mécanisme de capacité prévoient :

- que les rééquilibrages pour une année AL sont possibles à compter de la signature du contrat de certification relatif à une EDC et jusqu'au 15 janvier AL+1.
- que les rééquilibrages en cours d'AL sont payants, avec un coût augmentant au fur et mesure que des jours PP2 sont tirés ;
- que les rééquilibrages effectués avant le début de l'AL sont gratuits à moins que le RPC ne présente un « volume cumulé de rééquilibrages », tel que défini par les règles, supérieur ou égal à 1 GW ;
- que les RPC disposent de 2 tickets de rééquilibrage gratuit pour fortuit.

**Article 8.5.1.2.3 des règles : Volume cumulé de rééquilibrages**

$$VolumeCumuléRééquilibrages_{AL,RPC} = \sum_{\substack{Demandes\ de\ réquilibrage \\ conformes\ des\ Rééquilibrages\ Comptabilisés}} VolumeRééquilibrage_{Demande}$$

# Articulation entre le « volume cumulé de rééquilibrages » et les rééquilibrages « gratuits » (2/3)

**Article 8.5.1.2.2 des règles : Rééquilibrages comptabilisés**

Les rééquilibrages suivants ne sont pas comptabilisés dans le volume cumulé de rééquilibrages :

- Les rééquilibrages effectués avant l'entrée en vigueur des règles du 29 novembre 2016.
- Les rééquilibrages pour fortuit.
- Les rééquilibrages des EDC certifiées selon la méthode normative (à la baisse).
- Certains rééquilibrages donnant lieu à une modification de la constitution de l'EDC.
- Les rééquilibrages associés à une décision d'une autorisation administrative ou d'un acte législative et réglementaire contraignant le fonctionnement de la capacité.
- Les rééquilibrages liés à l'application du tunnel à des capacités déjà certifiées avant l'entrée en vigueur des nouvelles règles.
- Les rééquilibrages associés à des changements de paramètres de certification, postérieurs à la date limite de demande de certification.

S'agissant de ces 3 types de rééquilibrages, s'ils sont à la baisse, les frais de certification sont neutralisés.

# Articulation entre le « volume cumulé de rééquilibrages » et les rééquilibrages « gratuits » (3/3)

15

→ **Pensez-vous qu'il pourrait y avoir du sens à rendre généralement gratuits les types de rééquilibrages suivants** :

- Les rééquilibrages associés à une décision d'une autorisation administrative ou d'un acte législative et réglementaire contraignant le fonctionnement de la capacité (« *Ces rééquilibrages doivent concerner des mesures ayant conduit à des cas de décision administrative de fermeture définitive, de fermeture temporaire ou de réduction des heures de fonctionnement de la capacité.* »)
- Les rééquilibrages associés à des changements prévus dans les règles de paramètres de certification, postérieurs à la date limite de demande de certification ($C_{Filière,AL}$, $C_{AL}$, paramètres du tunnel).

2.c

# Transparence – Registre des capacités certifiées



3

# Collecte et contrôle des entités de certification

# Clarifications sur le registre des capacités certifiées

## Actualisation du registre des capacités certifiées

A ce jour, les informations relatives aux demandes de rééquilibrage et aux déclarations d'évolution de paramètres sont actualisées dans le registre des capacités certifiées le lendemain de leur validation.

16

Dans une perspective de clarification, RTE proposera de faire évoluer la dénomination des indicateurs agrégés publiés sur le registre :

~~*NCC prévisionnel*~~ → *NCC post-rééquilibrage :* dernier NCC contractualisé avec RTE au travers d'une demande de certification initiale ou d'un rééquilibrage.
~~NCC évolué~~ → *Disponibilité prévisionnelle :* meilleure estimation de la disponibilité portée à la connaissance de RTE au travers d'une demande de certification initiale, d'un rééquilibrage ou d'une demande d'évolution de paramètre de certification.

Par ailleurs, la page du registre contiendra des informations sur les différentes dates limites de certification des capacités, ou les délais de notification des fermetures.

