Le réseau de transport d'électricité

GT ENR & MA-RE

15 octobre 2021

Présentation externe



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. Objectifs du GT

2. De quels volumes parle-t-on ? Quelles possibilités et obligations pour les ENR vis-à-vis de l'équilibrage ?

3. Enjeu n°1 : La programmation

4. Enjeu n°2 : Participer au MA à la baisse

5. Evolutions des règles MA-RE

1 Objectifs du GT

Objectifs du GT d'aujourd'hui

- Partager l'état des lieux sur la **situation actuelle des EnR vis-à-vis de l'équilibre** du système (EOD = Equilibre Offre Demande)

- Présenter les enjeux de RTE concernant la participation des ENR en termes de :
  - **Programmation** (illustration avec les phénomènes de décrochage de production pendant les épisodes de prix négatifs)
  - **Participation au MA pour l'EOD :**
    - Présenter les **opportunités de valorisation sur le mécanisme d'ajustement** des moyens à la baisse et échanger sur la capacité des ENR variables à répondre à ces besoins
    - Identifier les possibles **freins ou situations de blocage** à leur participation
    - Lancer **l'identification des actions** permettant de réduire ces éventuels freins

- Faire le point sur les **évolutions des règles MA-RE** ayant un impact sur les ENR

De quels volumes parle-t-on à court terme ?
Quelles possibilités et obligations pour les ENR vis-à-vis de l'équilibrage ?

2

Perspectives de croissance et règlementation applicable aux ENR

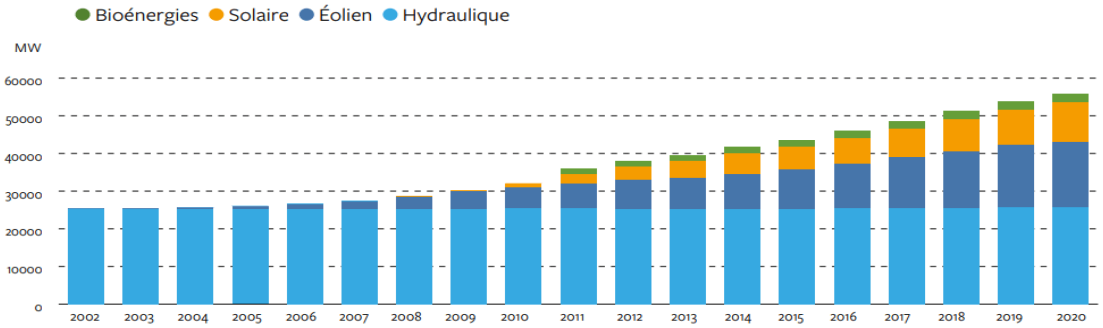
Un mix de plus en plus renouvelable

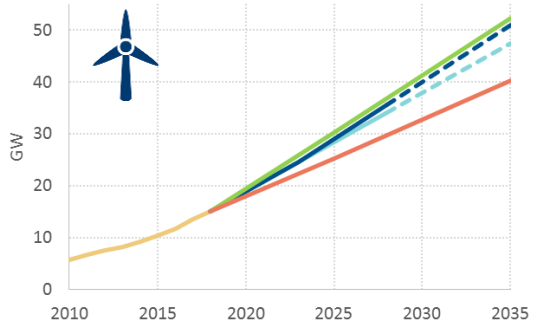
Vers une accélération du rythme de développement des EnR selon les prévisions de la PPE

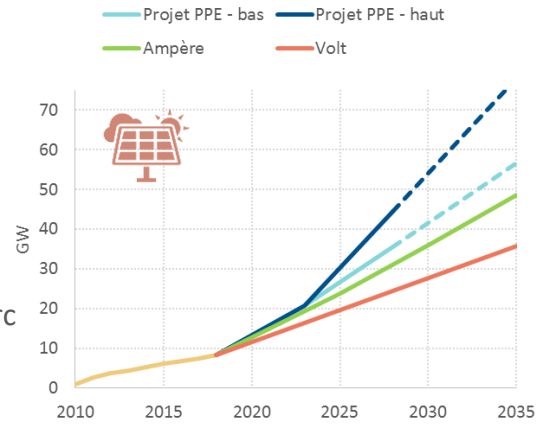
Éolien terrestre : **x 2,5** d'ici 2028

Photovoltaïque : **x 4** d'ici 2028

Éolien en mer : **objectif de 5 GW** en service en 2028







- Début 2021 en France, la puissance du parc éolien est d'environ **17,6 GW** et la puissance du parc solaire est d'environ **10,4 GW**.
- Sur les 3 prochaines années, la puissance va augmenter régulièrement (en moyenne, 2200MW/an sur l'éolien et 3300MW/an pour le solaire).

Eligibilité des ENR ayant un dispositif de soutien au mécanisme d'ajustement

Obligation d'achat

Ce dispositif de soutien prévoit que l'intégralité de la production doit être vendue à l'acheteur obligé

Dans le cas de l'éolien terrestre, les contrats prévoient explicitement que la livraison ne puisse pas être interrompue ou réduite sauf cas particuliers

▶ **La participation directe à des mécanismes de marché, y compris au mécanisme d'ajustement (mais à l'exception du mécanisme de capacité) n'est donc pas possible**

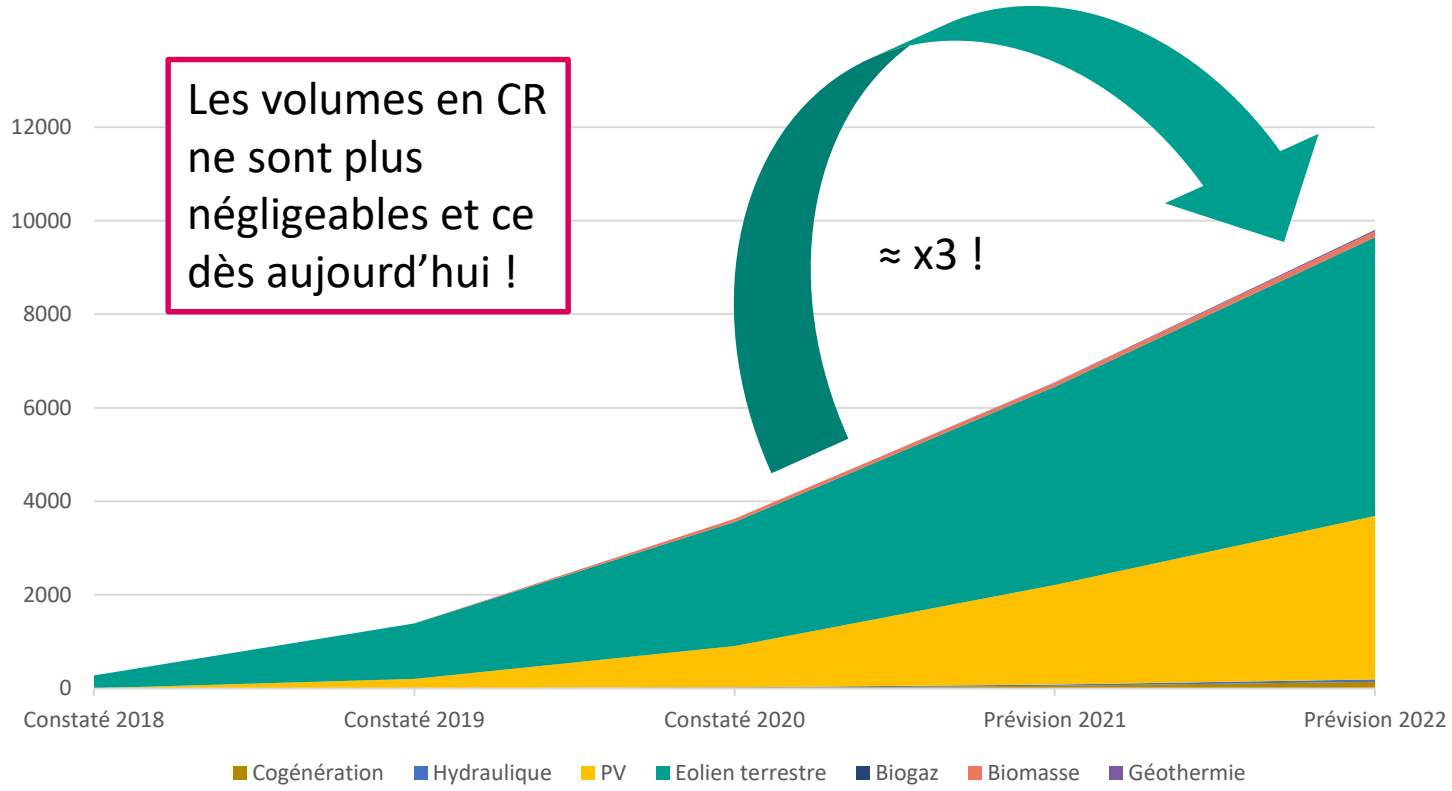
Complément de rémunération

Ce dispositif de soutien responsabilise le producteur quant à la valorisation de sa production sur les marchés et à sa participation à l'équilibrage du système électrique

▶ **La participation directe à des mécanismes de marché, y compris au mécanisme d'ajustement est possible**

▶ **Le complément de rémunération est versé sur l'énergie réellement produite. En cas d'ajustement à la baisse, le producteur ne touche pas le complément de rémunération sur l'énergie ajustée à la baisse**

Croissance du parc sous complément de rémunération



Obligation de participation aux mécanismes d'équilibrage ?

Au Mécanisme d'ajustement

Obligation d'offrir la puissance non utilisée techniquement disponible pour les installations de production RPT -> se traduit par une obligation d'offrir le disponible à la hausse sur le MA

Cette obligation ne concerne pas la baisse

▶ **La participation au mécanisme d'ajustement n'est donc pas obligatoire pour les ENR, sauf pour les installations ENR du RPT qui ne produiraient pas pendant les épisodes de prix négatifs**

Aux SSYf

Depuis l'entrée en vigueur de l'arrêté raccordement (juin 2020) déclinant le règlement RFG, les ENR ont des obligations de capacités constructives. Or, toute capacité ayant des capacités constructives de réglage de fréquence ou de tension doit la mettre à disposition du gestionnaire du réseau public de transport. Concrètement :

- Dès le Type C (18MW) → obligation de capacité constructive pour le réglage primaire de fréquence (2,5% de la Pmax)
- A partir du Type D (> 75 MW) → obligation de capacité constructive pour le réglage secondaire de fréquence (4,5% de la Pmax)

▶ **Au regard du seuil de participation à l'AO de FCR (1MW), obligation de participation à la FCR dès 40 MW et obligation de participer à l'aFRR dès 75 MW**

▶ **En pratique, peu d'installations concernées : surtout l'éolien offshore (hors AO 1 et 2)**

Statut vis-à-vis de la programmation

- Obligation de programmation pour les installations « non marginales », c'est-à-dire de puissance > 1 MW selon les modalités suivantes :



Indépendant de la participation au MA

- **Envoi du programme d'appel directement à RTE**
- Obligation de désigner un responsable de programmation au moment de la signature du CART (y compris pour l'OA)
- En général, programme d'appel envoyé à la maille de l'installation (EDP mono site)



L'installation ne participe pas au MA

- **Envoi du programme d'appel au GRD**
- Le GRD envoie à RTE un programme d'appel agrégé au niveau du transfo HTA/HTB par filière

L'installation participe au MA

- **Envoi du programme d'appel au GRD et à RTE**
- Le GRD envoie à RTE un programme d'appel agrégé au niveau du transfo HTA/HTB par filière
- Possibilité d'agréger plusieurs installations dans une même entité de programmation (EDP multi sites)

Les énergies renouvelables ne sont plus marginales pour l'équilibrage du système !

