Le réseau de transport d'électricité

GT - Evolution des règles MA-RE

17 Mai 2022

Copyright RTE – 2022. 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)

Ordre du Jour

PARTIE A : Actualités

1. Actualités de la concertation MA-RE et planning indicatif
2. Nouvelle codification des EDP
3. Bascule du stockage sur les SSyf

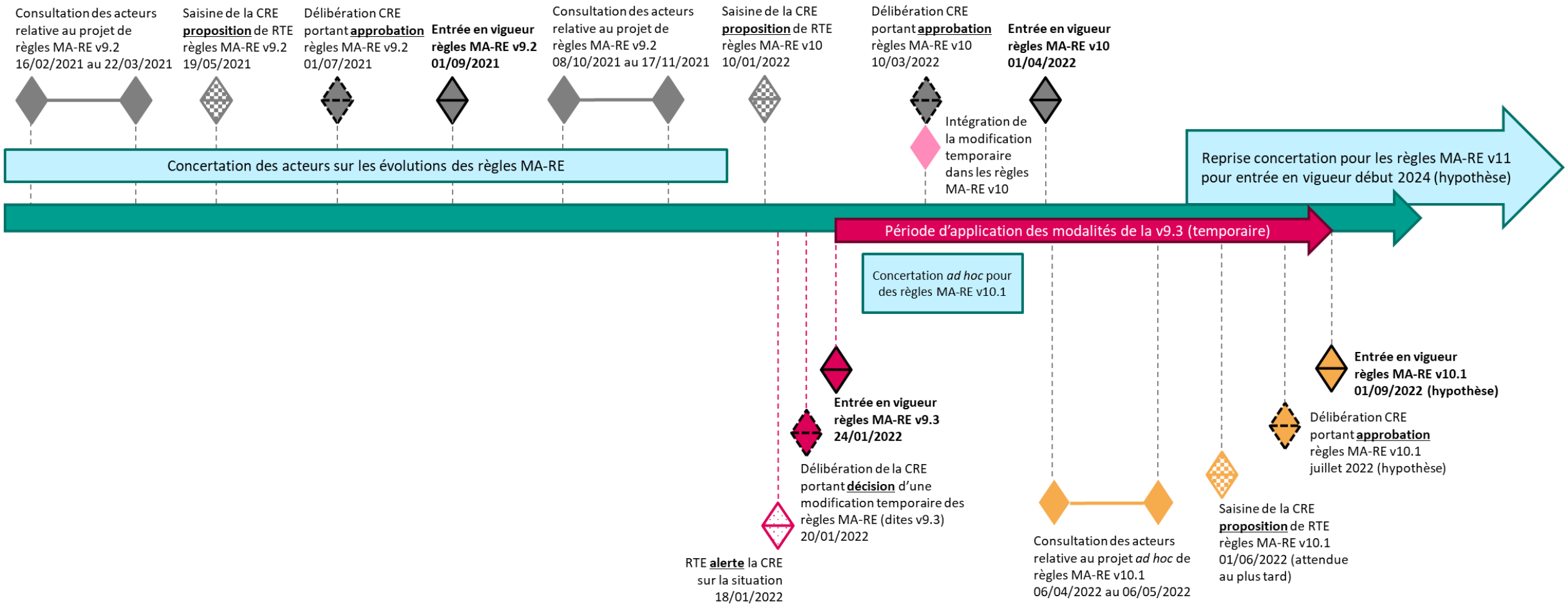
PARTIE B : MA-RE v11 et versions ultérieures

1. Programme de concertation indicatif
2. EDR mixtes et les impacts sur les écarts RE
3. Plateforme MARI :
    - 3.1. Rémunération des offres activées
    - 3.2. Retour sur la gestion du lien technique

A Actualités

1 Actualités de la concertation MA-RE et planning indicatif

Historique de l'évolution récente des règles MA-RE



Historique de la concertation MA-RE

Passées

Entrée en vigueur des règles MA-RE v9.2 le 01/09/2021

GT du 07/09/2021
- Symétrisation du critère de défaillance sur les ajustements
- Suppression des critères sur les dépassements extrêmes pour l'homologation MA
- Flexibilités locales activées par un GRD
- Modalités de pilotage ex ante du compte Ajustements-Ecarts
- Système cible de reconstitution des flux suite au déploiement des compteurs communicants
- Traitement des GRD raccordés exclusivement sur des GRD de rang 2 dans la reconstitution des flux
- Prestation « contrat d'achat des pertes » : passage en service de base

AT du 29/09/2021
- Mise en place de l'étape 2 de l'intégration du stockage au mécanisme d'ajustement
- Ouverture du portail GIPSE aux acteurs d'ajustement

Mise en consultation des règles MA-RE v10 du 08/10/2021 au 17/11/2021

AT du 16/11/2021
- Evolutions des services *Big Imbalance* et *Big Adjusted*

GT du 09/12/2021
- Evolution du calcul du PMP à compter du 1er janvier 2022 (cf. méthodologie ISH)
- Présentation des résultats de la réconciliation temporelle sur la période juillet 2019 – juin 2020 (RT16)
- Principaux retours de RTE suite à la consultation du projet de règles MA-RE v10
- Plateforme européenne d'échange de mFRR (MARI) : rémunération des offres activées

Entrée en vigueur des règles MA-RE v9.3 pour les modalités temporaires de sécurisation financière du dispositif RE – **le 24/01/2022**

GT du 15/02/2022 (ad hoc SecuFi RE)
- Modalités de sécurisation financière du dispositif RE

AT du 15/03/2022 (ad hoc SecuFi RE) – avec GRD
- Modalités de sécurisation financière du dispositif RE

GT du 24/03/2022 (ad hoc SecuFi RE)
- Modalités de sécurisation financière du dispositif RE

Entrée en vigueur des règles MA-RE v10 le 01/04/2022

Mise en consultation des règles MA-RE v10.1 du 06/04/2022 au 06/05/2022

GT du 10/05/2022 (ad hoc ISP15)
- Présentation des différents chantiers de modalités transitoires pour développer la trajectoire jusqu'à la cible du passage à un pas de règlement des écarts 15min

A venir

GT du 30/06/2022
- Lieu : Téléconférence ou présentiel
- Heure : de 14h à 17h

2 Nouvelle codification des EDP

Nouvelle codification des EDP

RPT RPD	**AAAAA** **AAA**	**0** **000**	**T** **D**	**Y**
	Caractères alphanumériques: nom du site pour les sites RPT ou trigramme de l'acteur sur le RPD	000 à 999	**T**ransport **D**istribution	**T** Thermique **H** Hydraulique **P** Pompage **N** Nucléaire **E** Eolien **R** Autres ENR **S** Soutirage **B** Batterie

3 Bascule du stockage sur les SSyf

Rappel du contexte

Actuellement les Règles SSYf ne font apparaitre la notion de stockage que via le cadre des définitions qui assimilent un site de stockage à un site de soutirage

Historiquement, la qualification en expérimentation et la nécessité de pouvoir procéder rapidement à des agréations de moyens de stockage avec d'autres moyens de stockage ou d'autre types de sites ont conduit à cette assimilation d'un site de stockage à un site de soutirage au sens des règles SSYf

