Le réseau de transport d'électricité

GT Stockage

28 Octobre 2021

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)

SOMMAIRE

1. **Articulation Mécanisme de capacité/SSYf : précisions sur les EDR multi-EDC**
2. **ORO : quels impacts vis-à-vis des mécanismes de marché ?**
3. **Contraintes résiduelles vs AO Flex : rappel et précisions sur le cadre d'activation**
4. **AO Flexibilités expérimentaux**

1 Articulation Mécanisme de capacité/SSYf : précisions sur les EDR multi-EDC

Contexte

- L'arrivée de nouveaux acteurs souhaitant exploiter les possibilités offertes par les différents mécanismes de marché (et notamment les services système) a mis en évidence :
  - **Le besoin d'agréger différents types d'actifs au sein d'une même EDR pour optimiser ses performances** (ex : unité de production ou de consommation + unité de stockage),
  - **La nécessité d'expliciter dans ces cas complexes les modalités de collecte** des données nécessaires au fonctionnement du mécanisme de capacité

- Par ailleurs, certains lauréats AOLT demandent à pouvoir agréger des capacités AOLT avec d'autres sites dans une même entité de réserve, afin de délivrer des services systèmes plus efficacement.

EDR multi-EDC qui participent aux SSY et pas au MA*

Dans le cas des EDR composées de plusieurs EDC (dites EDR mixtes) **qui ne participent pas au MA :**

- L'acteur doit déclarer la répartition de la puissance disponible entre les EDC qui participent aux services système par l'intermédiaire de l'EDR :
  - Le titulaire doit collecter l'ensemble des éléments constitutifs de l'EDR par EDC
  - Pour chaque EDC, le titulaire procède à une collecte selon les modalités habituelles (collecte non liée Z05Z07 ou collecte des services système programmés Z32Z07, selon le cas).

- La somme des puissances disponibles collectées à la maille de l'ensemble des EDC doit être inférieure ou égale à la somme des puissances maximales disponibles à l'injection de chaque capacité qui participe aux services systèmes programmés à la hausse par l'intermédiaire de cette EDR, dans la limite du certificat d'aptitude aux services système de l'EDR.

- Dans le cas où cette condition ne serait pas vérifiée, RTE se réserve le droit de considérer le NCE des EDC concernées comme nul.

**Le cas des EDR multi-EDC participant aux SSYf et au MA sera explicité lors d'un prochain GT*

EDR multi-EDC qui participent aux SSY et pas au MA : exemple

- **Cas d'une EDR composée d'une batterie de 1 MW et d'un site d'injection de 10MW, le site d'injection permettant d'améliorer les services système rendus par la batterie. L'EDR dispose d'une puissance max à l'injection de 2,2MW et d'une puissance certifiée SSY de 2 MW.**

	EDC1 : batterie	EDC2 : site d'injection	EDR
Puissance max à l'injection	**1**	**10**	**2,2**
Puissance certifiée	0,9		**2**
Puissance programmée SSY	*0,9*	*1,1*	**2**
Puissance active programmée	0	8	-
Puissance disponible non liée (collecte Z05Z07)	**0**	**8**	-
Puissance collectée SSY (collecte Z32Z07).	**1**	**1,1**	-

  - La somme des puissances collectées sur les SSY (2,1MW) est bien inférieure à la puissance max à l'injection de l'EDR (2,2MW)
  - Pour le site d'injection, la puissance collectée (9,1MW) est inférieure à sa puissance max (10MW)

- Si la même EDR programme moins sur les jours PP2 que la puissance certifiée (par exemple 1,5MW), alors la collecte peut se répartir ainsi:

	EDC1 : batterie	EDC2 : site d'injection	EDR
Puissance max à l'injection	**1**	**10**	**2,2**
Puissance certifiée	*0,9*		2
Puissance programmée	*0,6*	*0,9*	**1,5**
Puissance active programmée	0	8	-
Puissance disponible non liée (collecte Z05Z07)	0	8	-
Puissance collectée SSY (collecte Z32Z07).	**0,67**	**0,90**	-