- Les situations **d'impact significatif** des EnR sur **l'équilibre du système électrique** sont **récurrentes** et **amenées à se multiplier**

- **Aujourd'hui, dans un tiers des écarts de réglage à la hausse** (plus de 15 minutes consécutives en dehors du tunnel de réglage de +/- 350 MW) **, l'écart ENR est impliqué parmi les causes.**

- Cette **situation est d'autant plus impactante** que RTE ne dispose **pas toujours d'une vision fine de la production EnR** (via la programmation)

- Au regard de la participation grandissante au mix énergétique, RTE considère que **les EnR sont désormais un acteur à part entière de l'équilibrage (EOD)** au même titre que les capacités de production classiques ou les dispositifs d'effacement

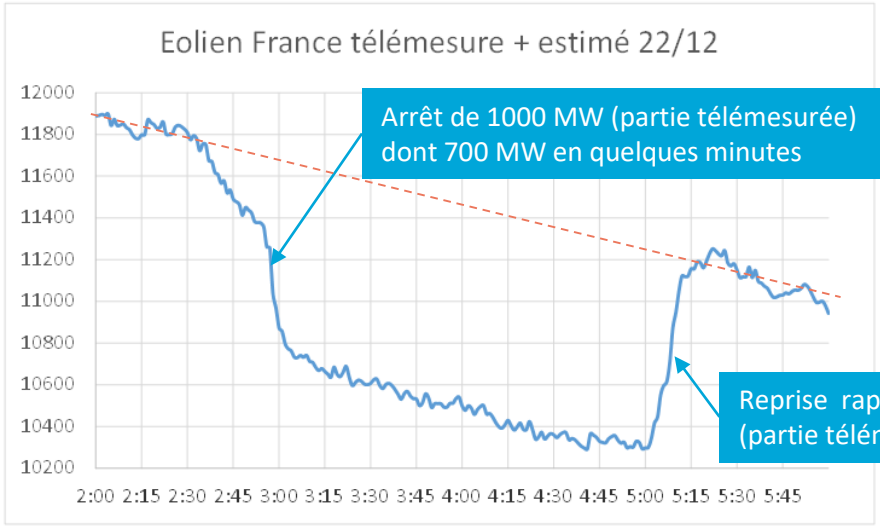
- RTE cherche donc à **faciliter la participation des EnR aux mécanismes** permettant d'agir **sur l'équilibre offre-demande**

3 Enjeu n°1 : La programmation

Illustration via les phénomènes de décrochage de la production ENR pendant les épisodes de prix négatifs

Zoom sur un épisode de prix négatif : 22 décembre 2020 – France

Episode de prix spot négatif et de « décrochage éolien »

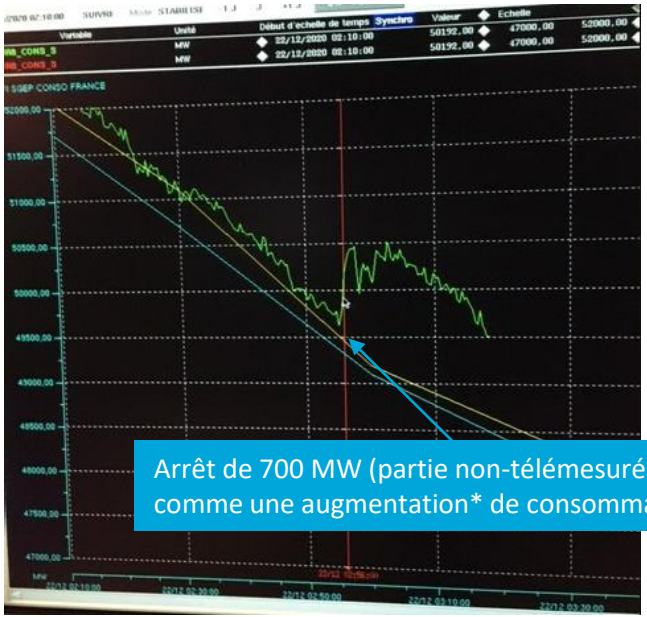


22/12/20 : Episode de prix SPOT J-1 négatif

Conformément aux modalités prévues par les contrats de complément de rémunération, arrêts et redémarrages massifs de production éoliennes :

1500 MW à la maille France entre 3 et 5h.

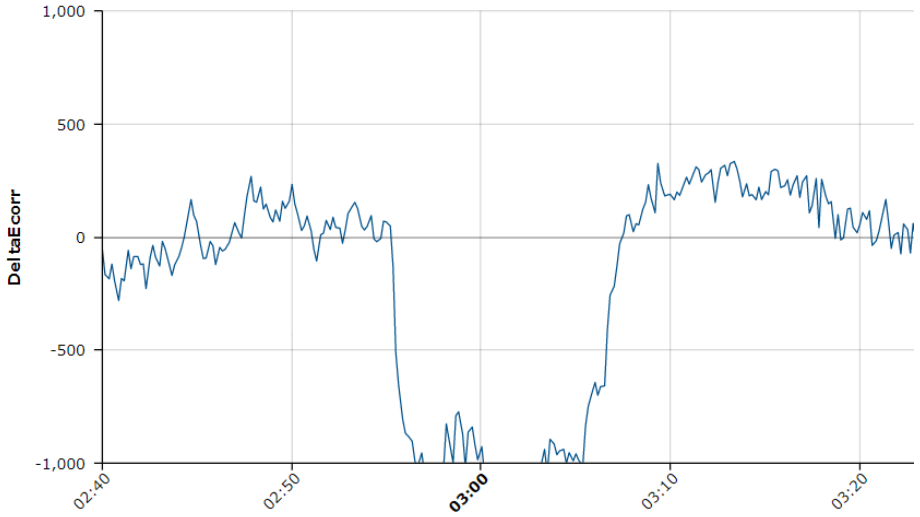
Vision de la consommation nationale par l'opérateur



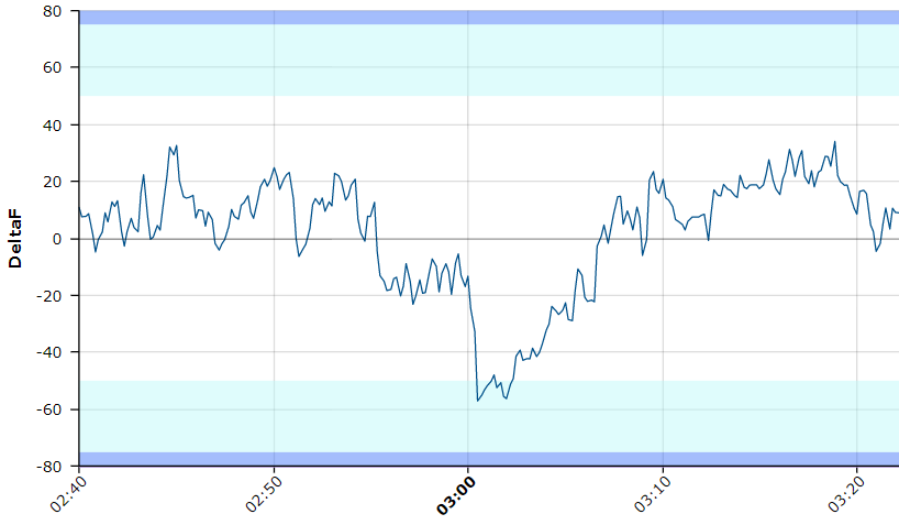
* La consommation France est estimée en temps réel à partir de la somme des injections. La partie non télémesurée est remplacée par les programmes d'appel (on suppose que les moyens suivent le programmé)

Zoom sur un épisode de prix négatif : 22 décembre 2020 – France

- Impact réglage (écart de réglage bloc France en MW)



- Impact fréquence (écart de fréquence en mHz)



Rappel : la FCR européenne couvre l'**incident dimensionnant de 3000 MW**. On va vite s'en rapprocher, rien qu'en France !

Zoom sur un épisode de prix négatif : 22 décembre 2020 – France

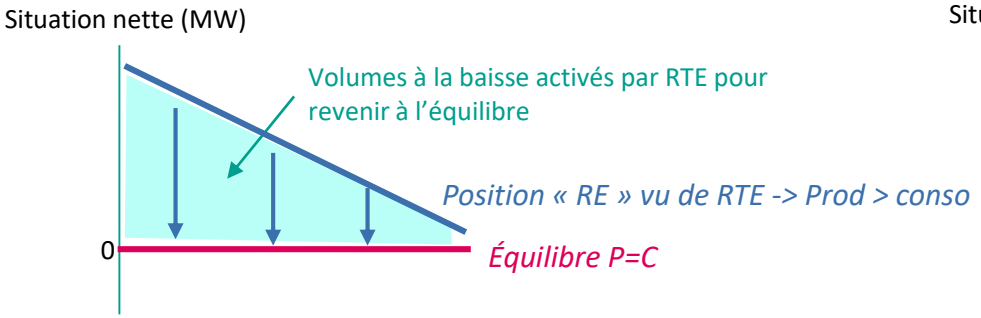
Ce jour-là, de 00h à 18h et de 22h à minuit, la tendance du système est à la baisse : il y a trop d'énergie dans le système, ce que le prix spot reflète bien entre 3h et 5h (prix <0)

	Prix spot	Volume activé à la baisse	Volume activé à la hausse	Volume « net »
Entre 2h et 3h	0,1 €/MWh	2359 MWh (RR)	20 MWh (mFRR)	2339 MWh
Entre 3h et 4h	-1,52 €/MWh	3763 MWh (RR)	1880 MWh (mFRR)	1883 MWh
Entre 4 h et 5h	-1,75 €/MWh	1645 MWh (RR)	407 MWh (mFRR)	1238 MWh
Entre 5h et 6h	7,07 €/MWh	839 MWh (RR)	-	839 MWh

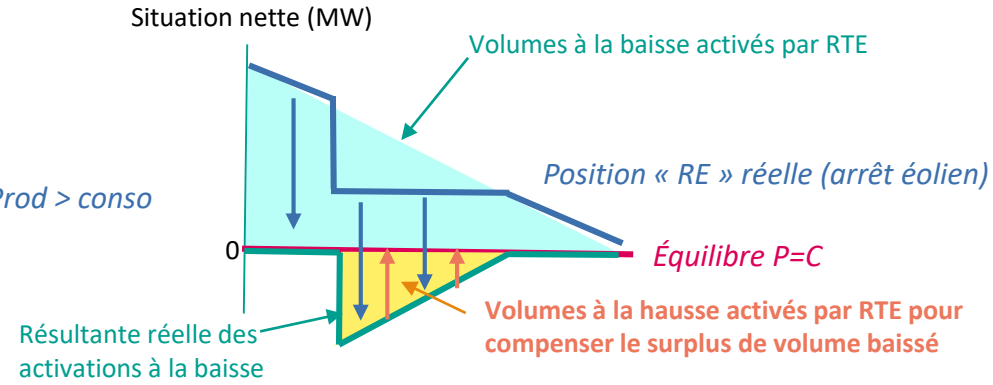
Zoom sur un épisode de prix négatif : 22 décembre 2020 – France

Ce jour-là, de 00h à 18h et de 22h à minuit, la tendance du système est à la baisse : il y a trop d'énergie dans le système, ce que le prix spot reflète bien entre 3h et 5h (prix <0)

Situation vue de RTE au début de la FO et actions prises



Situation réelle et conséquences des actions de RTE



Analyse :

- A priori, l'arrêt de la production avait bien été pris en compte par les RE (rien de flagrant au niveau du déséquilibre)
- Néanmoins, RTE n'avait pas la visibilité de ce qu'allaient faire les producteurs éoliens (baisse pas incluse dans les programmes) et les modèles que RTE utilise pour prévoir la production ENR n'anticipent pas ce genre de comportement
- RTE a donc pris des actions d'équilibrage en se fondant sur la prévision de production éolienne de ses modèles, la programmation n'étant pas fiable puisqu'incomplète

/!\ Pour éviter des actions d'équilibrage contre-productives payées par tous, RTE a besoin de visibilité sur ce que les acteurs ont prévu de produire !