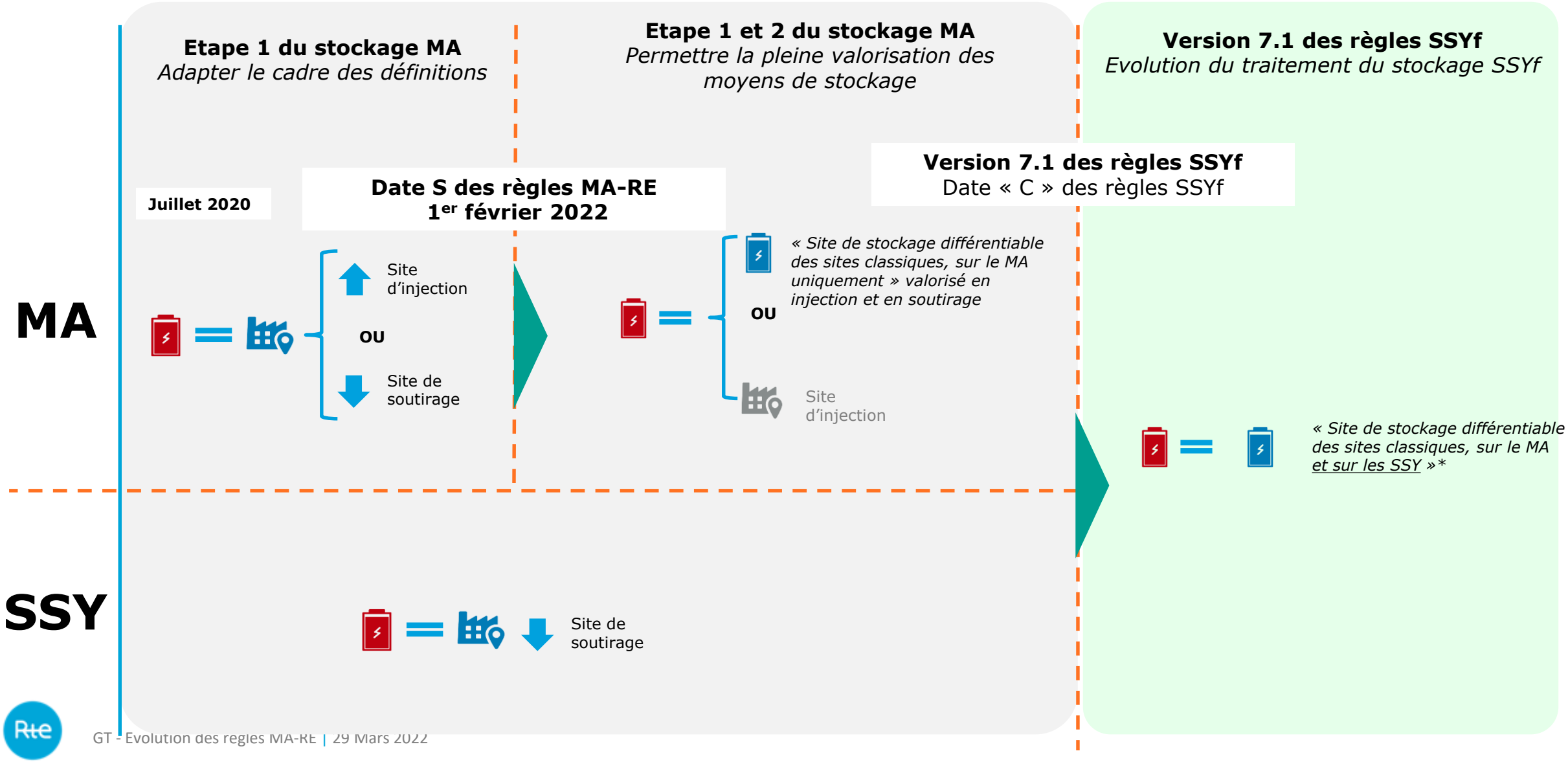
En outre, cette « équivalence » parfaite entre un moyen de stockage et un site de soutirage permettait de limiter très fortement les évolutions nécessaires pour permettre la participation du stockage aux SSYf et ainsi accélérer sa mise en œuvre

L'assimilation actuelle à un site de soutirage, si elle a l'avantage de simplifier le traitement du stockage de façon transitoire, comporte aussi l'inconvénient d'hériter de l'ensemble des modalités applicables au soutirage qui ne sont pas toujours pertinentes (et vice versa). Par ailleurs, ce traitement n'est pas compatible à la cible avec les modalités cibles prévues par les mécanismes tiers de RTE comme le mécanisme d'ajustement et mécapa.

➔ **RTE a donc proposé de faire évoluer le traitement du stockage dans les règles SSYf V7.1**

➔ **Un jalon (date pivot notée « C ») dédié est prévu dans les règles SSYf V7.1**

Traitement du stockage sur le MA et les SSyf : transition et cible



« Bascule du stockage » sur les SSyf

Comme présenté dans les slides précédentes, le stockage est actuellement assimilé à du soutirage sur les SSYf, et à un site d'injection ou un site de stockage sur le MA

A partir de la date « C » (règles SSYf V7.1), le stockage ne sera plus assimilé à du soutirage sur les SSYf → **une « bascule » de la typologie des sites existants doit être faite**

Sur le RPT :

- le stockage RPT est déjà traité comme un site d'injection (en dérogation des règles actuelles, dans l'attente de l'entrée en vigueur des règles SSYf V7.1 et de la notification de la date C). A partir de la date C, le stockage sera identifié comme ayant un traitement propre (ie différent du site d'injection et du site de soutirage)

Sur le RPD :

- d'un point de vue technique, RTE prévoit une « bascule » de la typologie des sites de stockage identifiés actuellement comme soutirage pour les SSYf

Dans le cas général :

RTE rappelle qu'il est IMPERATIF qu'à l'horizon de la date C (règles V7.1 SSYf) les sites de stockage soient déclarés de façon :

- **Cohérente entre GR (GRD/GRT)**
- **Cohérente entre mécanismes (MA/SSYf/MECAPA)**

1. Dans le cas où les sites de stockage ne font **QUE** des SSYf :
   - La bascule se fera (automatiquement d'un point de vue des acteurs) le jour de la notification de la date C

2. Dans le cas où les sites de stockage ne font **PAS QUE** des SSYf (site faisant également partie d'une EDA) :
   - Pour que la bascule fonctionne, il faut que les sites soit déclarés de façon cohérente entre MA-SSYf-MKP à la date C
   - Pour cela, il faut les sites de stockage aient basculés en **étape sur le 2 MA AVANT** la date C*

→ Pour sécuriser la bascule, RTE va demander aux acteurs la liste de tous les sites de stockage qu'ils veulent utiliser à la date C (et les EDA/EDR/GRD associées)

** Il y aura donc une période limitée (avant la date C) où les sites seront identifiés différemment entre MA et SSYf (ce qui est déjà le cas aujourd'hui)*