3.a

# Collecte des paramètres de certification

# Précisions diverses sur la collecte des paramètres de certification

17

1) Les prochaines règles intégreront les clarifications apportées par la note de calcul du NCE, publiée sur le portail clients de RTE fin 2017.

2) RTE devrait également proposer, suite au REX de l'AL 2017 et du début de l'AL 2018, qu'il soit possible pour un titulaire d'EDC de mandater un acteur uniquement pour la réalisation des opérations de collecte des paramètres de certification (par exemple, cas d'un RPC souhaitant faire la collecte pour un titulaire d'EDC dont les EDC sont rattachées à son périmètre).

3) Enfin, RTE précise que les offres complémentaires et exceptionnelles soumises sur le mécanisme d'ajustement sont bien prises en compte dans le calcul de la puissance disponible d'une EDC (les règles SI du mécanisme de capacité préciseront les modalités particulières de cette collecte supplémentaire).

3.b

# Cadre relatif aux contrôles (not. tests d’activation)

# Cadre relatif aux tests d'activation (1/4)

CONTEXTE : Plusieurs demandes d'acteur souhaitant voir les dispositions des règles relatives aux tests d'activation clarifiées, voire modifiées.



## 1 Sur la prise en compte des activations SSy dans la probabilité d'être testé

Certains acteurs se sont interrogés sur ce point précis. RTE souhaite rappeler la disposition suivante des règles (7.9.4.1) : « *Pour un pas donné, la probabilité de l'activation de l'EDC dépend du nombre d'activations préalables par un dispositif autre que le contrôle par test d'activation.* »

→ Les SSy sont bien identifiés au sein des « dispositifs » évoqués.

## 2 Sur la prise en compte des contraintes techniques des offres sur le MA

L'article 7.9.4.3 des règles du mécanisme de capacité précise déjà que les tests d'activation via le MA sont réalisés « *dans le respect des caractéristiques définies dans le fichiers des conditions d'utilisation des offres* ».

| | |
|---|---|
| 18 | RTE proposera que les prochaines règles intègrent le principe que les CUO du MA doivent être compatibles avec les conditions d'activation par test.<br>→ **Pensez-vous que ce cadre devrait être complété ? Comment ?** |

# Cadre relatif aux tests d'activation (2/4)

## 3 Sur les délais de prévenance des tests

- S'agissant d'une activation via le MA, les règles ne prévoient pas de délai de prévenance pour la réalisation d'un test d'activation. Ce test consiste « *en l'activation de l'offre par RTE […] de l'EDA ou des EDA liées à l'EDC, dans le respect des caractéristiques définies dans le fichier des conditions d'utilisation des offres. Cette activation est réalisée hors préséance économique* ».
- S'agissant d'une activation via NEBEF, les règles prévoient une « *sollicitation* » explicite de l'émission d'une NEBEF par une ou des EDE liées à une EDC « *dans un certain délai notifié par RTE* ».

Les règles précisent que toute EDC réalisant une collecte doit pouvoir être testée a minima jusqu'à 20h en J-1.

19 RTE souhaiterait expliciter davantage les délais de prévenance pour la réalisation des tests d'activation via NEBEF. → **Etes-vous favorable au maintien de l'heure limite à 20h ou à un alignement de ces délais avec ceux de l'AOE (sollicitation de la NEBEF avant 21h en J-1) ?** Le futur contrat de certification prévoira par ailleurs la désignation d'un interlocuteur particulier relatif à ces tests.

En outre, les futures règles intégreront l'information *ex post*, à l'acteur concerné, que son activation via le MA a été réalisée dans le cadre d'un test.

# Cadre relatif aux tests d'activation (3/4)

## 4 Sur la notification des résultats des tests

- L'impact d'un test d'activation sur le NCE d'une EDC dépend des différents tests effectués, pour une AL donné, sur une EDC, et de leurs différents résultats. Il n'est donc pas possible de communiquer des coefficients « AjuTest » pour chaque test individuel réalisé.
- Toutefois, Il serait possible le GR concerné de notifier a posteriori à l'acteur concerné la valeur testé et la valeur défaillante (différence entre les valeurs collectée et testée).