  - La somme des puissances collectées sur les SSY (1,57MW) est bien inférieure à la puissance max à l'injection de l'EDR (2,2MW)
  - Pour le site d'injection, la puissance collectée (8,9MW) est inférieure à sa puissance max (10MW)

**La puissance programmée par site est fictive*

Cas des EDC AOLT

- Du fait des spécificités des contrôles à effectuer sur les **EDC AOLT,** dans le cas où un acteur lauréat de l'AOLT souhaiterait agréger au sein d'une même EDR plusieurs EDC dont une au moins est rattachée à un contrat AOLT, des mesures complémentaires sont nécessaires.

- Pour la première certification de l'EDC AOLT, l'EDR doit être totalement incluse dans l'EDC (pas d'agrégation possible). Pendant la première année de collecte, le calcul du NCE est donc effectué pour l'EDC AOLT selon les modalités de collecte des services systèmes programmés.

- Les années suivantes, l'acteur est autorisé à agréger l'EDC AOLT avec d'autres EDC au sein d'une même EDR. La collecte des données de puissance programmée sur les services système se fera pour chaque EDC.

- Pendant toute la période de sécurisation du contrat AOLT, le NCE de l'EDC AOLT sera plafonné à la valeur calculée pendant la première année de collecte.

- A la demande de l'acteur, et notamment si la première année est incomplète, la période de référence pour le calcul du plafond peut être la deuxième année de collecte.

2 ORO : Quels impacts sur la participation aux mécanismes de marchés ?

Rappel sur les principes de l'ORO

Constat : L'Offre de Raccordement de Référence n'est pas toujours adaptée aux installations de stockage

- Les installations de stockage sont susceptibles de faire apparaître ou d'aggraver des contraintes sur le réseau en injection et/ou en soutirage, en régime normal (N) et/ou en régime dégradé (N-1).
- La contribution à la charge du demandeur dans la PTF peut, selon la situation du réseau, être incompatible avec l'équilibre financier du projet de stockage et remettre en cause sa réalisation.

Solution proposée : Offrir une flexibilité supplémentaire aux stockeurs

- Afin de permettre l'émergence de projets dont les coûts de raccordement auraient été un frein à leur réalisation, RTE a élaboré une offre de raccordement dite « Offre de Raccordement Optimisée » consistant à proposer une **solution de raccordement ne nécessitant pas de développements HTB à la charge du demandeur en contrepartie de la mise en œuvre de limitations à sa charge**
- Ces limitations pourront être selon les cas en N (à réseau complet) ou en N-1 et dès lors, préventives et/ou curatives à l'injection et/ou au soutirage.
- L'Offre de Raccordement Optimisée est proposée à la demande du porteur de projet.

ORO – Impacts sur la valorisation marché (1/2)

Mises en œuvre des limitations

- Il est prévu que les limitations soient gérées par un automate :

➔ **Pas de délai de préavis et délai d'activation très rapide :**

- **Pas de possibilité pour l'acteur de tenir compte des limitations lors de la contractualisation des réserves en J-1**
- **Cela pourra impacter la valorisation sur les marchés, ces limitations étant à la charge de l'acteur**

Impact des limitations

Supposons un acteur disposant d'une installation de stockage de 10 MW dont l'ORO identifie une profondeur de contrainte de 5 MW à l'injection

- **Sur le mécanisme d'ajustement** :
  - Possibilité de valoriser les 10 MW en injection mais défaillance possible au contrôle du réalisé si l'offre est en fait indisponible du fait d'une limitation qui irait dans le sens contraire de l'ajustement demandé
  - Application des pénalités associées sans neutralisation par RTE