Un autre exemple : 25 avril 2021 - France

Episode de prix spot négatif et de « décrochage ENR »



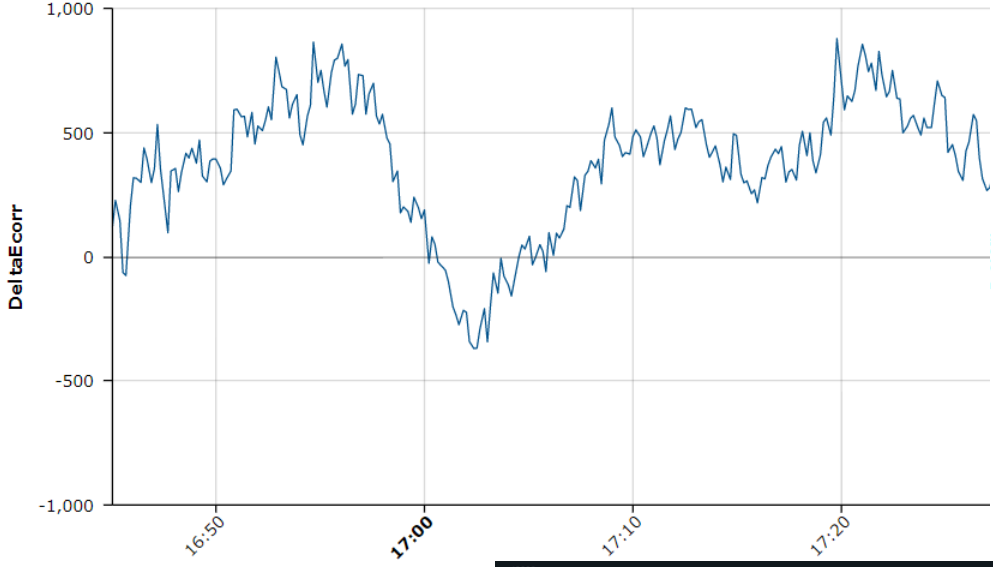
25/04/21: Episode de prix SPOT J-1 négatif
Conformément aux modalités prévues par les contrats de complément de rémunération, arrêts et redémarrages massifs de production éoliennes :

1800 MW à la maille France à 14h.

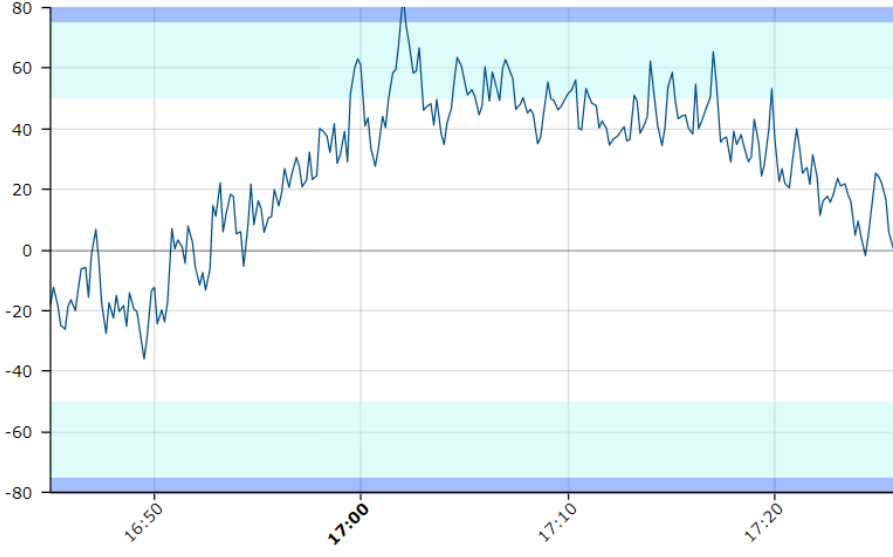
Beaucoup d'autres exemples pour l'année 2021!

25 avril 2021 – France (redémarrage à 17h)

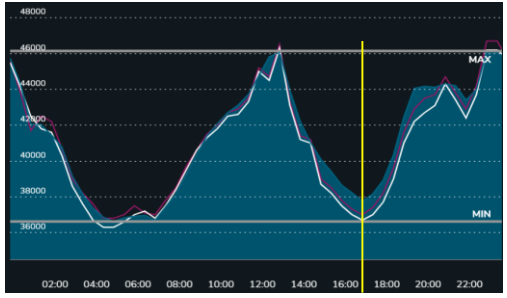
- Impact réglage (écart de réglage bloc France en MW)



- Impact fréquence (écart de fréquence en mHz)

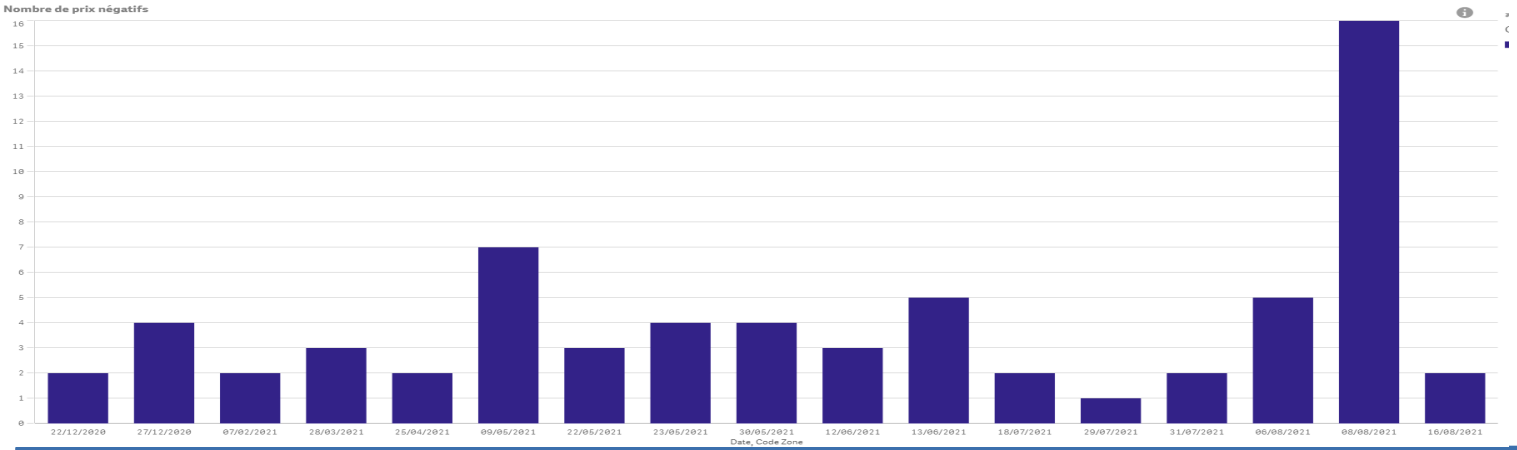


- Consommation nationale



Puissance redémarrée difficile à absorber en creux, en l'absence de visibilité et donc d'anticipation

Bilan des épisodes de prix spot négatif en 2021



Depuis décembre 2020:

- ✓ 67 heures de prix spot négatif réparties sur 17 journées (à mi-septembre).
- ✓ 7 journées ont été analysées.
- ✓ Les plus forts impacts sur le réglage sont liés à des difficultés à prévoir le comportement des acteurs en l'absence de programmation
- ✓ Si aucun écart de fréquence significatif n'a été enregistré pendant la période de prix spot négatif à ce jour, **la reprise de la production a par contre générée des difficultés à la baisse.**

Conséquences sur l'EOD

Des phénomènes de variation brutale de la production (en + /-) sont observés sur la production ENR. Ces décrochages peuvent être plus ou moins anticipés, ils n'en demeurent pas moins difficile à évaluer.

- ✓ **Phénomènes météorologiques** : fronts venteux, variation météo/ nébulosité, … non pris en compte (produits météo pas assez fin pour affiner le modèle)
- ✓ **Phénomènes de marché :**
  - équilibrage d'un RE demandant l'arrêt de sa production EnR
  - arrêt sur prix spot négatif
- ✓ Contrainte environnementale (bruit, avifaune…)

En l'absence de programmation, il revient à RTE d'estimer le volume qui va s'arrêter en cas de prix négatif

- ✓ Aujourd'hui, on constate qu'environ 66% en moyenne du parc éolien sous CR s'arrête sur prix spot négatif

Ces variations sont subies par les dispatchers avec des deltas qui peuvent parfois avoir un impact direct sur la qualité du réglage (incrément positif/ négatif) et sur la tenue de la fréquence.

- ✓ **1/3 des gros écarts de réglage en 2021** sont liés à des mauvaises prévisions ENR qui en sont l'une des causes

Au delà des impacts sur les réglages , la difficulté à estimer ces volumes en amont du temps réel pose également problème :

- ✓ **Impact indirect sur les volume de marges disponibles** – le déséquilibre prévisionnel est intégré dans le calcul de la marge disponible opérationnelle, et peut fausser les signaux (manque d'offre, mode dégradé) notamment vu du J-1 mais aussi en TR
- ✓ **Une mauvaise estimation du déséquilibre peut avoir une conséquence sur les volumes envoyés sur les plateformes** standard de balancing et sur la stratégie de pricing associée
- ✓ Indirectement, cela peut également **fausser les signaux marché et induire les acteurs en erreur**

Enfin, si les RE ne se rééquilibrent pas, cela peut nécessiter plus d'actions de la part de RTE pour équilibrer le système

Que pouvez-vous faire ?

- La mesure sur les prix négatifs devait initialement **limiter la formation de prix négatifs sur le spot en incitant les acteurs à ne pas offrir à tout prix** (contrairement au dispositif d'obligation d'achat)
- Sur ces périodes, **les prix négatifs traduisent un système majoritairement long** donc le fait que la production s'arrête n'est pas à remettre en cause à ce stade

1ère action : Respecter l'obligation de programmation et se redéclarer en infra-journalier si nécessaire

Nouvelles pistes à explorer pour discussion

1

A l'instar de la programmation sous le périmètre OA, **une programmation spécifique pourrait être mise en place avec les acteurs de marché** qui gèrent la production ENR sous complément de rémunération :

- Si pas de volonté de participer au MA par ailleurs, possibilité dans ce cas de mettre l'ensemble des installations concernées dans une même EDP pour avoir une programmation agrégée au portefeuille sous CR de l'acteur
- Si volonté de participer au MA, il appartiendra au RP/AA de constituer les périmètres de programmation permettant d'avoir a minima l'égalité suivante : EDA=EDP

2

Prévoir une rampe progressive d'arrêt (sur 10 minutes par exemple)

- Les variations trop brusques ont un **impact sur la fréquence** (cf. problème des écarts déterministes de fréquence aux heures rondes)
- **Sujet majeur au vu des volumes à venir sous CR en cas de déconnexion simultanée d'un volume trop conséquent !**

Questions additionnelles de RTE

- **Comment les RE gèrent-ils cette situation de prix spots négatifs ?**
- **Est-ce que les RE se rééquilibrent bien ?**

➔ Point pour discussion ou retour à RTE en bilatéral
➔ Même si pas d'alerte de RTE à ce stade, importance de toujours bien se rééquilibrer lors de ces épisodes de prix négatifs !

Programmation envoyée à RTE

Rappel !

Qui ? Responsable de programmation = Acteur d'ajustement pour l'injection

Maille ? Prévision de production envoyée à la maille EDP

Quand ? Tous les jours
- 3 passerelles en J-1 : 12h30, 15h et 16h30
- Re-déclaration possible sans limite aux 24 guichets journaliers (aujourd'hui chaque heure ronde) jusqu'à 1h avant le temps réel (délai de neutralisation d'une heure)

Granularité

- **Pas temporel du PA ?** 5' ou 15' ou 30'
- **Granularité en puissance?** MW

Comment ? Via l'application TOPASE

Perspectives

- **2025** : **96 guichets** de redéclaration des programmes d'appel
- **2023-2024** : Etape intermédiaire à **48 guichets**

L'Entité de Programmation

Constituée de groupes de production localisés sur le même site d'injection et ayant le même RE

EDP multi-sites d'injection sur le RPD possible avec même RE si demande justifiée à RTE

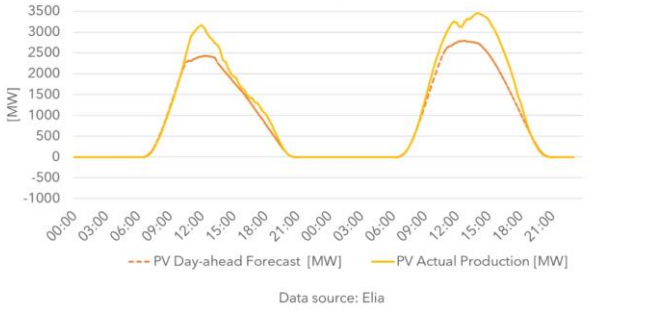
Dépôt des PA
Responsable de programmation
TOPASE

4 Enjeu n°2 : Participer au MA à la baisse

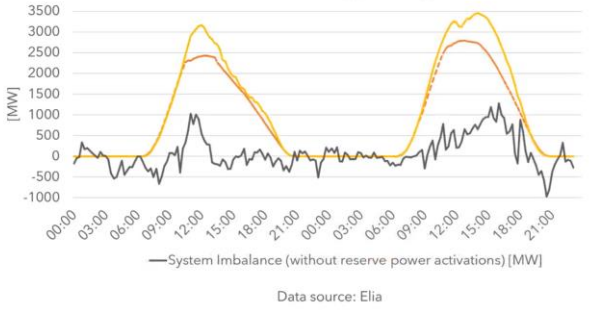
16-17 avril 2021 - Belgique

Episode d'erreur de prévision solaire et « déséquilibre »