B MA-RE v10 et versions ultérieures

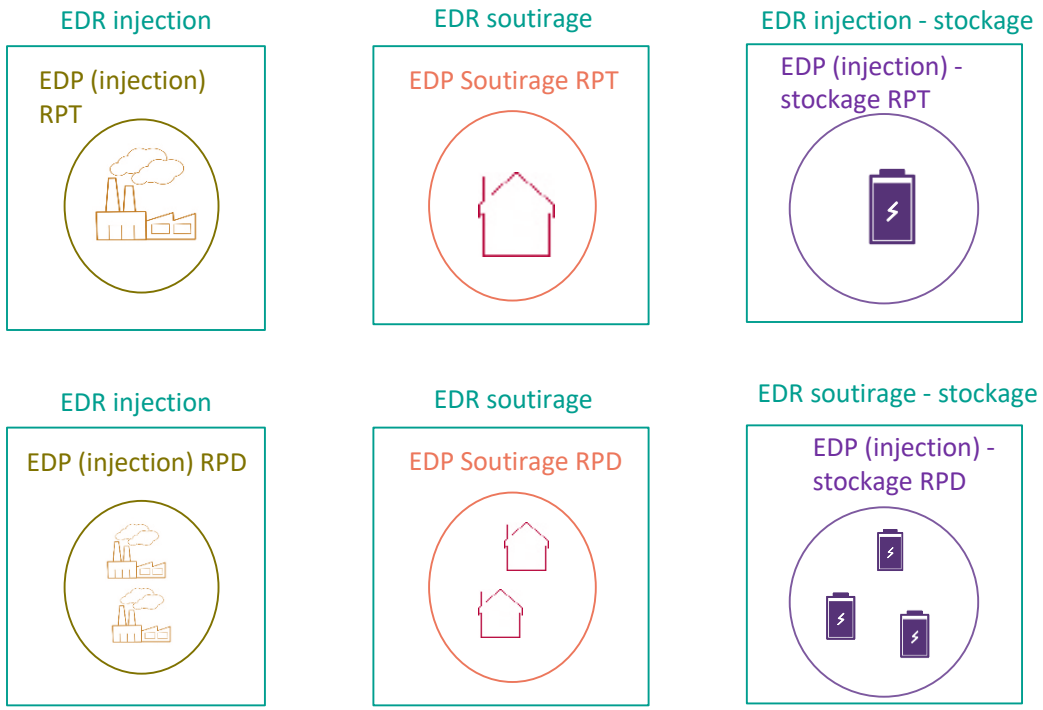
1 Programme de concertation indicatif

Sujets principaux à concerter dans le cadre des règles MA-RE v11

- Gestion des EDA multi-EDP
- Modalités transitoires ISP15
- Modalités de participation à la plateforme MARI
- Modalités de qualification, et suivi associé, pour les EDA soumettant des offres standards
- Passage à 96 guichets de programmation
- Evolutions de modalités de l'équilibrage spécifique – lien avec le projet des passages aux 48/96 guichets
  - Seuil de participation au mécanisme d'ajustement
  - Redéclaration des CT-CUO en IJ pour les offres implicites
  - Envoi des points de fonctionnement en dissymétrique par les acteurs
- Précisions sur les modalités de renvoi du PM spécifique (date M')
- Prise en compte des activations de flexibilités locales dans le compte « ajustements-écarts »
- Précisions sur la gestion des concomitances entre flexibilités locales et activations MA/NEBEF
- Limitation des durées DOmin et DMO de la méthode rectangle

2 EDR mixtes et impacts sur les écarts RE

Les règles de constitution des EDR actuelles



Les prochaines étapes des EDR mixtes

Actuellement
EDR injection et soutirage

- EDR injection
  - 1 EDP injection RPT
- EDR soutirage
  - 1 EDP soutirage

Novembre 2022
EDR mixtes RPT

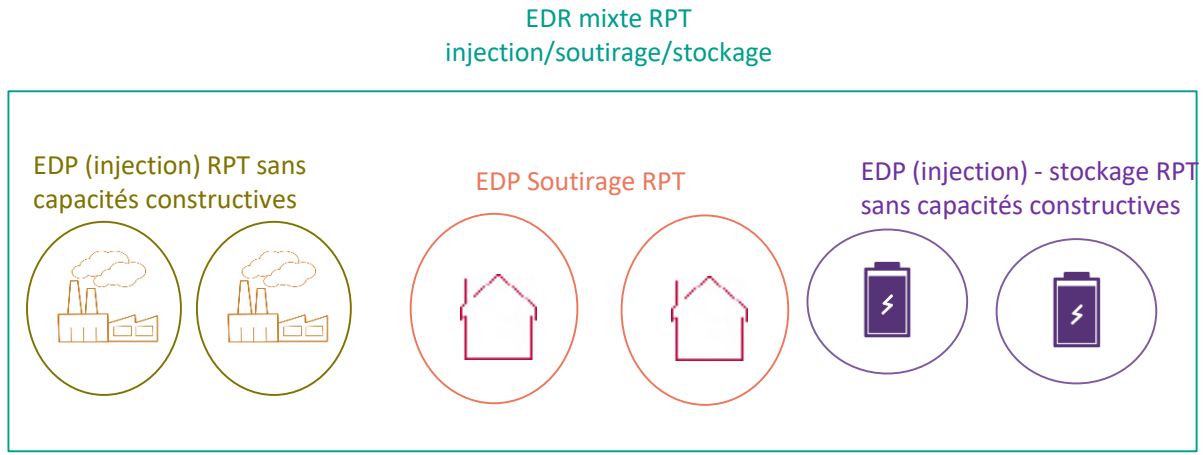
- Sites RPT :
  - 0 ou n EDP (injection)
  - 0 ou n’ EDP soutirage
  - 0 ou n’’ EDP (injection) - stockage

T1 2023 (Date G règles SSY)
EDR mixtes modèle simplifié

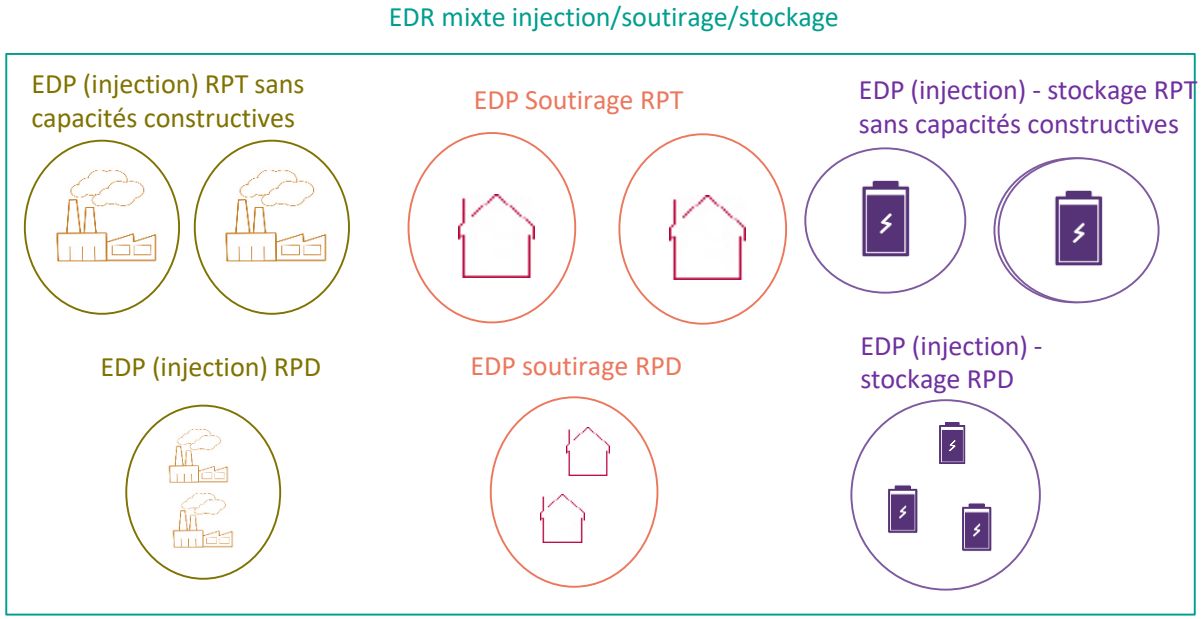
- Sites RPT :
  - 0 ou n EDP (injection)
  - 0 ou n’ EDP soutirage
  - 0 ou n’’ EDP (injection) - stockage
- Sites RPD
  - **0 ou 1 EDP (injection)** qui contient tous les sites d’injection
  - **0 ou 1 EDP soutirage** qui contient tous les sites de soutirage
  - **0 ou 1 EDP (injection) - stockage** qui contient tous les sites de stockage

Règles de constitution des EDR mixtes

EDR mixtes RPT



A partir de la date G – Constitution d'une EDR mixte avec le modèle simplifié



Deux services de l'API Speed Balancing sont impactés par les EDR mixtes

Reserve per entity

- Transmission des énergies FCR et aFRR par EDP injection pour un même RE
- Passage des SSY de la maille EDP à la maille EDR mais les EDR ne sont pas forcément mono RE
  ⇒ l'énergie de l'EDR sera répartie entre plusieurs RE
- Analyse de RTE montre que cette ressource n'est quasiment pas utilisée



Proposition de RTE de déposer cette ressource avec l'arrivée des EDR mixtes, soit le 1er novembre 2022