- **Sur les réserves rapides et complémentaires :**
  - Possibilité de valoriser les 10 MW en injection mais défaillance possible au contrôle du réalisé si l'offre est indisponible du fait d'une limitation
  - Application des pénalités associées au titre du MA **et** au titre des RR-RC
  - /!\ Suspension de l'agrément car défaillance RR-RC

ORO – Impacts sur la valorisation marché (2/3)

Impact des limitations

Supposons un acteur disposant d'une installation de stockage de 10 MW dont l'ORO identifie une profondeur de contrainte de 5 MW en injection

- **Sur les SSYf :**

  2 situations sont à distinguer :

1) **Les limitations sont identifiées uniquement en N-1 :**
   - Possibilité pour l'acteur de se certifier en tenant compte de ces 10 MW en injection
   - Défaillance possible si la limitation intervient alors que l'acteur doit fournir des SSYf et que le service n'est plus rendu → pénalités et potentiel impact sur la certification
2) **Les limitations sont identifiées en N :**
   - **Impossibilité pour l'acteur de se certifier en tenant compte de ces 10 MW en injection** car RTE ne certifie aujourd'hui que ce qui peut être garanti en fonctionnement normal du réseau
   - Au mieux, l'acteur pourra donc prendre en compte 5 MW sur les 10 MW en injection pour sa demande de certification

- **Sur le mécanisme de capacité, la capacité valorisée s'appuie aujourd'hui sur ce qui est réalisé + déclaré sur les autres mécanismes.**
  - Les modalités de collecte restent inchangées et dépendent des mécanismes sur lesquels le stockage se valorise
  - Pas de neutralisation sur le mécanisme de capacité si la limitation ORO intervient un jour PP2 et rend un acteur défaillant sur un mécanisme

3 Contraintes résiduelles vs AO Flex : rappel et précisions sur le cadre d'activation

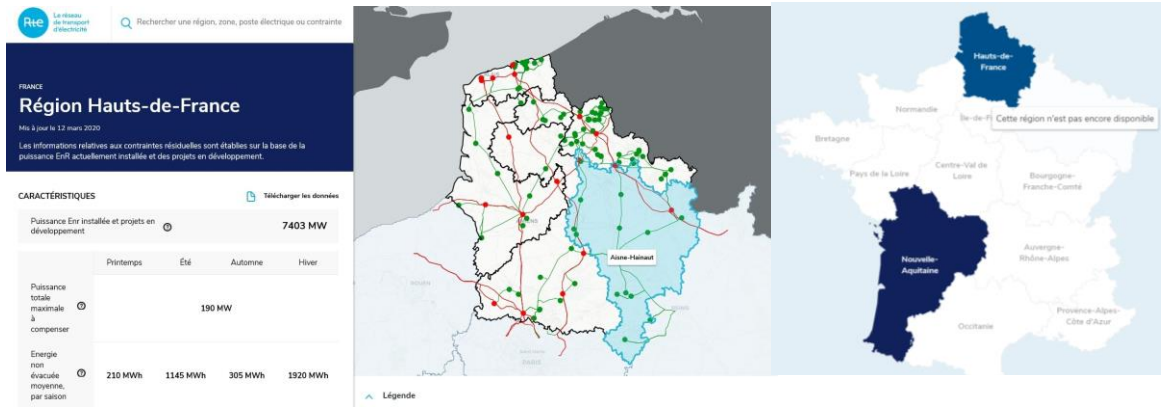
Quel rôle pour les flexibilités dans la gestion des congestions réseau ?

1 Les flexibilités peuvent **réduire les contraintes « résiduelles »** qui subsistent une fois réalisés les renforcements réseau justifiés économiquement.