20 Les règles ne peuvent pas indiquer un délai précis pour la notification des résultats d'un test individuel (ceux-ci peuvent dépendre des données du CR). Toutefois, suite à la réalisation d'un test d'activation et à la demande de l'acteur concerné, les GR pourraient informer le titulaire d'EDC selon les données disponibles.

# Cadre relatif aux tests d'activation (4/4)

## 5 Sur la question de la rémunération des tests et du portage de leurs coûts

Article 7.9.4.3 des règles :

- « *L'ensemble des coûts associés au test sont à la charge des titulaires d'EDC, le titulaire d'EDC gardant la rémunération liée à l'offre de l'énergie produite sur une place de marché et notamment sur le MA.* »
- « *L'EDA étant valorisé au prix marginal d'ajustement à la hausse calculé sans prise en compte du prix de l'offre concerné* ».
- S'agissant d'une activation via NEBEF, le titulaire est responsable de trouver une contrepartie.

21 → **Quelle est votre opinion sur ces dispositions et pensez-vous quelles devraient évoluer ? Dans quelle direction ?**

# Prise en compte des résultats des contrôles (1/2)

CONTEXTE : Certains acteurs ont demandé des clarifications sur l'impact des contrôles (tests/audits) sur le calcul du NCE.

22 La note de calcul du NCE, publiée par RTE fin 2017, précise ces impacts, avec le calcul de coefficients d'ajustement. RTE propose aujourd'hui un bref rappel des principes majeurs via un exemple sur la puissance disponible résiduelle. En outre, RTE clarifiera certains passages des règles relatifs à la prise en compte des résultats des tests/audits.

$$PdispoContrôlée[h] = PActivée_{observée}[h] + AjuContrôle_{PActivableRésiduelle}.PactivableRésiduelle_{observée}[h]$$

$AjuContrôle_{PActivableRésiduelle}$ =

- 1 si 0 test et 0 audit effectués.
- $AjuAudit,PActivableRésiduelle$ si 0 test effectué et au – 1 audit effectué.
- $AjuTest,PActivableRésiduelle$ si au – 1 test effectué et 0 audit effectué.
- $(AjuAudit,PActivableRésiduelle + AjuTest,PActivableRésiduelle) / 2$ sinon.

**Avec :**

| Paramètre | Contrôle par audit | Contrôle par test d'activation |
|---|---|---|
| **Puissance activable résiduelle** | $AjuAudit, PActivableRésiduelle$ | $AjuTest, PActivableRésiduelle$ |

# Prise en compte des résultats des contrôles (2/2)

Exemple d'une EDC soumis à 2 tests et 0 audits (NCC = Pdispo = 10 MW) : calcul d'$AjuTest,PActivableRésiduelle$.

$$V_{défaillante} = |V_{collectée} - V_{testée}|$$

*Défaillance* — *Valeur collectée du paramètre testé* — *Conclusion du test*

**1er test** : puissance disponible collectée de 10 MW , le GR teste la moitié de l'EDC : $V_{collectée}$ = 5 MW **(proportionnalité)** et $V_{testée}$ = 3 MW et $V_{défaillante}$ = 2 MW. DEFECTUEUX
**2e test** : puissance disponible collectée de 10 MW , le GR teste toute l'EDC : $V_{collectée}$ = 10 MW et $V_{testée}$ = 10 MW et $V_{défaillante}$ = 0 MW. CONFORME

AjuTest,PActivableRésiduelle,Test1 = (3 + AjuTest,élémentaire x 2) / 5
AjuTest,PActivableRésiduelle,Test2 = 1

$AjuTest,élémentaire$
= 1 *si tous les tests sont conformes ;*
= $-0{,}2$ *si tous les tests sont défectueux ;*
**= $0{,}8$ *si au – 1 des tests est défectueux et au – 1 est conforme.***

AjuTest,PActivableRésiduelle = (1 + 3,8/5)/2 = 0,96 = AjuContrôle,PactivableRésiduelle

$$PdispoContrôlée[h] = PActivée_{observée}[h] + AjuContrôle_{PActivableRésiduelle} . PactivableRésiduelle_{observée}[h]$$