Reserve per BRP

- Transmission des énergies FCR et aFRR par type de site pour un même RE
  - énergies FCR et aFRR des EDP injection
  - énergies FCR et aFRR des sites de soutirage télérelevés au modèle corrigé
  - énergies FCR et aFRR des sites de soutirage télérelevés hors modèle corrigé
  - énergies FCR et aFRR des sites profilés
- **L'énergie FCR et aFRR des sites de stockage sera mise à disposition avec les sites d'injection**
  ⇒ énergie FCR et aFRR des sites injection et stockage

Rappel des différents modèles de prise en compte des énergie de réglage

Modèle	Rémunération du RR	Insensibilisation du RE	Insensibilisation du fournisseur
Corrigé	Oui	Oui (périmètre corrigé via la correction de la courbe de charge	Non (le site rémunère le fournisseur via la correction de la courbe de charge)
Régulé	Oui	Oui	Oui Via RR<-> RTE<->fournisseur
Contractuel	Oui	Oui	Non (Accord contractuel entre le RR et le fournisseur)
Sans	Non	Non	Non
injection	Oui	Oui	Non

L’EBGL impose aux GRTs de rémunérer les RR et de corriger les RE sur la RS

Rémunération des RR

Article 45 - 3 Chaque GRT de raccordement règle tous les volumes d'énergie d'équilibrage activés, calculés en application du paragraphe 2, avec les fournisseurs de services d'équilibrage concernés.

⇒ RTE doit rémunérer les RR pour les énergies activées sur la RS

Correction des écarts RE

Article 18 – 4 : Les modalités et conditions applicables aux fournisseurs de services d'équilibrage:

d - exigent que chaque offre d'énergie d'équilibrage émanant d'un fournisseur de services d'équilibrage soit assignée à un ou plusieurs responsables d'équilibre afin de permettre le calcul d'une correction du déséquilibre en application de l'article 49.

⇒ RTE doit corriger les périmètres RE pour les énergies activées sur la RS

L'EBGL laisse de la flexibilité aux GRTs sur la RP

Rémunération des RR

Article 46 : Balancing energy for frequency containment process

1. Each connecting TSO may calculate and settle the activated volume of balancing energy for the frequency containment process with balancing service providers pursuant to paragraphs 1 and 2 of Article 45

⇒ RTE peut rémunérer les RR pour les énergies activées sur la RP

Correction des écarts RE

Article 49 :

1. Each TSO shall calculate an imbalance adjustment to be applied to the concerned balance responsible parties for each activated balancing energy bid.
2. For imbalance areas where several final positions for a single balance responsible party are calculated pursuant to Article 54(3), an imbalance adjustment may be calculated for each position.
3. For each imbalance adjustment, each TSO shall determine the activated volume of balancing energy calculated pursuant to Article 45 and any volume activated for purposes other than balancing.

⇒ RTE peut corriger les périmètres RE des énergies activées sur la RP

Proposition d'évolution du modèle sans pour la RP et la RS

Modèle	Rémunération du RR	Insensibilisation du RE	Insensibilisation du fournisseur
Corrigé	Oui	Oui (périmètre corrigé via la correction de la courbe de charge)	Non (le site rémunère le fournisseur via la correction de la courbe de charge)
Régulé	Oui	Oui	Oui Via RR<-> RTE<->fournisseur
Contractuel	Oui	Oui	Non (Accord contractuel entre le RR et le fournisseur)
Sans	Oui	Oui	Non
Injection	Oui	Oui	Non

Une mise en œuvre progressive

- La rémunération du RR sera introduite dans les règles SSY v7.1 et mise en œuvre à la date pivot F, prévue début novembre 2022
- La correction des écarts RE nécessite une évolution des règles MA-RE et sera intégré dans la v11 prévue début 2024
- La correction des écarts RE sur les EDR diffuses pourrait être fait dans un second temps

Date F - novembre 22

- Rémunération du RR

Date Z – début 2024

- Correction des écarts RE hors EDR diffuses

Date Z'

- Correction des écarts RE pour toutes les EDR

3 Plateforme européenne d’échange de mFRR (MARI) :

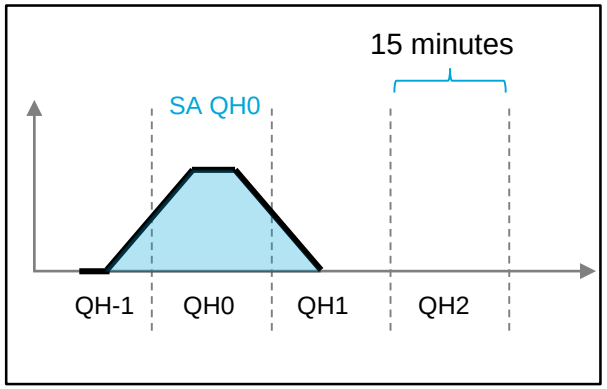
3.1 Rémunération des offres activées

1.1 Rappels sur la plateforme MARI

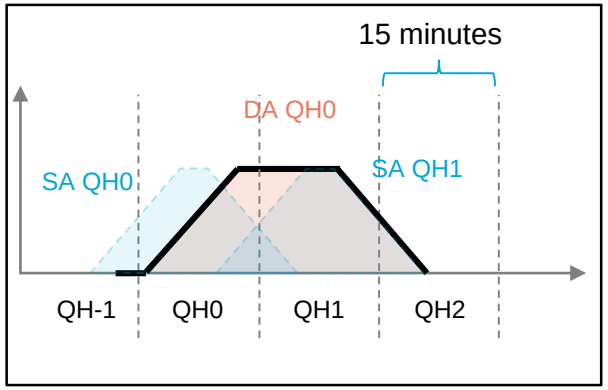
Propriétés des offres standards de mFRR

Propriété	Valeur
Période de préparation	2.5‘
Période d’activation / de désactivation	10‘
DMO	12,5‘
DO_{min}	5‘ *(scheduled activation)*
Quantité minimum	1 MW
Quantité maximum	9 999 MW
Prix	Positif, négatif ou nul

Scheduled Activation (SA)



Direct Activation (DA) - exemple



Les acteurs d’ajustements qualifiés peuvent déposer les offres sous **deux types d’activation** :

- **Uniquement *Scheduled Activation* (SA)**
- ***Scheduled Activation* et *Direct Activation* (SA+DA)** : si l’activation retenue est une direct activation, l’acteur doit être capable de livrer la puissance sur le quart d’heure (QH1) qui suit l’activation (QH0)

RTE peut être amené à retenir une offre en « guaranteed volume » : celle-ci deviendra uniquement *Direct Activation* (DA).

Les timings du processus d'échange de produit mFRR

Etape 1 - Réception des offres soumises par les AA

Etape 2 - Échéance de réception par la plateforme des offres standards transmises par les GRT

Etape 3a* - Echéance de réception par la plateforme MARI des ATC transmises par les GRT

Etape 3b* - Échéance de réception par la plateforme MARI des besoins d'équilibrage transmis par les GRT

Etape 4* - Optimisation algorithmique par la plateforme MARI et traitement des résultats