- **Dans cette configuration, RTE a déjà fait l'arbitrage entre écrêtement ENR et renforcement réseau**
- Participation des flexibilités **sans engagement de disponibilité** car l'écrêtement est le levier par défaut
- Nécessite d'informer les acteurs de marché sur la localisation et les caractéristiques des contraintes
- 2 régions couvertes : région Hauts de France et la région Nouvelle-Aquitaine
- Vision prospective sur un horizon de 3 à 5 ans
- Les publications seront progressivement étendues à l'ensemble du territoire d'ici janvier 2023

➔ **Démarche de publication des contraintes résiduelles**

➔ **Travaux d'intégration des nouvelles flexibilités en cours pour activation et rémunération**



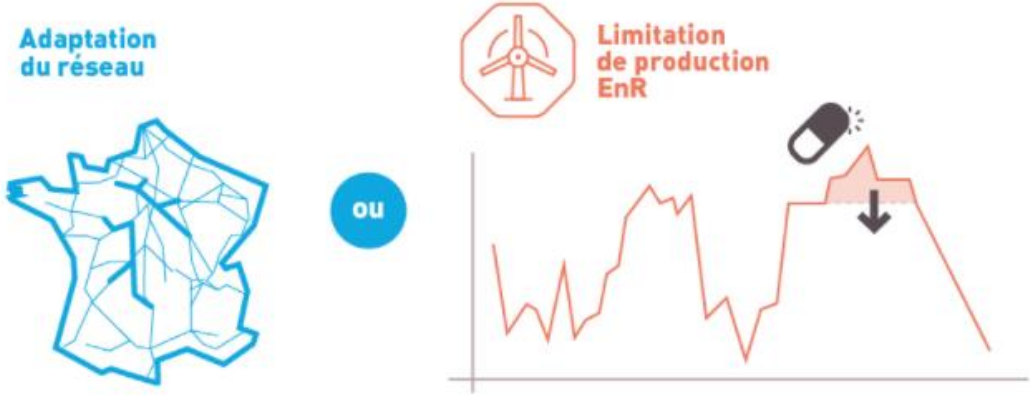
https://www.contraintes-reseau-s3renr-rte.com/

Quel rôle pour les flexibilités dans la gestion des congestions réseau ?

2 Les flexibilités peuvent **éviter ou reporter des investissements**, en proposant une solution alternative à un coût inférieur → **cas des AO Flexibilités**

Etape 1

Arbitrage réalisé dans les méthodes de dimensionnement du réseau de transport



Etape 2

Arbitrage réalisé dans le cadre des appels d'offres flexibilités expérimentaux



Principe du **dimensionnement optimal**

Cadre contractuel à définir pour encadrer la réservation du service de flexibilité

Un cadre d'activation adossé sur le mécanisme d'ajustement

1. Pour le cas du traitement des contraintes résiduelles (sans réservation de service préalable)

2. Pour les AO flexibilités (avec réservation de capacité préalable)

/!\ A noter : Les modalités d'activation ne seront certainement pas strictement identiques entre les 2 cas d'usages présentés

Que signifie avoir un cadre d'activation adossé sur le MA et pourquoi ce cadre ?

Le mécanisme d'ajustement permet déjà d'activer des offres pour motif « congestion réseau »

Rappel : il existe plusieurs motifs d'activation sur le mécanisme d'ajustement

- RTE a ainsi la possibilité d'activer des offres déposées sur le mécanisme d'ajustement pour traiter des problèmes locaux de congestion réseau
- Lorsqu'un acteur dépose une offre, elle peut être utilisée pour n'importe quel motif d'activation
- En pratique, il s'agit aujourd'hui d'offres d'ajustement d'EDA composées d'un seul site car par définition, le traitement des congestions est local et nécessite l'activation d'un site bien identifié

  ➔ **Les règles MA-RE ne permettent pas aujourd'hui d'activer un sous-ensemble d'EDA**

- **Depuis 2018, il existe un cadre expérimental dans les règles permettant certaines dérogations aux principes énoncés ci-dessus**

  ✓ C'est le cadre qui avait été initialement envisagé comme vecteur d'indemnisation des limitations ENR du fait du dimensionnement optimal, notamment pour les limitations passant par automate, mais qui n'est plus privilégié à ce jour pour ce cas d'usage