Friday 16/04 and Saturday 17/04 were much sunnier in Belgium than forecasted



This contributed to a large system imbalance in the Belgian grid



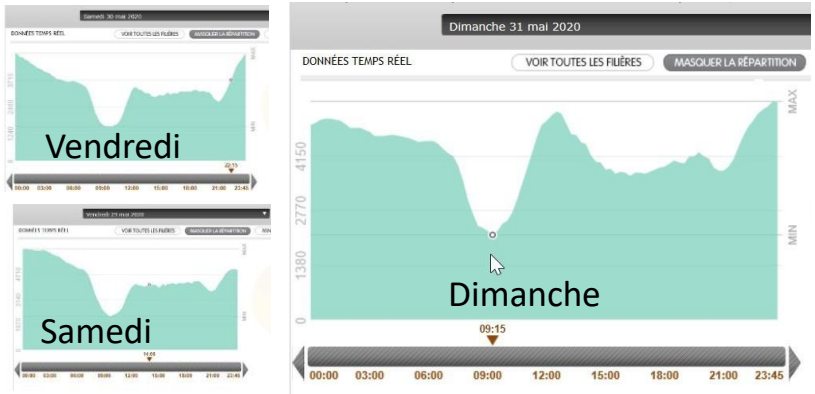
16-17/04/21 : mauvaises prévisions de production PV

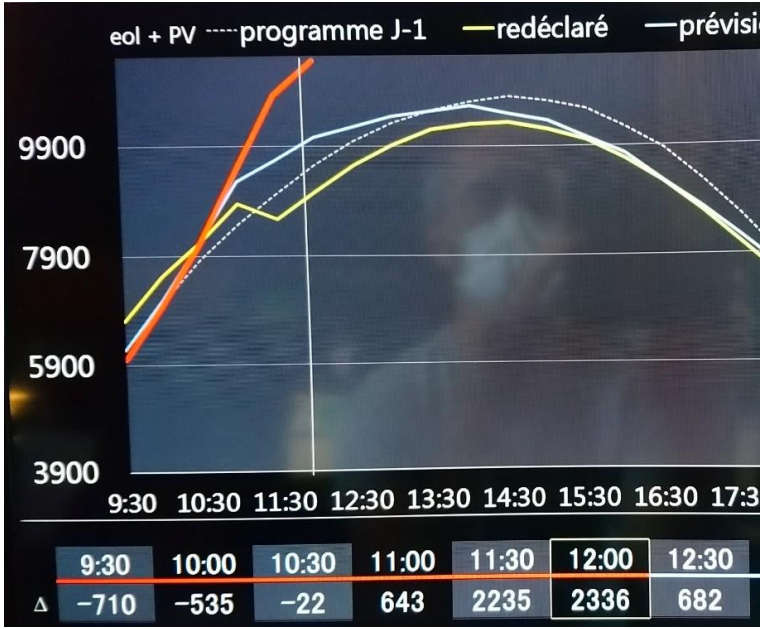
Plus de **500 MW** d'erreur de prévision de production à la maille Belgique contribuant à des déséquilibres de plus de **1000 MW**

Enjeu : Disposer d'offres à la baisse activables rapidement (DMO~15 min) pour pallier ces erreurs de prévisions que l'on ne peut anticiper

31 mai 2020

Mauvaise prévision d'un phénomène météorologique





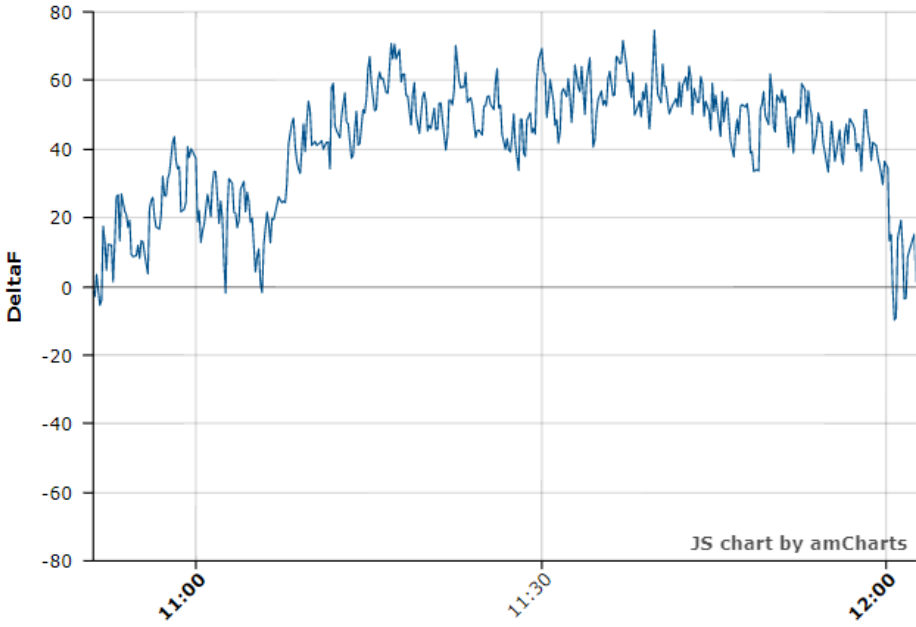
Trois jours de suite, la production éolienne suit le même profil.
Pourtant les modèles de Rte ne sont pas capables de le prévoir.

Ecart de 2300 MW non anticipé. Peu de moyens à la baisse :
66 minutes en zone bleu REGIS*> triple incréments

**Indicateur REGIS présenté p.28*

31 mai 2020 - Ecart de réglage (MW) et écart de fréquence (mHz)



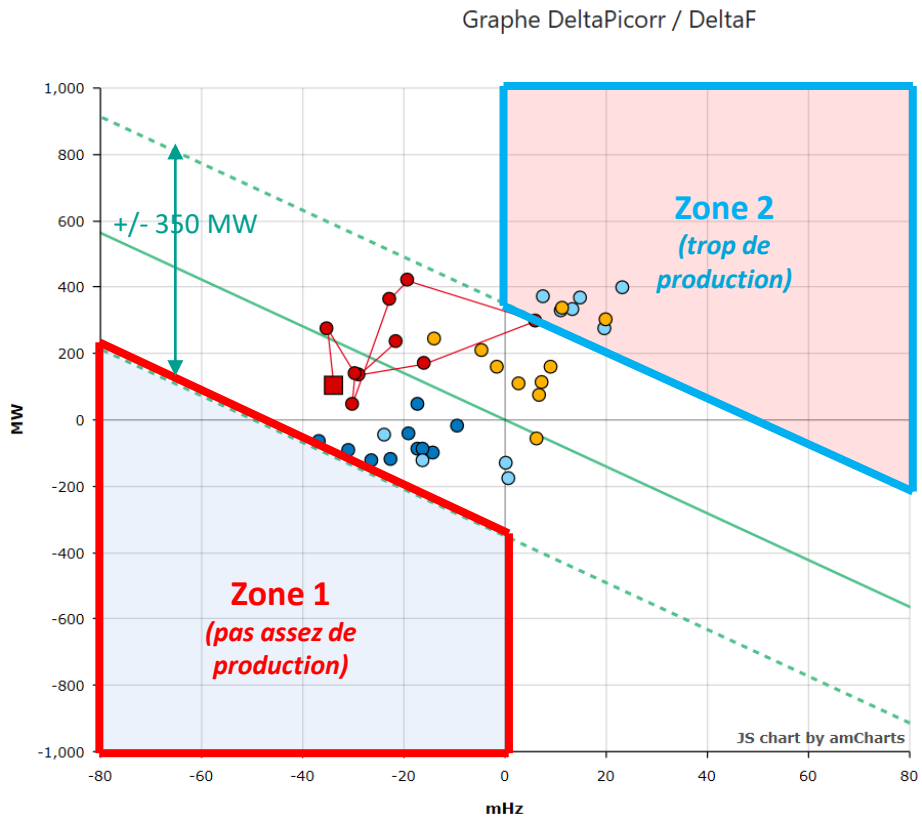


- Jusqu'à 2000 MW d'excédent.
- Ecart de longue durée (plus d'une heure)
- **Pas de moyens d'ajustement à la baisse**

Indicateur interne REGIS (REGlage - Indicateur de Sûreté)

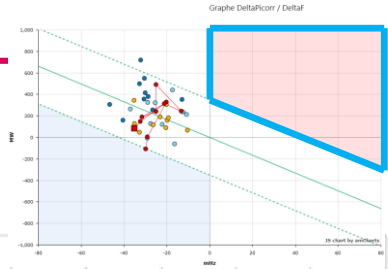
- Trace minute du point de fonctionnement Δfréquence/Δpuissance aux interconnections (ΔPi = flux physiques – flux commerciaux)
- Incrémente l'indicateur quand on a 15 points consécutifs (15') hors du tunnel de réglage et que l'on perturbe le système
  - Suivi depuis longtemps en zone 1
  - Suivi depuis 2019 en zone 2
- Zone 1 : environ 115 incréments annuels
- Zone 2 : environ 220 incréments annuels

Traduit le manque de moyens rapides à la baisse et de moyens courts en général



Incréments REGIS 01/10/2020 – 30/09/2021

- 215 incréments (fréquence haute = trop de production) pendant plus de 15’
- 1 tiers sont liés à une mauvaise estimation du déséquilibre en lien avec les EnR

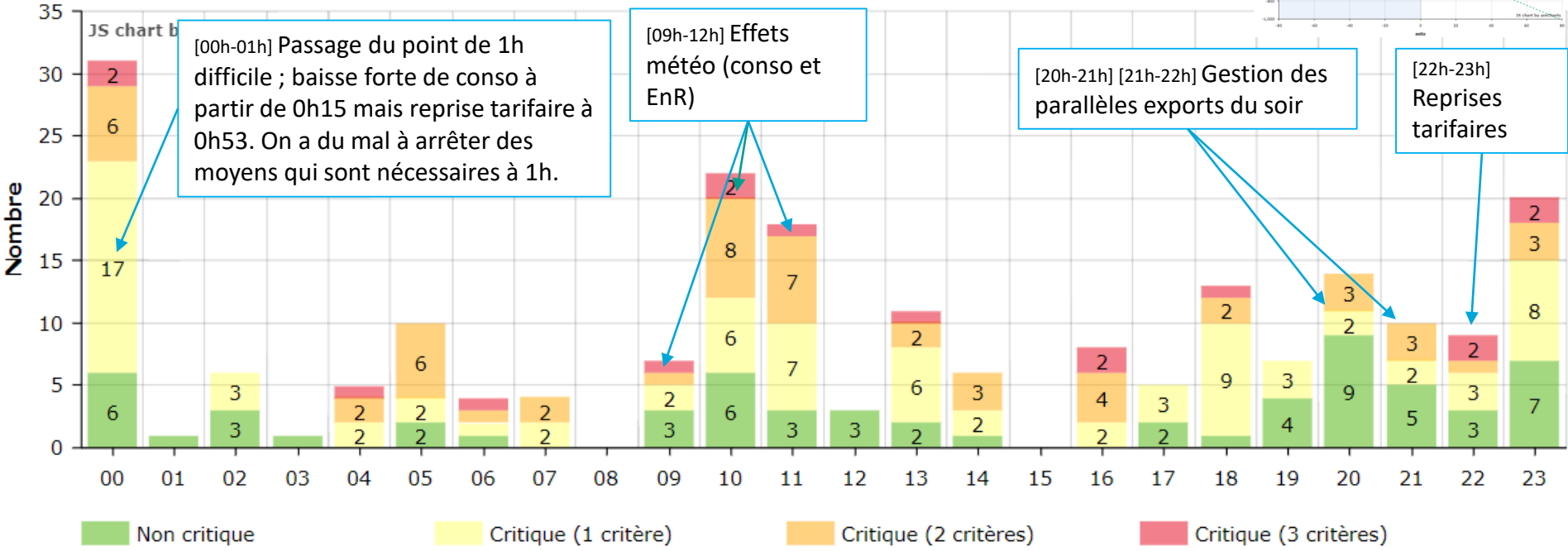


[00h-01h] Passage du point de 1h difficile ; baisse forte de conso à partir de 0h15 mais reprise tarifaire à 0h53. On a du mal à arrêter des moyens qui sont nécessaires à 1h.

[09h-12h] Effets météo (conso et EnR)

[20h-21h] [21h-22h] Gestion des parallèles exports du soir

[22h-23h] Reprises tarifaires



3 critères de criticité : ΔE (ACE) > 1500 MW ; points en zone > 25 ; marge 15’ < 1500 MW

Zoom sur le passage des creux de consommation

- Lorsque RTE est confronté à un creux de consommation la nuit, les moyens rapides à la baisse sont quasiment inexistants sur certains créneaux et RTE dispose de très peu de leviers en cas de besoins complémentaires à la baisse.
- RTE a ainsi tendance à être long vis-à-vis de son réglage et contribue à faire monter la fréquence.
- Les prévisions indiquent qu'en 2022, environ 10 GW de capacités seront en complément de rémunération, dont 6 GW d'éolien terrestre. Ces capacités ENR, notamment de type éolien, pourraient donc être de bons candidats pour répondre à ces besoins de réserve rapide à la baisse.