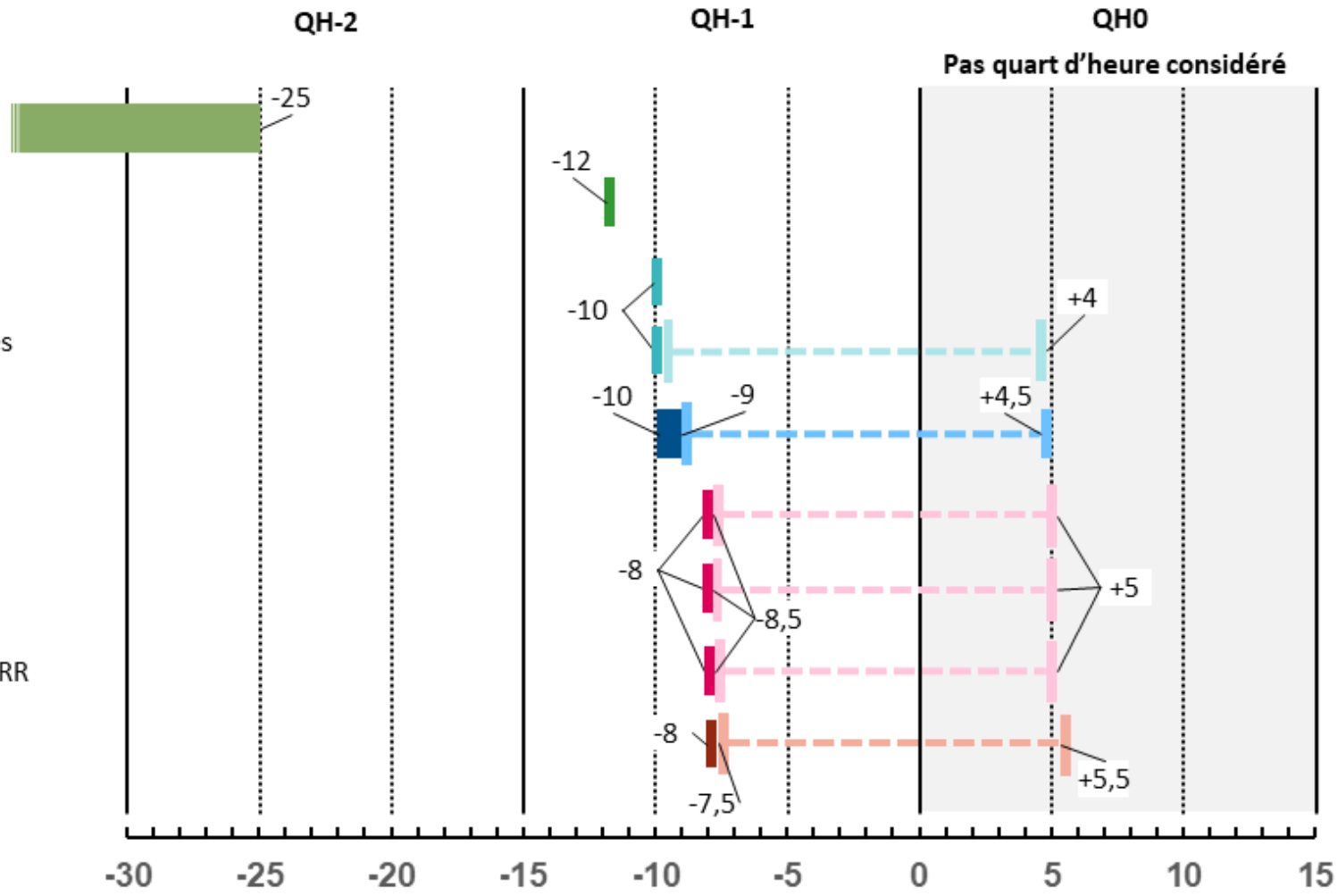
Etape 5* - Réception par les GRT des offres acceptées, des besoins satisfaits et des prix

Etape 6* - Réception par les GRT des programmes aux interconnexions

Etape 7* - Réception par les GRT des ATC résiduelles post-mFRR

Etape 8* - Envoi des activations aux AA par les GRT

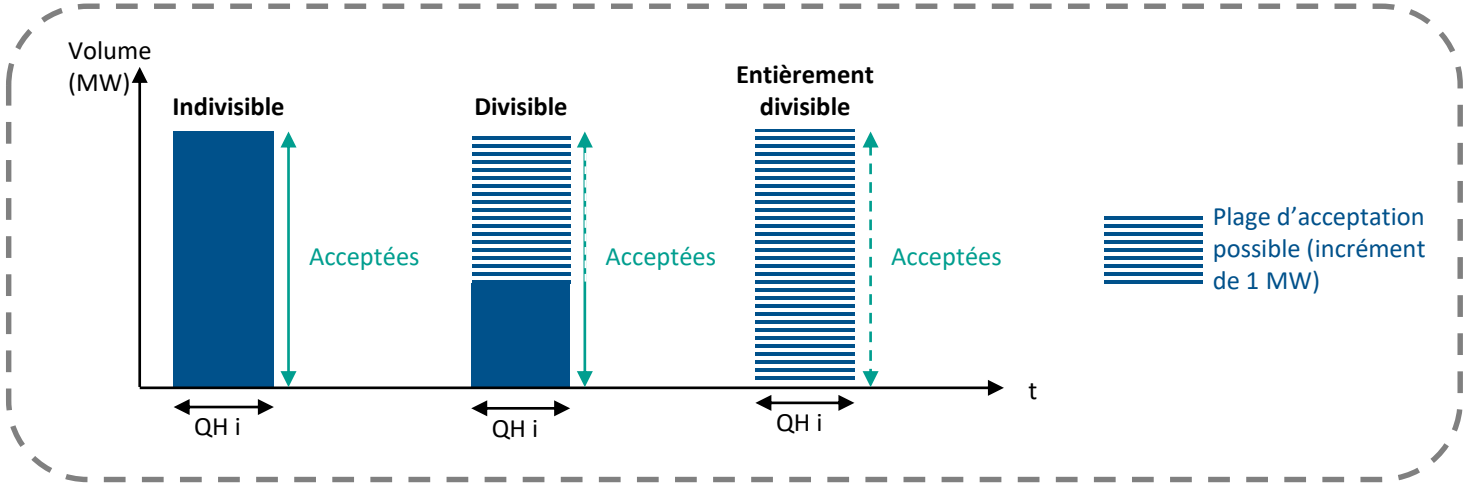
*** Etapes « programmées » en couleur franche et « directes » en couleur claire**



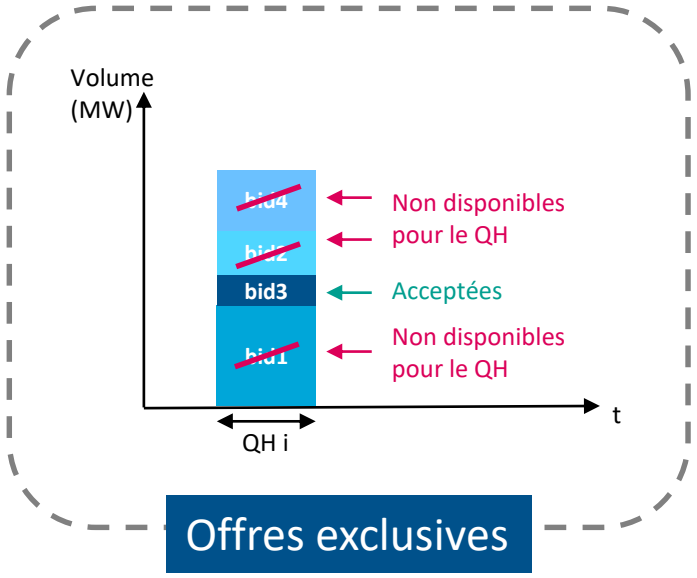
Synthèse des structures d'offres– Au sein du QH