# 3.c Niveau de capacité effectif

# Frais exposés par RTE pour la certification et le contrôle des capacités

## Décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012

*« Le niveau et les modalités du recouvrement des frais exposés par les gestionnaires des réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité pour la certification et le contrôle des capacités sont approuvés, sur proposition du gestionnaire du réseau de transport, par la Commission de régulation de l'énergie. »*

## Délibération de la CRE du 12 mars 2015

*« Concernant l'efficacité du dispositif, la présence probable d'un nombre significatif d'EDC de petite taille sur le RPD risque d'entrainer une situation dans laquelle le coût de la collecte des frais de certification serait supérieur au montant collecté lui-même. Dans un objectif de maîtrise des coûts de mise en œuvre du dispositif, la CRE estime que la collecte des frais de certification par RTE devrait par conséquent se limiter aux capacités raccordées au RPT. »*

Pour répondre au besoin d'efficacité anticipé par la CRE, RTE limite actuellement la collecte des frais de certification aux capacités raccordées au RPT au montant fixé par la présente délibération.

# Notification du NCE (1/2)

**Article 5.4.4 des règles : Date limite de notification du règlement financier relatif à l'écart et aux rééquilibrages du RPC**

« *La date limite de notification du règlement financier relatif à l'écart et aux rééquilibrages du RPC pour une année de livraison AL est le 1er mars de l'année AL+3.* »

**Article 7.10.5 des règles : Contestation du NCE**

« *Toute contestation du Titulaire de l'EDC, relative au NCE de l'EDC doit être notifiée […]. Toute contestation du NCE peut être effectuée dans un délai d'un mois à compter de la date de notification du NCE.* »

**Article 8.5.2.1 des règles : Notification des écarts provisoires**

« *RTE notifie le RPC pour chaque capacité qui compose son périmètre avant le 30 juin de l'année N+1 à condition que les données pour faire le calcul soient disponibles, des informations suivantes :*

- *le NCE par Capacité pour une année de livraison ;*
- *le NCC par Capacité pour une année de livraison.* »

# Notification du NCE (2/2)

23

RTE proposera une clarification des dates relatives à la notification du NCE :

- Un « NCE provisoire » sera défini, selon les données disponibles, et correspondra à l'estimation de NCE actuellement notifié au RPC avant le 30 juin AL+1. Ce NCE provisoire sera également notifié au Titulaire d'EDC. La notification du NCC sera supprimée (l'acteur ayant déjà l'information en sa possession).

- Un « NCE définitif » sera également défini : il correspond au « NCE » général actuel. Celui-ci sera notifié au RPC, avant le 1er mars AL+3 (même date limite que pour l'écart du RPC et le règlement financier, toutefois le NCE définitif pourrait dans certains cas être notifié dès AL+1). Ce NCE sera également notifié au titulaire d'EDC pour gérer les contestations éventuelles (cf. slide précédent : article 7.10.5 des règles).



4

# Conclusion

# Prochaines étapes

## 1 Prochains GT

- Le prochain GT « Mécanisme de capacité » aura lieu le 15 juin matin. Il portera sur les capacités intermittentes, les capacités sous obligation d'achat et les nouvelles flexibilités (stockage, autoconsommation).
- Le GT relatif au REX sur les échanges sur le marché de capacité se tiendra le 28 juin après-midi. **Les acteurs souhaitant effectuer des présentations lors de ce GT sont priés de le faire savoir rapidement à RTE.**

## 2 Consultation des acteurs de marché

- Les questions comprises dans cette présentation seront reprises dans un document de consultation globale qui sera publié par RTE une fois le 3e GT terminé (GT du 15 juin). Ce document de consultation portera sur les 3 premiers GT (donc hors GT sur les échanges sur le marché de capacité). Les acteurs auront deux semaines suite à ce 3e GT pour répondre à l'appel à contribution de RTE.
- Un 2e appel à contribution sur les échanges sur le marché de capacité (REX) sera lancé en juillet.

# MERCI DE VOTRE ATTENTION