Ordres de grandeur

- Creux annuel de consommation ~30 GW
- Capacité d'export théorique 15-17 GW



- Parc nucléaire 62 GW
- Parc de production variable ~35 GW (hydraulique fil de l'eau, PV, éolien)

Les EnR participent pas ou peu à l'EOD

- **Une seule activation d'EnR sur le MA pour l'EOD en 2019**
- Un premier GT avec les producteurs EnR a été organisé en novembre 2019 pour :
  - Présenter les opportunités de valorisation sur le mécanisme d'ajustement des moyens à la baisse et échanger sur la capacité des ENR variables à répondre à ces besoins
  - Présenter la déclinaison des règles actuelles du MA à des EDA contenant des sites ENR
  - Concerter sur des adaptations qui pourraient être mises en œuvre dans une version ultérieure des règles, notamment sur la méthode de contrôle du réalisé

- **1 an et demi après, la participation directe des EnR au MA pour l'EOD est encore inexistante:**
  - Une seule activation d'EnR sur le MA pour l'EOD en 2021
  - Il y a actuellement très peu de sites EnR faisant partie d'une entité d'ajustement (EDA)
  - Pas de sollicitation significative de la part des producteurs EnR pour participer au MA et/ou échanger sur de possibles adaptations si nécessaire

Pourquoi cette situation ?

Questions ouvertes

- Quels pourraient être les principaux facteurs expliquant ces constats ?
  - Contraintes opérationnelles ?
  - Manque d'opportunité financière : business case négatif ?
  - Manque d'information quant aux possibilités offertes pour participer à l'équilibrage et aux gains possibles ?
  - Autre ?

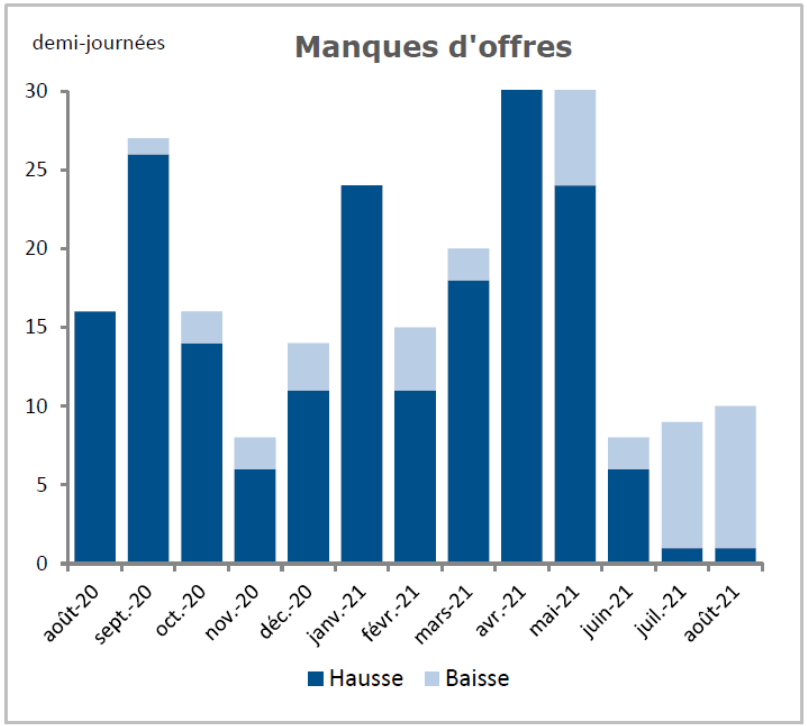
Pour discussion !

Concrètement, quelles opportunités ?

- **Il est possible d'estimer les des ordres de grandeur d'opportunités en analysant des situations historiques (cf. exemples slides suivantes) :**
  - Cas de **déséquilibre à la hausse** (tendance baisse) **important** (> plusieurs centaines de MW) et **prolongé** (plusieurs heures)
  - Cas de PME (Prix Marginal d'Equilibrage) en tendance baisse **très bas** (négatif voire très négatif) et/ou en situation de « butée » pouvant refléter un « **épuisement » de la liquidité** disponible

- **/!\ Les indicateurs de marché ne permettent pas toujours de refléter le manque de liquidité dans les situations parfois « tendues » à la baisse.**
  - **Notamment dans des cas où la liquidité est insuffisante, les prix ne reflètent pas la tension réelle du système**
  - On observe ainsi des situations où un déséquilibre persiste, malgré l'activation d'offres à la baisse, **avec un PME- non incitatif**. On peut entre autre citer les explications suivantes :
    - **Absence d'offres** même à prix très bas dans la préséance : la dernière offre appelée ne reflète pas le prix réel du déséquilibre
    - **Anticipation (par RTE) d'une situation tendue avec des offres insuffisantes** par activation de moyens en cause « marge » qui n'apparaissent donc pas clairement dans les indicateurs économiques (volumes pris en compte dans le PMP mais dont le prix peut-être au-dessus du PME)

Messages de manque d'offres sur le MA



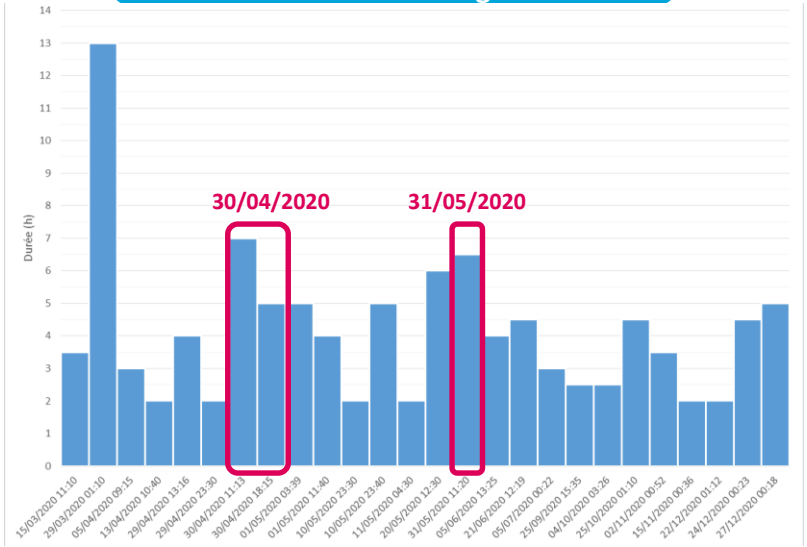
- Autrefois marginal, le manque d'offres à la baisse n'est plus rare.
- Sur 2021 (> fin septembre) : **30 occurrences pour 178 heures**
- *Nota : en 2020, 26 occurrences pour 108 heures dont une bonne partie au printemps (1er confinement)*

Quelle fréquence et quel volume?

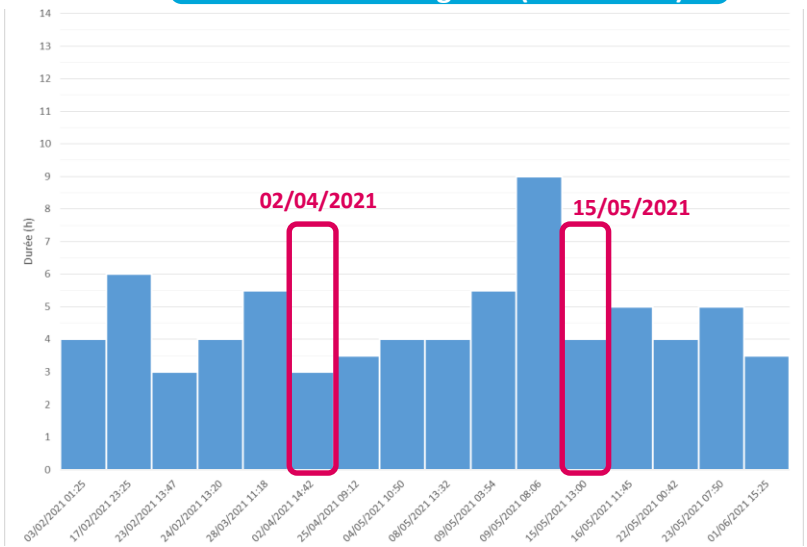
Source : données portail services RTE

- Il est possible de donner un **très large minorant** des cas critiques de manque d'offres à la baisse en observant les déclenchements de mode dégradé (à la baisse) par RTE
- Les volumes recherchés peuvent être estimés d'après **l'amplitude du déséquilibre** (cf. exemples slides suivantes)

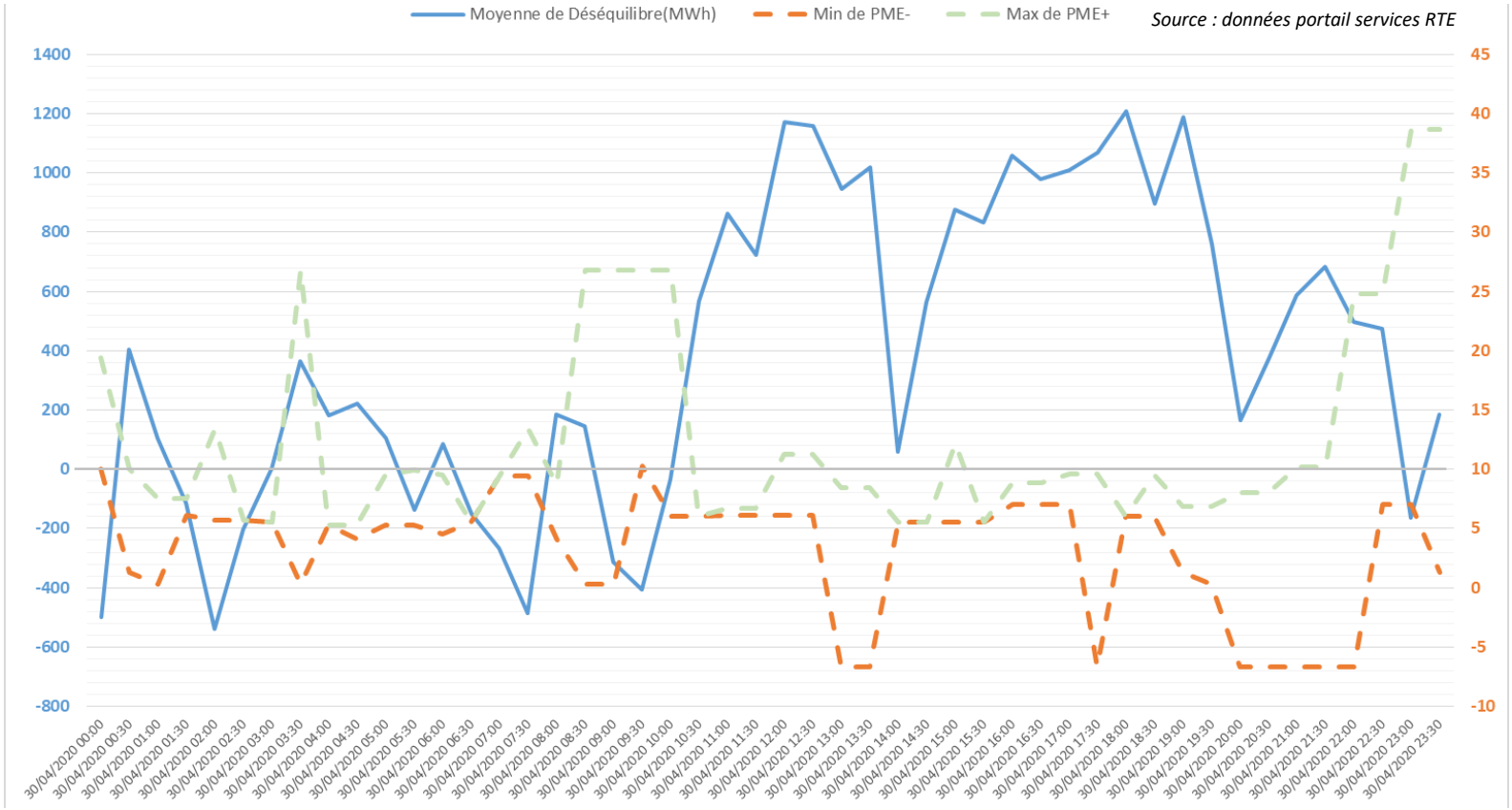
2020 26 occurrences pour 108 h de mode dégradé