Retrouvez plus de détails sur le support du GT MA-RE du 09/12/2021 GT décembre

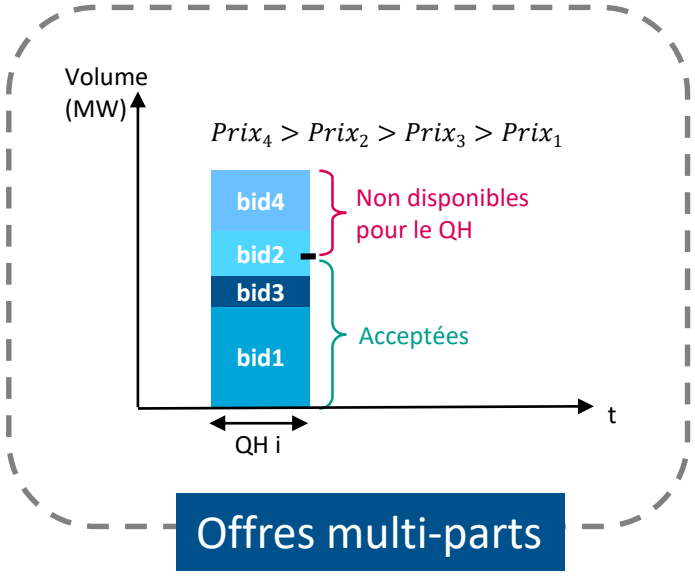
Pour l'offre simple



Pour l'offre complexe



Offres exclusives

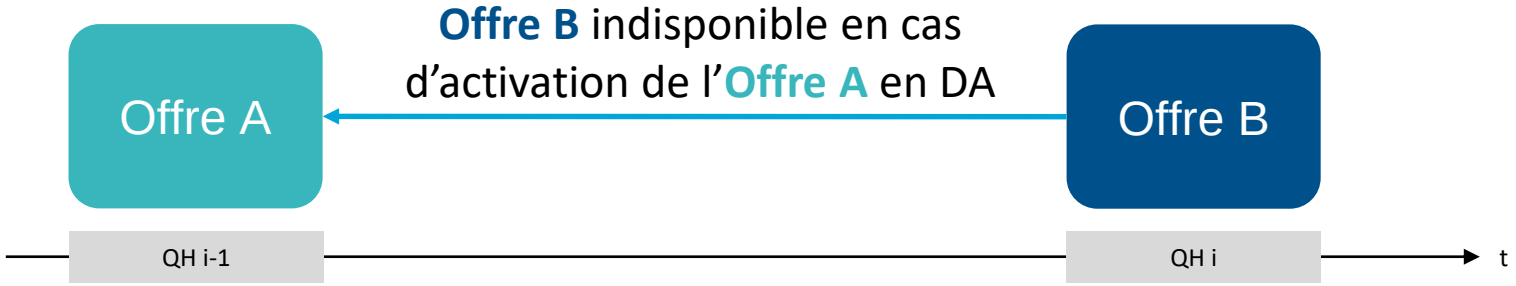


Offres multi-parts

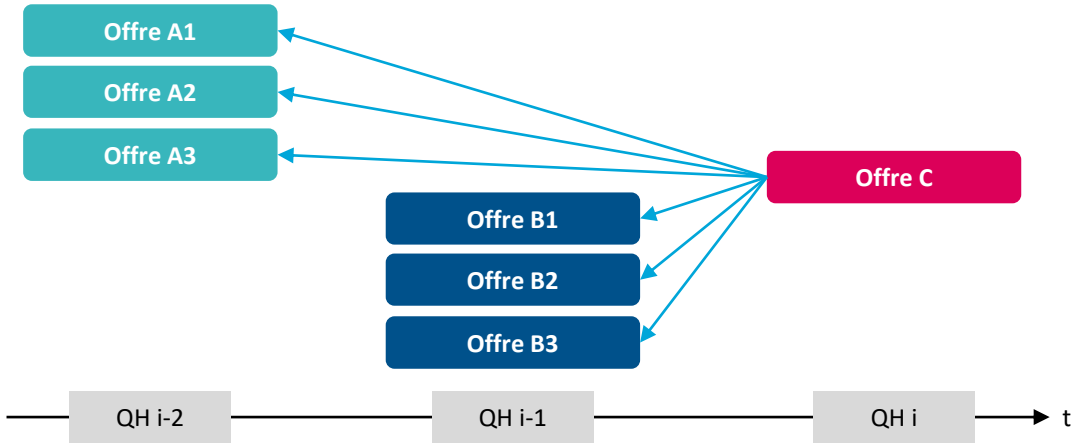
Synthèse des liens entre les offres– Entre QH

Retrouvez plus de détails sur le support du GT MA-RE du 09/12/2021 GT décembre

Lien technique



Lien conditionnel



1.2 Fonctionnement de la « *Common Merit Order List* » (CMOL)

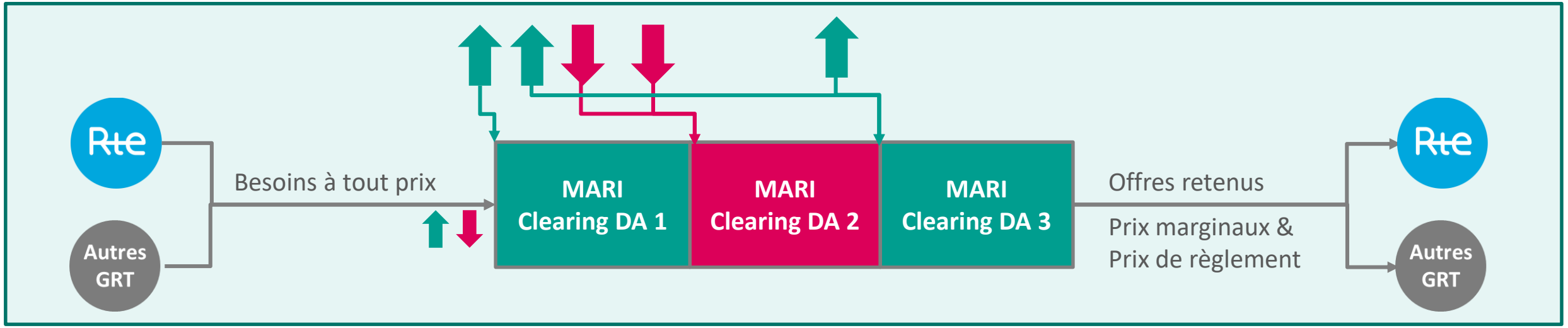
Algorithme d'optimisation - clearings SA et DA

Besoins à la hausse /baisse

Les demandes d'activations scheduled (SA) à la hausse et à la baisse sont traitées dans un même clearing :



L'algorithme d'activations directes (DA) s'exécute alternativement à la baisse ou à la baisse :



1.3 Fixation des prix des activations

Prix des offres retenues par la CMOL MARI

Activation	SA en QHi	DA en QHi
Nombre de clearings par QH	1	min 0 max 42
QH de rémunération	QHi	QHi et QHi+1
Prix établis par la CMOL	**1** prix clearing SA QHi	**0 à 42** prix clearing DA QHi
Prix marginal zone France pour le règlement financier	**1** prix clearing SA QHi	**2** prix de settlement DA hausse (QHi / QHi+1) & **2** prix de settlement DA baisse (QHi / QHi+1)

Rémunération des *scheduled activations* (SA) (1/2)



Un seul prix existe et s'applique pour le règlement financier des activations programmées (SA)

Prix marginal SA pour la zone France appliqué en QHi
=
Prix de clearing hausse QHi appliqué en QHi ($CPSA.H_{QHi}$)
=
Prix de clearing baisse QHi appliqué en QHi ($CPSA.B_{QHi}$)