Cadre dérogatoire du MA pour les congestions réseau

- **Ce cadre dérogatoire a été étendu lors des règles MA-RE v9.2 pour couvrir l'AO Flexibilités et à terme, la résolution des contraintes résiduelles :**

Eligibilité

- **Production, consommation, stockage**

Dérogations par rapport aux règles « classiques »

- **Puissance minimale d'activation** : < 10 MW possible
- **Dispositif d'activation :** autre que le vecteur manuel « classique » (outil TAO) → activation automatique via un automate
- **Soumission des offres** : possibilité de soumettre une « offre congestion réseau » **permanente** à la maille d'un site **non utilisable pour l'équilibre offre demande**
- **Prix de l'offre :** peut être **prédéterminé à l'avance**

- Son application requiert la signature d'une **convention technique** spécifique adossée aux règles MA-RE
- Cette convention doit décliner ces principes dérogatoires de façon plus détaillée

En résumé: 2 cas d'usages différents avec des modalités de contractualisation différentes mais avec des similitudes sur le cadre d'activation

Résolution des contraintes résiduelles	Pas de contractualisation préalable **Participation libre**
AO flexibilités expérimentaux	Contractualisation préalable **Participation obligatoire sur les périodes d'engagement**

Le cadre appliqué va dépendre du dispositif d'activation :

- Si la résolution de la contrainte peut passer par les moyens classiques → **activation classique MA pour motif congestion**
- Si la résolution de ce type de contraintes nécessite de passer par un automate **(cadre privilégié à date)** → **besoin de passer par le cadre expérimental dérogatoire**

Il est nécessaire d'encadrer les offres d'activation de façon à être conforme au contrat de réservation de puissance:

- **Nécessité de passer par le cadre dérogatoire expérimental** car la résolution de ce type de contraintes nécessite de passer par un automate
- La convention technique qui détaille les principes d'activation pourra être incluse dans le contrat de réservation de capacité

Les avantages à passer par un cadre dérogatoire adossé au MA sont les suivants :

- Permettre d'avoir un cadre souple en mode « bac à sable » sans préjuger du cadre cible d'activation
- Limiter les impacts sur les autres jeux de règles en traitant l'activation AO Flex comme si c'était une activation MA
  - En particulier, possibilité de corriger les PE des RE impactés par l'activation AO Flex

/!\ La mise en œuvre opérationnelle de ce cadre est en cours de définition pour les 2 cas d'usages, avec priorité sur l'AO flex

Perspectives pour les contraintes résiduelles

- **La gestion des contraintes résiduelles va se faire prioritairement via des automates de zone**
  - A date, ces automates ne sont pas encore massivement déployés
- RTE a aujourd'hui 2 priorités :
  - D'une part, mettre en œuvre la solution de base pour traiter ces contraintes (écrêtement de production ENR) sur les zones concernées via les automates de zones pour limiter au strict minimum la durée des écrêtements ENR
  - D'autre part, mettre en œuvre la solution AO flex + écrêtement ENR sur les zones des AO expérimentaux de flexibilités
- **L'appel au marché pour la gestion des contraintes résiduelles se fera dans un second temps** car cela nécessite des solutions techniques plus évoluées que celles qui sont aujourd'hui déployées :
  - Cela suppose par exemple d'avoir développé et tester des algorithmes permettant de choisir le panel de solutions les plus compétitives
  - La mise en œuvre de ces solutions techniques est encore en cours d'instruction
- RTE fournira la visibilité requise pour la possibilité d'utiliser des flexibilités tierces pour la gestion des contraintes résiduelles
  - A date, l'horizon de mise en œuvre reste à préciser mais ne sera pas avant le démarrage des premiers AO Flex (horizon 2025-2026)

4 AO Flexibilités expérimentaux

Le réseau de transport d'électricité

Merci

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)