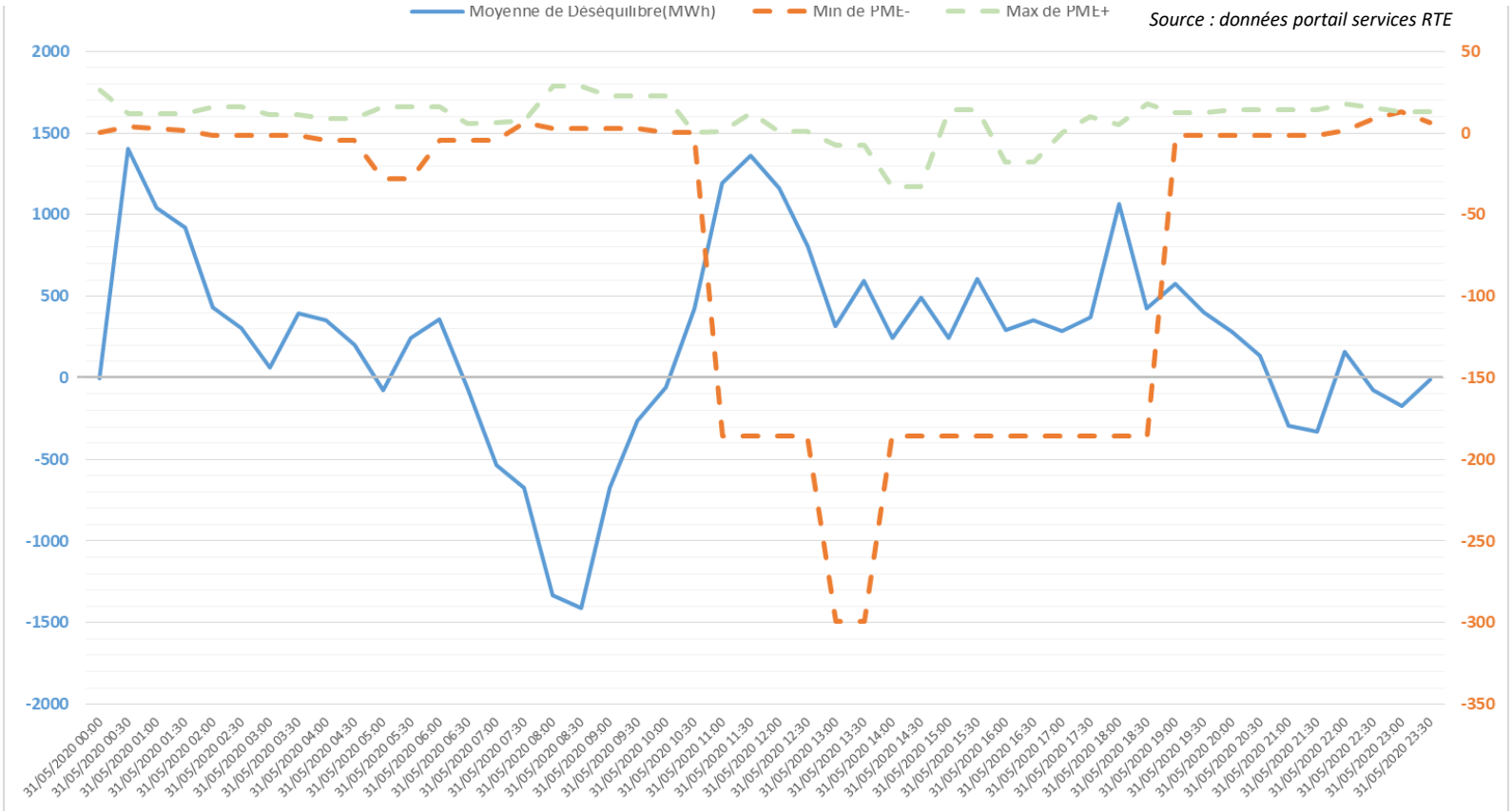
2021 16 occurrences pour 73 h de mode dégradé (à mi année)



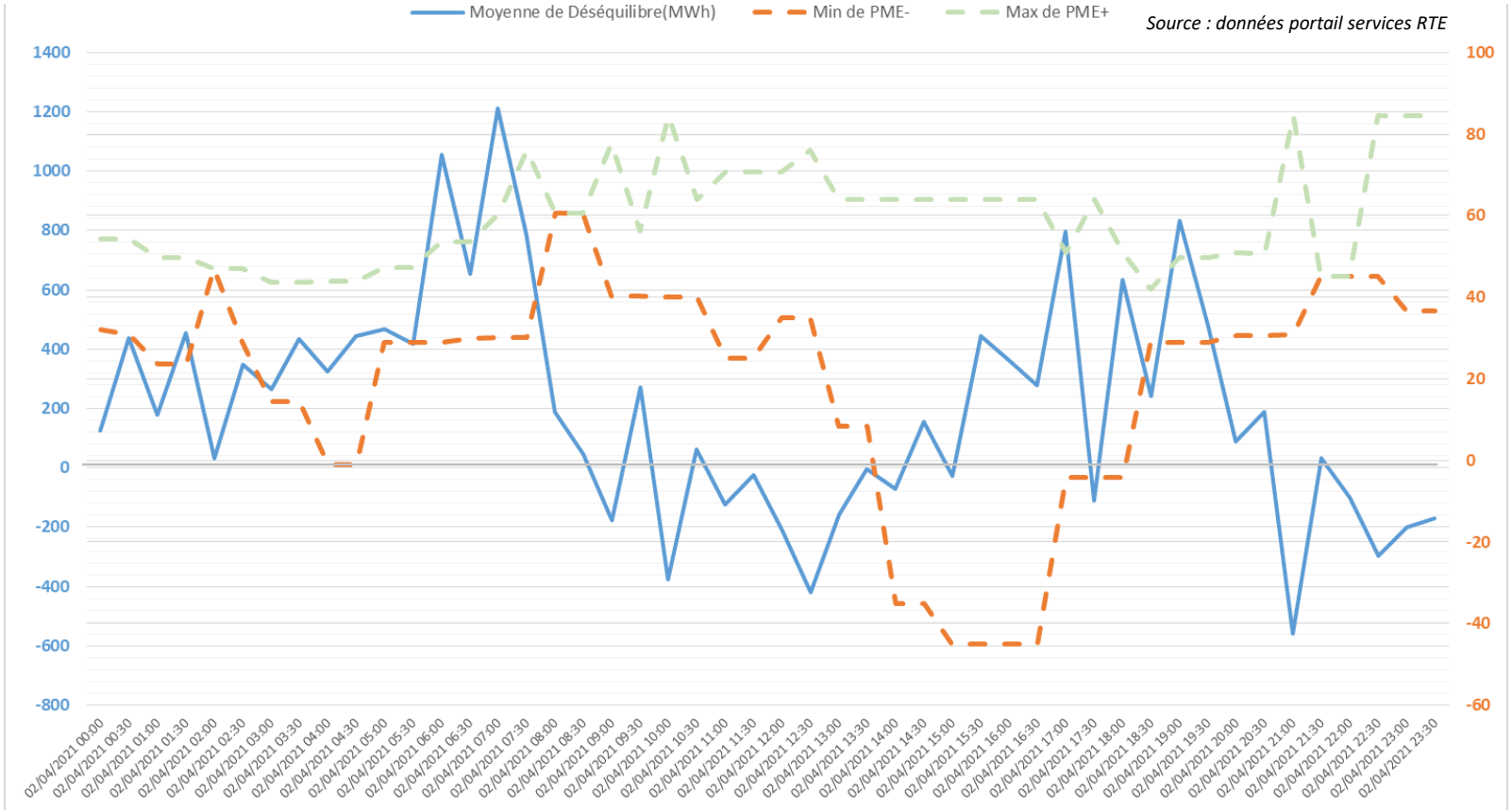
30/04/2020 : 200 à 1200 MW pendant plus de 7+5h – PME(-) ~0



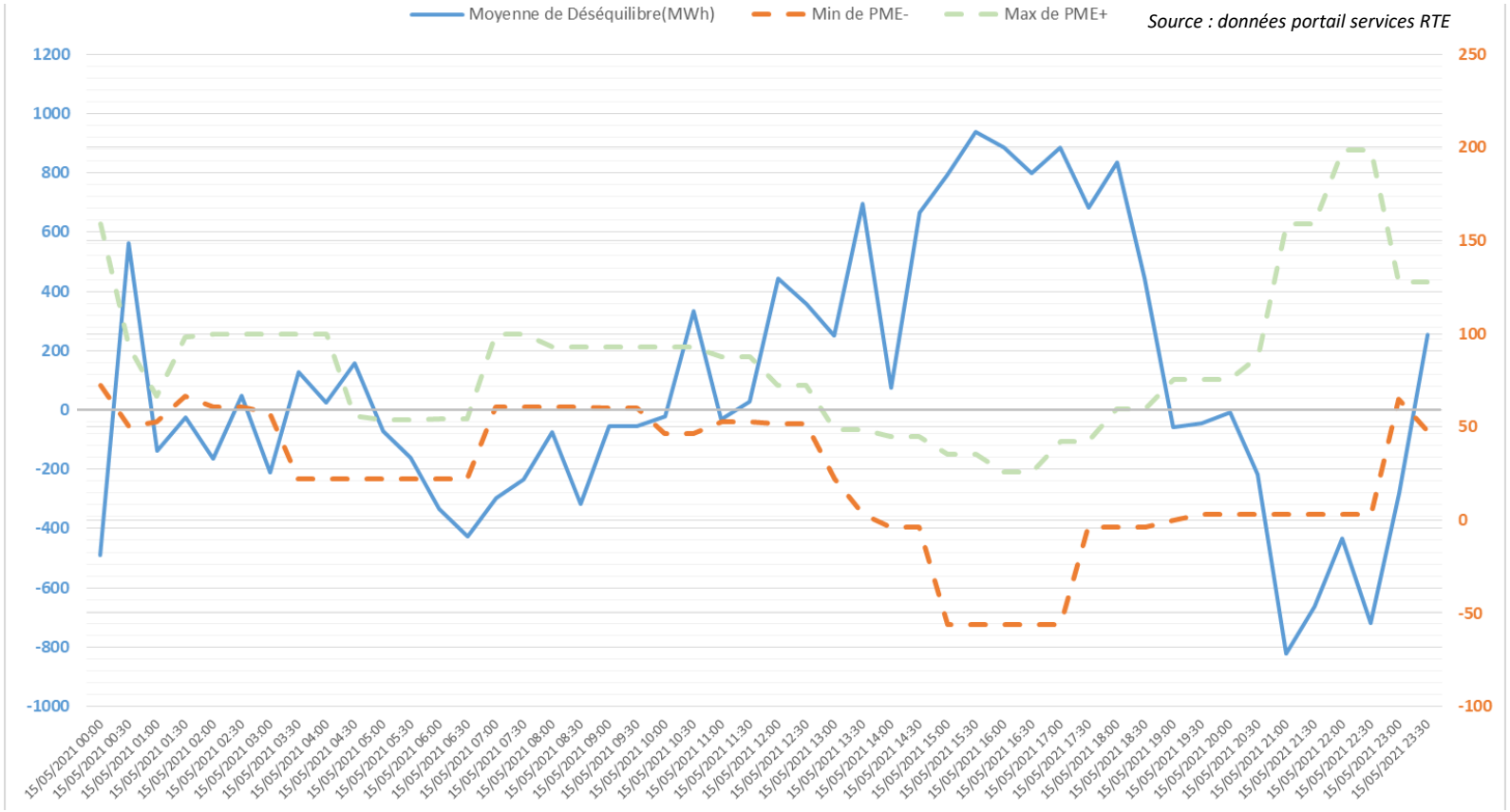
31/05/2020 : 250 à 1500 MW pendant plus de 6h – PME(-) bas