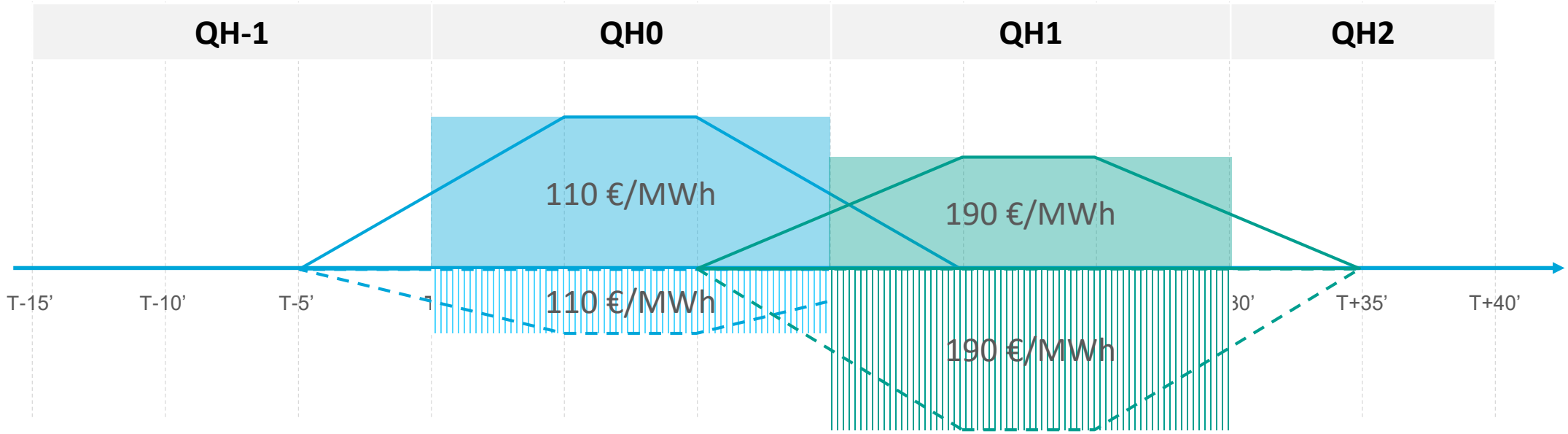
CP = *Clearing Price*

SA = *Scheduled Activation*

H = Hausse
B = Baisse

Rémunération des *scheduled activations* (SA) (2/2)

Exemple de rémunération d'activations SA à la hausse et à la baisse sur QH0 et QH1 :



$CPSA.H_{QH0} = CPSA.B_{QH0}$ = 110 €/MWh

$CPSA.H_{QH1} = CPSA.B_{QH1}$ = 190 €/MWh

Activation pour RTE

Forme théorique de livraison

Activation pour un autre GRT

Volume commercial rémunérée

Rémunération des *direct activations* (DA) (1/4)

Rémunération d'une activation DA à la hausse au prix marginal DA hausse pour la zone France sur QHi et QHi+1 :

Prix de settlement hausse
QHi appliqué en QHi

$$\boldsymbol{SPDA.H_{QHi}^{QHi}} = \max(CPSA.H_{QHi}\ ; \max(CPDA.H_{QHi}[1]\ ; \ldots ; CPDA.H_{QHi}[n]))$$

Prix de settlement hausse
QHi appliqué en QHi+1

$$\boldsymbol{SPDA.H_{QHi}^{QHi+1}} = \max(CPSA.H_{QHi+1}\ ; \max(CPDA.H_{QHi}[1]\ ; \ldots ; CPDA.H_{QHi}[n]))$$

Rémunération d'une activation DA à la baisse au prix marginal DA baisse pour la zone France sur QHi et QHi+1 :

Prix de settlement baisse
QHi appliqué en QHi

$$\boldsymbol{SPDA.B_{QHi}^{QHi}} = min(CPSA.B_{QHi}\ ; min(CPDA.B_{QHi}[1]\ ; \ldots ; CPDA.B_{QHi}[m]))$$

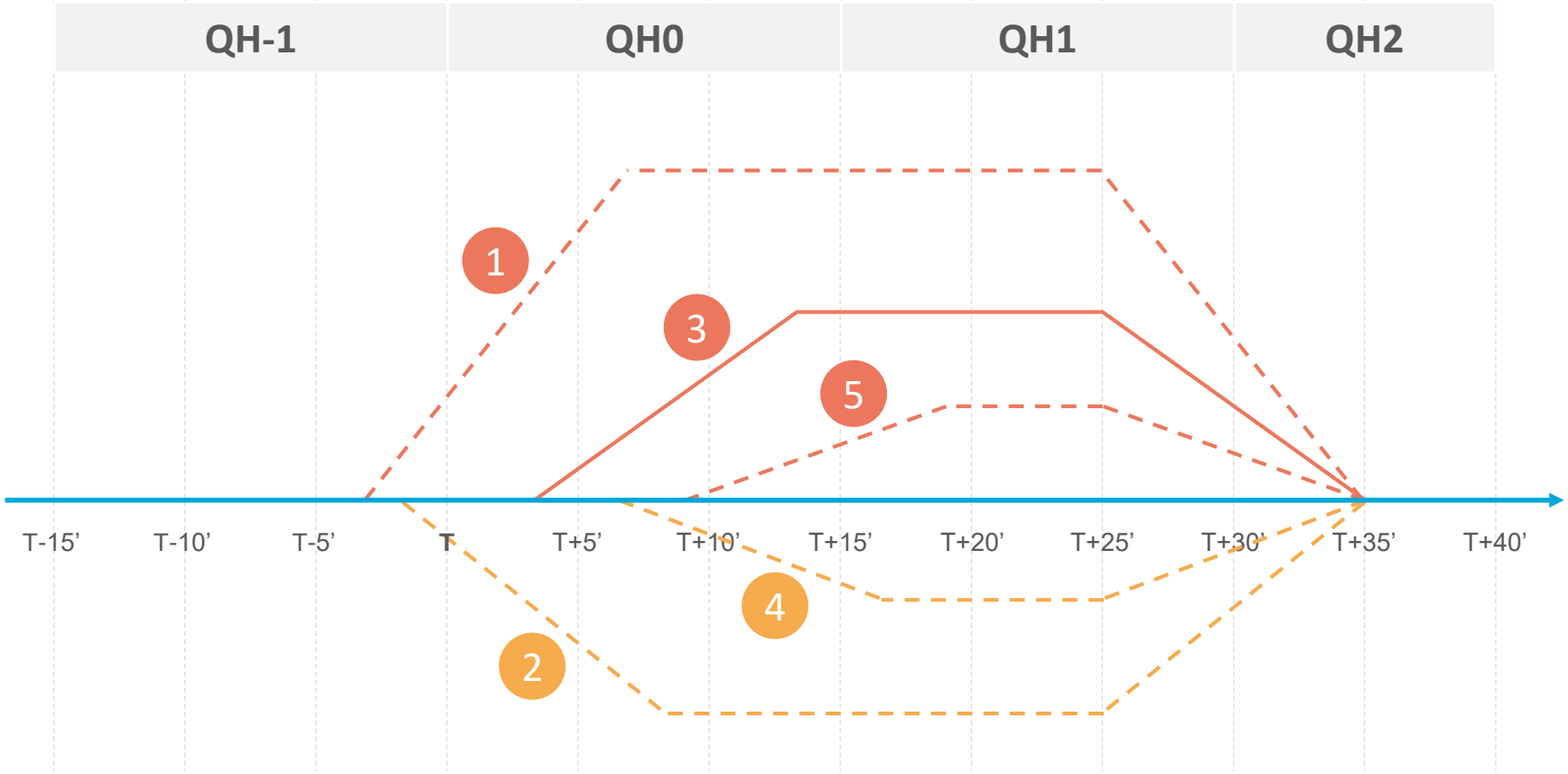
Prix de settlement baisse
QHi appliqué en QHi+1

$$\boldsymbol{SPDA.B_{QHi}^{QHi+1}} = min(CPSA.B_{QHi+1}\ ; min(CPDA.B_{QHi}[1]\ ; \ldots ; CPDA.B_{QHi}[m]))$$

SP = *Settlement Price*
CP = *Clearing Price*
SA = *Scheduled Activation*
DA = *Direct Activation*
H = Hausse
B = Baisse

Rémunération des *direct activations* (DA) (2/4)

Un prix de clearing est établi par la CMOL à chaque clearing DA,
ci-dessous un exemple avec 3 clearings DA à la hausse et 2 à la baisse sur le QH0 :



3 activations DA à la hausse
et 2 à la baisse en QH0
➔ 5 prix de clearing :