02/04/2021 : 0 à 800 MW pendant 3h – PME(-) bas



15/05/2021 : 200 à 100 MW pendant plus de 6h – PME(-) moyen

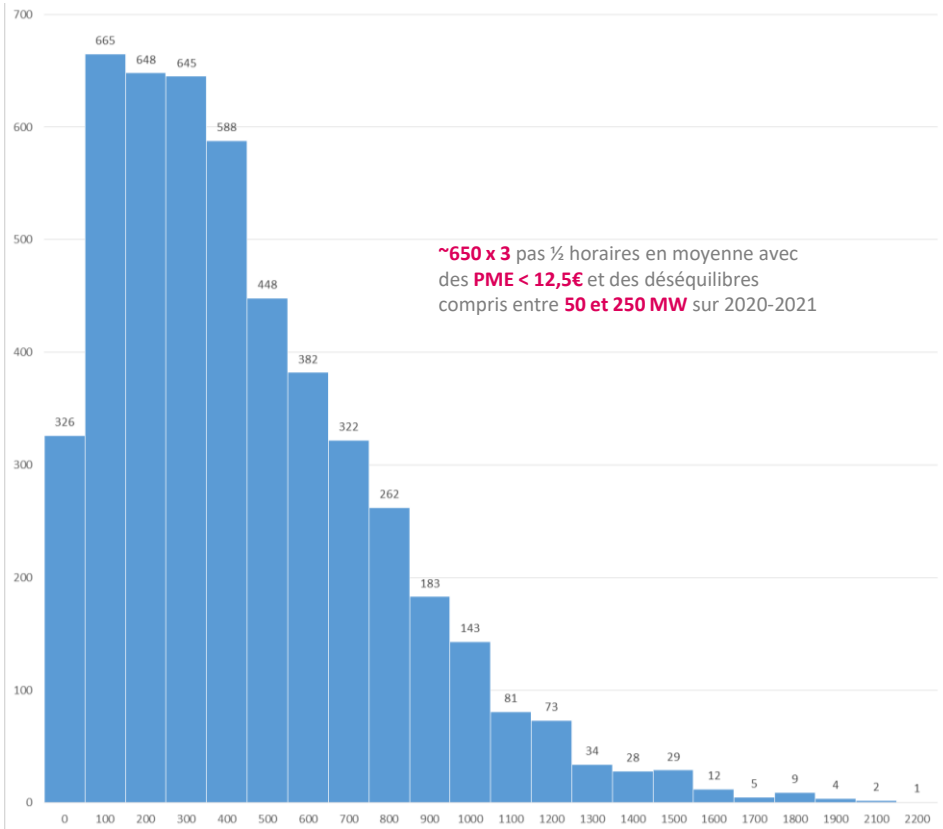


Distribution des PME(-) 2020-2021 en fonction des déséquilibres

Source : données portail services RTE

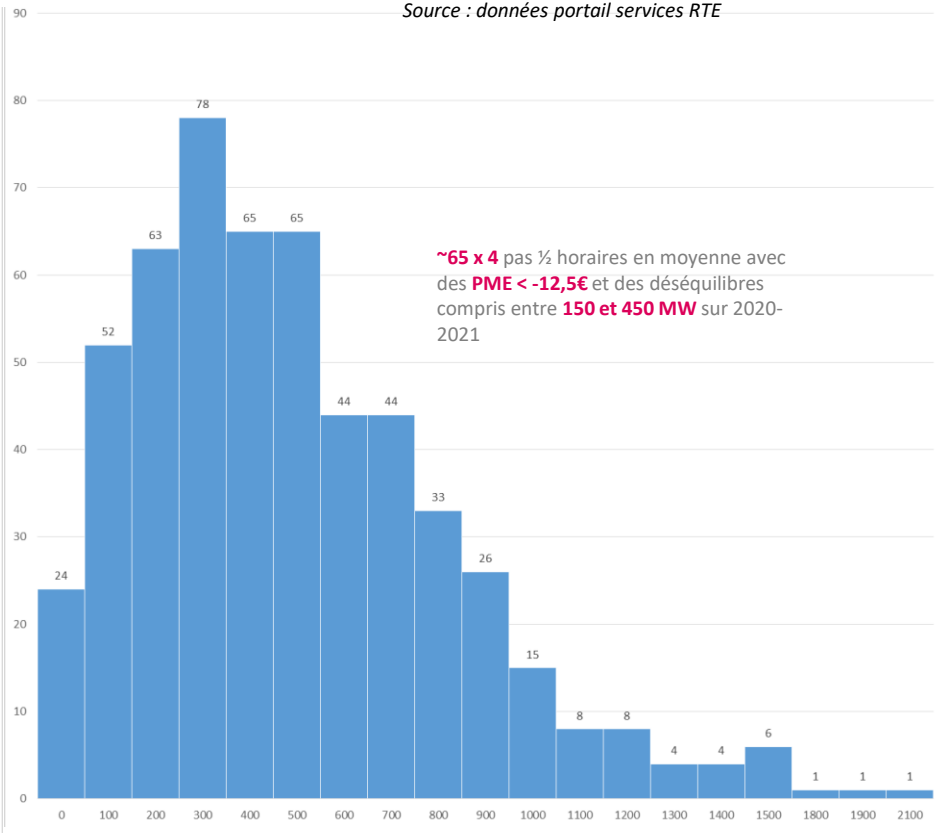


Distribution des PME(-) « faibles » 2020-21 en fonction des déséquilibres



~650 x 3 pas ½ horaires en moyenne avec des **PME < 12,5€** et des déséquilibres compris entre **50 et 250 MW** sur 2020-2021

Source : données portail services RTE



~65 x 4 pas ½ horaires en moyenne avec des **PME < -12,5€** et des déséquilibres compris entre **150 et 450 MW** sur 2020-2021

5 Evolutions des règles MA-RE

Evolutions règles v10 – Programmation

Situation actuelle:

- **En théorie,** toute capacité de production participant au MA (RPT comme RPD) est tenue d'envoyer un programme à RTE (code de l'énergie)
- En pratique, seules les installations qui font des offres implicites sur le MA (c'est à dire toute l'injection RPT et quelques installations de production RPD) le font

Modification envisagée (prochaines règles v10) :

A compter de la date I (prévue pour 2025):

- **Tous les sites d'injection (RPD et RPT) participant au MA devront programmer** et donc rejoindre une entité de programmation (EDP)
- Les sites d'injection du RPD pourront néanmoins **choisir entre la transmission d'offres implicites ou explicites**
- **Le contrôle du réalisé pour les sites d'injection se fera par conséquent par rapport au programme d'appel** quel que soit le type d'offres choisi

Evolutions règles v10 – Extension du cadre des petites EDA

Situation actuelle:

- **Le seuil de participation au MA est de 10 MW :** une offre est réputée réalisable dès lors que le volume offert est supérieur ou égal à 10 MW
- Il est néanmoins possible de participer à la plateforme TERRE dès 1 MW, mais cela ne concerne que les offres « standard » de RR (DMO < 30 min, DOmin < 60min et pente de 10 min)
- Il existe un **cadre dérogatoire dit des « Petites EDA »** qui permet d'activer <u>à la hausse</u> des offres « spécifiques » de moins de 10 MW.

RTE a proposé d'étendre ce cadre pour des offres à la baisse pour les petites EDA « normalisées » et de passer à 3 le nombre d'EDA par acteur et par jour (au lieu de 2 actuellement)

	Petites EDA « normalisées »
Nombre	Limitées à trois EDA **par acteur et par jour**
Sens	Hausse et Baisse
Volume offert	Compris entre 1 et 10 MW
DMO	≤ 30 min
DOmin	≤ 60 min
Compatibilité TERRE	EDA compatibles avec TERRE, sans obligation d'offrir le volume en standard et en spécifique
Activation	Activations via l'application TAO

Contrôle du réalisé sur le mécanisme d'ajustement– situation actuelle

Aujourd'hui, le contrôle du réalisé sur le MA est réalisé de la façon suivante :

**RTE reçoit un programme d'appel global pour les sites constituant l'EDP*

Rappel !

L'EDA est constituée d'EDP*

L'EDA soumet des offres implicites

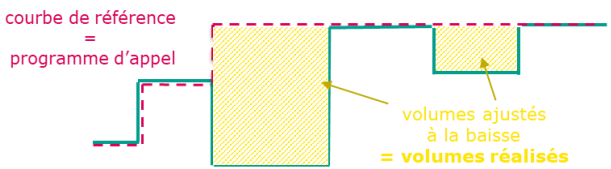
Le contrôle du réalisé est réalisé par rapport à la somme des PA des EDP constituant l'EDA

L'EDA n'est pas constituée d'EDP

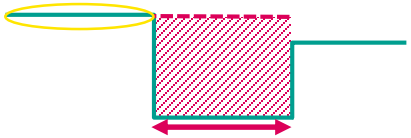
L'EDA soumet des offres explicites

Le contrôle du réalisé est réalisé par rapport à la méthode du rectangle simple

INJECTION – offres spécifiques implicites



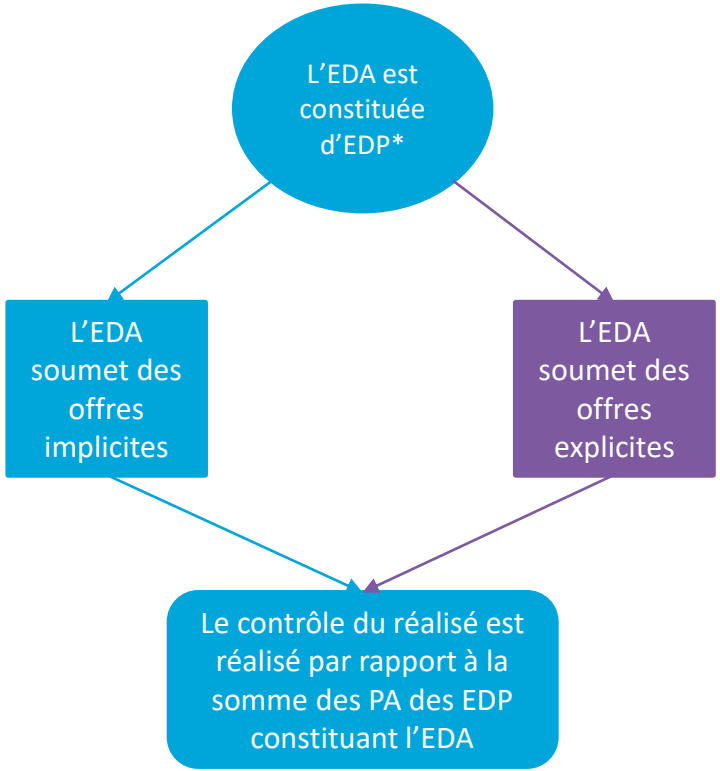
INJECTION – offres spécifiques explicites



Courbe de charge
Référence

Contrôle du réalisé sur le mécanisme d'ajustement après date I

Après la date I, le contrôle du réalisé sur le MA sera réalisé de la façon suivante :



Contrôle du réalisé sur le mécanisme d'ajustement

En 2020, RTE a rencontré les constructeurs afin d'étudier une possible **méthode de contrôle du réalisé fondée sur l'estimation de la production telle que fournie par les constructeurs à partir des mesures de vent faite localement** (méthode dite « physique »)

Les résultats de cette analyse ont conduit RTE à abandonner cette méthode pour le MA pour les raisons suivantes :

- Si dans certains cas, cette méthode donne de très bons résultats, **elle n'est pas homogène** d'un constructeur à l'autre et même, au sein d'un même constructeur, d'un modèle de machine à un autre
- Sans norme associée, **RTE devrait qualifier la méthode quasiment modèle par modèle**, ce qui ne semble pas le plus efficace.

Néanmoins, dans le cadre des travaux sur l'indemnisation des écrêtements de production ENR du fait du dimensionnement optimal, des travaux sont en cours pour développer une méthode d'estimation de l'énergie non évacuée (ENE) basée la **corrélation de la production avec celle des parcs voisins** (méthode dite des k plus proches voisins)

A terme, RTE pourrait envisager d'utiliser cette méthode également pour le MA.

Merci de votre attention

0 Annexes

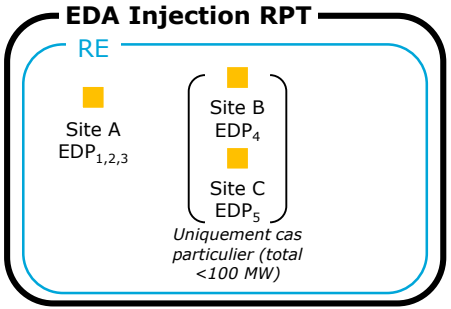
Rappel sur quelques fondamentaux des règles MA

Slides du GT ENR & MA du 6/11/2019

Les différents types d'entités pour l'injection

Les Entités d'Ajustement (EDA)

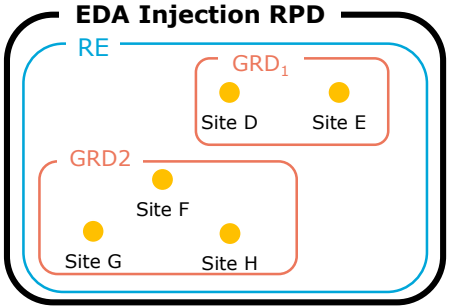
EDA injection RPT : constituée d'un site d'injection raccordé au RPT



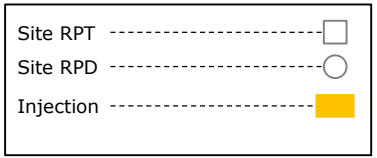
- Mono site*
- Généralement mono EDP mais multi EDP possible si même site
- Mono RE

** Sauf cas particuliers*

EDA injection RPD : constituée d'un ou plusieurs sites d'injection raccordés au RPD, éventuellement à des GRD différents mais rattachés au même RE



- Multi Sites possibles
- Mono EDP ou Multi EDP
- Mono RE
- Multi GRD

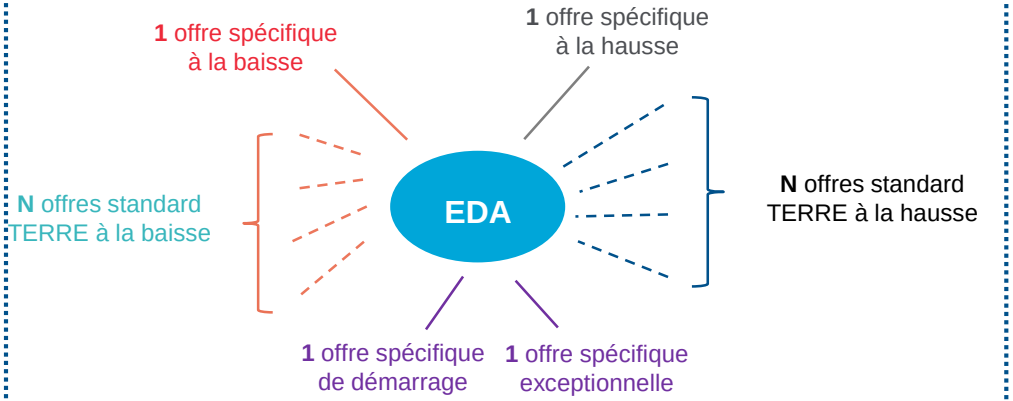


Présentation des offres

Standard vs Spécifique

- Offres spécifiques implicites
- Offres standards de « Replacement Reserve » (RR)

Pour une EDA qualifiée pour la soumission d'offres standard de RR



L'Entité d'Ajustement

- Maille élémentaire à laquelle un Acteur d'Ajustement fait une offre
- Elle est composée d'un ou plusieurs groupes de production et/ou d'un ou plusieurs sites

Point de précision

Offre standard seule ?

En règle générale, une offre standard doit être doublée d'une offre spécifique

Il est cependant possible de ne déposer que des offres standard si l'offre fait moins de 10 MW

Offres spécifiques implicites

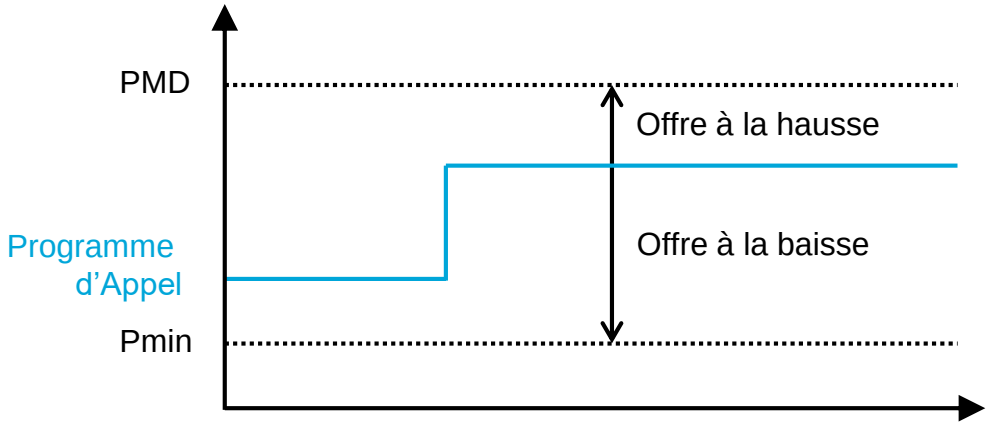
Le volume offert représente la variation possible par rapport au programme d'appel déclaré par le responsable de programmation

Exemple : un parc éolien connecté au RPT dont la puissance minimale disponible (Pmin) est de 0 MW et le PA 40 MW offre implicitement à la baisse 40 MW sur le MA.

Point de précision

Offre uniquement à la baisse ?

Si une EDA n'a pas de puissance disponible à la hausse, l'acteur d'ajustement n'est pas obligé de déposer une offre à la hausse



Caractéristiques d'une offre spécifique implicite

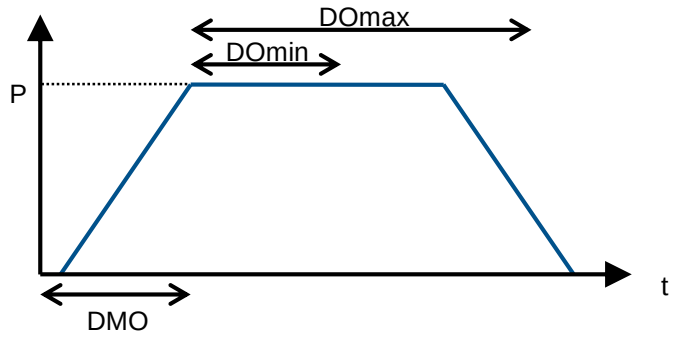
Une offre d'ajustement est caractérisée par un sens, un prix et des conditions d'utilisation

Dépôt des offres
Acteurs d'ajustement
SYGA

Sens — **Hausse** ou **baisse**

Principales conditions d'utilisation des offres

P	puissance
DMO	délai de mobilisation
DOmin	durée d'utilisation minimale
DOmax	durée d'utilisation maximale
Emax	énergie journalière maximale
Emin	énergie journalière minimale
-	nombre d'activations max./jour



Prix
€/MWh
6 plages de prix par jour

Soumission
Soumission des offres à 16h30 en J-1
Possibilité de modification en infra-journalier des offres non appelées (DN 1h)

Offres
Capacité minimale offerte de 10 MW (Baisse)
Offres dissymétriques possibles : Offres seulement à la baisse possible

Activation des offres

- Pour les besoins du mécanisme d'ajustement, RTE :
  - **classe en continu l'ensemble des offres spécifiques** par ordre croissant (pour les offres à la hausse) et par ordre décroissant (pour les offres à la baisse) de leurs prix d'Offre et
  - **appelle des offres en fonction de leurs prix d'offre, de leurs conditions d'utilisation et de leurs contraintes techniques**.

Activation des offres
Acteurs d'ajustement
TAO

- L'activation des EDA est « manuelle » et se fait par l'acteur d'ajustement : **RTE n'a pas de lien technique direct avec les sites d'une EDA**

- **Le mécanisme d'ajustement incite à ce que l'acteur d'ajustement déclare ce qu'il est réellement en mesure de faire** :
  - Sauf capacité contractualisée en amont (de type réserve rapide ou complémentaire), il reste possible de refuser un ordre d'activation
  - A terme, pour les offres spécifiques, l'acteur d'ajustement pourra redéclarer un programme de marche différent du programme de marche résultant de l'ordre d'activation de RTE

Rémunération et défaillance de l'ajustement

1 Rémunération des volumes activés

Chaque offre activée est rémunérée au prix de rémunération (différent selon le type d'offre et le motif d'activation) sur la base du volume demandé (volume commercial)

Rémunération = **Volume Commercial** x **Prix de Rémunération**

2 Valorisation des écarts d'ajustement

Pour chaque activation, tout écart entre le volume réalisé et le volume attendu théorique (livraison parfaite) est valorisé au prix de règlement des écarts d'ajustement (PREa)

Valorisation des EA = (Volume Réalisé – Volume Attendu théorique) x **PREa**

3 Pénalités en cas de défaillance

Pour chaque activation, un écart trop important entre le volume réalisé et le volume attendu effectif (déduit du programme envoyé par l'acteur) donne lieu à une pénalité

Si **Volume réalisé – Volume Attendu effectif > Seuil de Défaillance (20%)** : **Pénalité**

Prix de valorisation

Prix de rémunération

Type d'offre	Motif d'activation	Prix de rémunération
Spécifique	Tous	Prix d'offre
Standard	P=C	Prix marginal FR

Prix de règlement des écarts d'ajustement

Prix de règlement des écarts d'ajustement	PMP dans la tendance

Facturation

Délais

- Facturation des volumes commerciaux et des écarts d'ajustement en M+1
- Facturation des pénalités, le cas échéant, en M+2

L'ensemble des informations nécessaires à la facturation de ces éléments aux différentes échéances **est mis à disposition de l'acteur d'ajustement entre 15 min après le temps réel et M+1** avec possibilité de mise à jour jusqu'en M+12

Publications et facturation en M+1		
Activation	• Volume Réalisé • Volume des écarts d'ajustement: différence entre le Volume attendu Théorique et le Volume Réalisé • **Valorisation des écarts d'ajustement** : via le prix de règlement des écarts d'ajustement (J+3) • Critère de défaillance et Volume de défaillance	• Disponible après validation du Contrôle du Réalisé • Mis à jour jusqu'à M+12
Publications en M+1 et facturation en M+2		
Activation	• **Valorisation des pénalités**	• Mis à jour jusqu'à M+12

A quoi sert le contrôle du réalisé ?

Le contrôle du réalisé permet à RTE :

- De **vérifier la bonne exécution** des ajustements pour le mécanisme d'ajustement
- D'**attribuer les volumes ajustés** aux bons acteurs (responsables d'équilibre, acteurs d'ajustement)
- De **calculer le montant de la rémunération** des acteurs d'ajustement (agrégateurs)

Le contrôle du réalisé s'effectue à la maille de :

- l'entité d'ajustement (**EDA**) pour le mécanisme d'ajustement

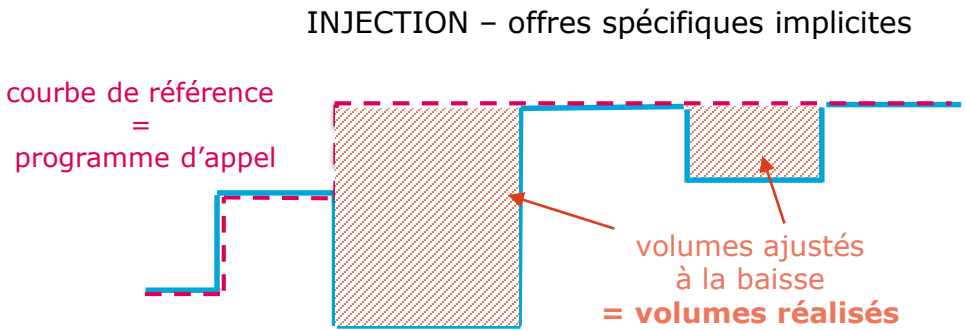
Contrôle du réalisé d'une EDA Injection faisant des offres implicites

RTE calcule le volume réalisé en comparant :

- La **courbe de charge**, corrigée des énergies des services système fréquence, au pas 10 min :

  Pour les sites télérelevés, cela correspond aux données de consommation au pas 10' issues des compteurs (mesurées par RTE ou remontées par les GRD le cas échéant)

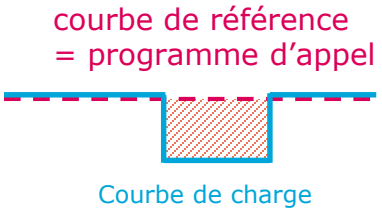
- La **courbe de référence**, qui correspond à ce qui aurait eu lieu en l'absence de l'ajustement , c'est-à-dire la courbe de référence établie grâce au programme d'appel pour les EDA faisant des offres implicites



Méthode par rapport au programme d'appel

Principe : pour établir la courbe de référence d'une EDA injection RPD, RTE se fonde sur les programmes d'appel envoyés par le responsable de programmation pour chaque entité de programmation (EDP) faisant partie de l'EDA

- Courbe de référence définie à la **maille de l'entité**
- **Courbe de référence** = somme des valeurs de puissance du dernier Programme d'Appel tracé par RTE de chaque EDP constitutive de l'EDA



Eligibilité

- Tout type de sites d'injection appartenant à une EDA faisant des offres implicites
- **Pas d'homologation requise** pour utiliser la méthode
- **Possibilité de mixer tout type de GDP dans une même EDA quelle que soit la filière**

Conditions

- Pas de conditions sur la durée d'activation/de pause

Pour les ENR variables
Pour évaluer l'énergie activée à la baisse de la façon la plus précise possible, possibilité pour le Responsable de Programmation d'utiliser les possibilités de re-déclaration du programme d'appel au plus près du temps réel