$CPDA.H_{QH0}$ [1] = 115 €/MWh

$CPDA.B_{QH0}$ [2] = 20 €/MWh

$CPDA.H_{QH0}$ [3] = 140 €/MWh

$CPDA.B_{QH0}$ [4] = -10 €/MWh

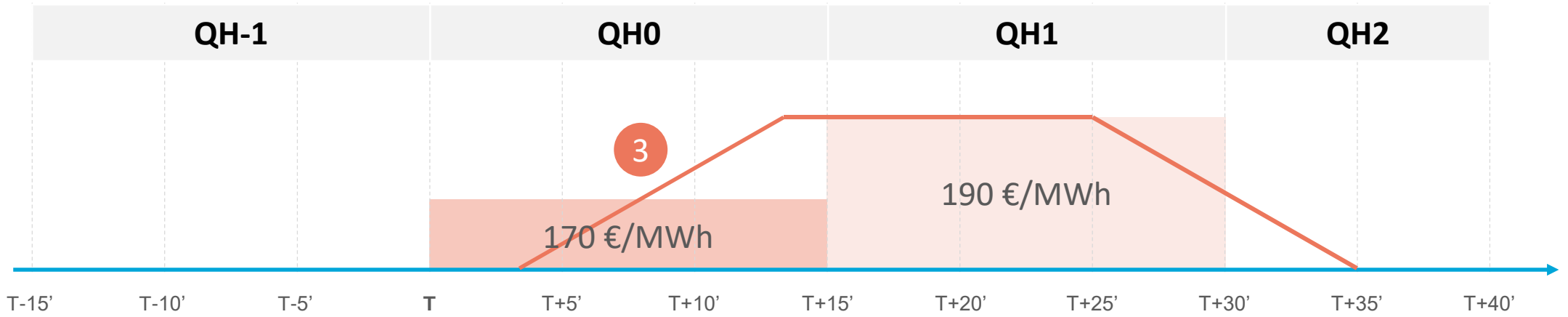
$CPDA.H_{QH0}$ [5] = 170 €/MWh

Activation pour RTE

Activation pour un autre GRT

Rémunération des *direct activations* (DA) (3/4)

Rémunération de la *direct activation* 3 à la hausse :



Hypothèses SA

$CPSA.H_{QH0}$ = 110 €/MWh

$CPSA.H_{QH1}$ = 190 €/MWh

Hypothèses DA hausses en QH0

$CPDA.H_{QH0}$ [1] = 115 €/MWh

$CPDA.H_{QH0}$ [3] = 140 €/MWh

$CPDA.H_{QH0}$ [5] = 170 €/MWh

Max

Prix settlement DA pour une activation à la hausse en QH0

$\boldsymbol{SPDA.H_{QH0}^{QH0}}$ **= 170 €/MWh**

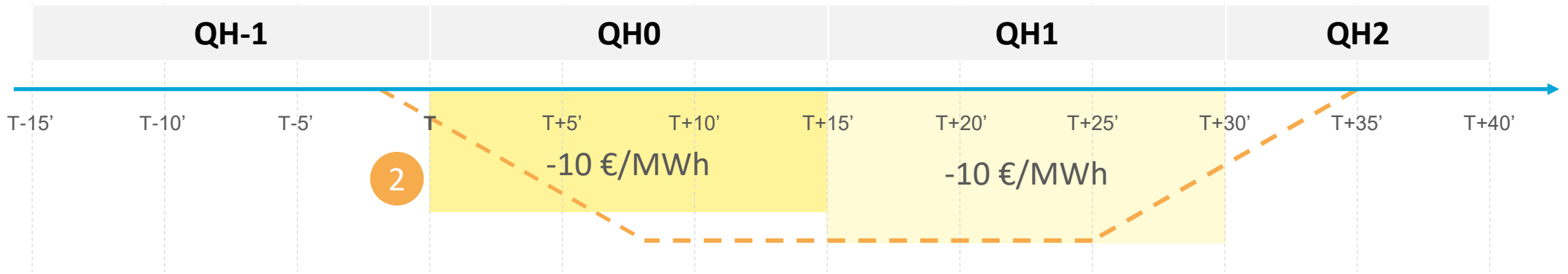
$\boldsymbol{SPDA.H_{QH0}^{QH1}}$ **= 190 €/MWh**

Forme théorique de livraison

Volume commercial rémunérée

Rémunération des *direct activations* (DA) (4/4)

Rémunération de la *direct activation* 2 à la baisse :



Hypothèses SA

$CPSA.B_{QH0}$ = 110 €/MWh

$CPSA.B_{QH1}$ = 190 €/MWh

Hypothèses DA baisses en QH0

$CPDA.B_{QH0}$ [2] = 20 €/MWh

$CPDA.B_{QH0}$ [4] = -10 €/MWh

Min

Prix settlement DA pour une activation à la baisse en QH0

$\boldsymbol{SPDA.B_{QH0}^{QH0}}$ **= -10 €/MWh**

$\boldsymbol{SPDA.B_{QH0}^{QH1}}$ **= -10 €/MWh**

Forme théorique de livraison

Volume commercial rémunérée

1.4 Prise en compte dans les indicateurs marchés

Intégration des activations MARI dans le calcul des indicateurs

Les indicateurs marchés par pas quart d'heure seront impactés, pour chaque pas, par les activations pour un besoin France sur ce pas

QHi	QHi+1
PMP : • Ajout des **volumes des offres activées en France ou à l'étranger en QHi** dans le sens de la tendance pour satisfaire un **besoin SA de RTE** avec le **prix marginal associé** • Ajout des **volumes livrés sur QHi par les offres activées en France ou à l'étranger** dans le sens de la tendance pour satisfaire un **besoins DA de RTE en QHi** avec le **prix de règlement applicable** • Ajout des **volumes livrés sur QHi par les offres activées en France ou à l'étranger** dans le sens de la tendance pour satisfaire un **besoins DA de RTE en QHi-1** avec le **prix de règlement applicable**	**PMP :** • Ajout des **volumes des offres activées en France ou à l'étranger en QHi+1** dans le sens de la tendance pour satisfaire un **besoin SA de RTE** avec le **prix marginal associé** • Ajout des **volumes livrés sur QHi+1 par les offres activées en France ou à l'étranger** dans le sens de la tendance pour satisfaire un **besoins DA de RTE en QHi+1** avec le **prix de règlement applicable** • Ajout des **volumes livrés sur QHi+1 par les offres activées en France ou à l'étranger** dans le sens de la tendance pour satisfaire un **besoins DA de RTE en QHi** avec le **prix de règlement applicable**



Intégration des activations MARI dans le calcul des indicateurs

Les indicateurs marchés par pas quart d'heure seront impactés, pour chaque pas, par les activations pour un besoin France sur ce pas

QHi	QHi+1
PME : • Prise en compte du **prix marginal SA en QHi applicable aux offres activées en France ou à l'étranger** pour satisfaire un besoin de RTE • Prise en compte des **prix de règlement DA** pour une partie de livraison en **QHi applicables aux offres activées en France ou à l'étranger** pour satisfaire un besoin DA de RTE en **QHi** • Prise en compte des **prix de règlement DA** pour une partie de livraison en **QHi applicables aux offres activées en France ou à l'étranger** pour satisfaire un besoin DA de RTE en **QHi-1**	**PME :** • Prise en compte du **prix marginal SA en Qhi+1 applicable aux offres activées en France ou à l'étranger** pour satisfaire un besoin de RTE • Prise en compte des **prix de règlement DA** pour une partie de livraison en **QHi+1 applicables aux offres activées en France ou à l'étranger** pour satisfaire un besoin DA de RTE en **QHi+1** • Prise en compte des **prix de règlement DA** pour une partie de livraison en **QHi+1 applicables aux offres activées en France ou à l'étranger** pour satisfaire un besoin DA de RTE en **QHi**

T-15' T-10' T-5' **T** T+5' T+10' T+15'

3.2 Retour sur la gestion du lien technique

<u>Question:</u> est-ce que le lien technique peut-il être considéré comme natif, auquel cas l'acteur n'aurait pas à le gérer ?

Répartition de la puissance maximale offerte sur deux QH consécutifs

Offre indivisible

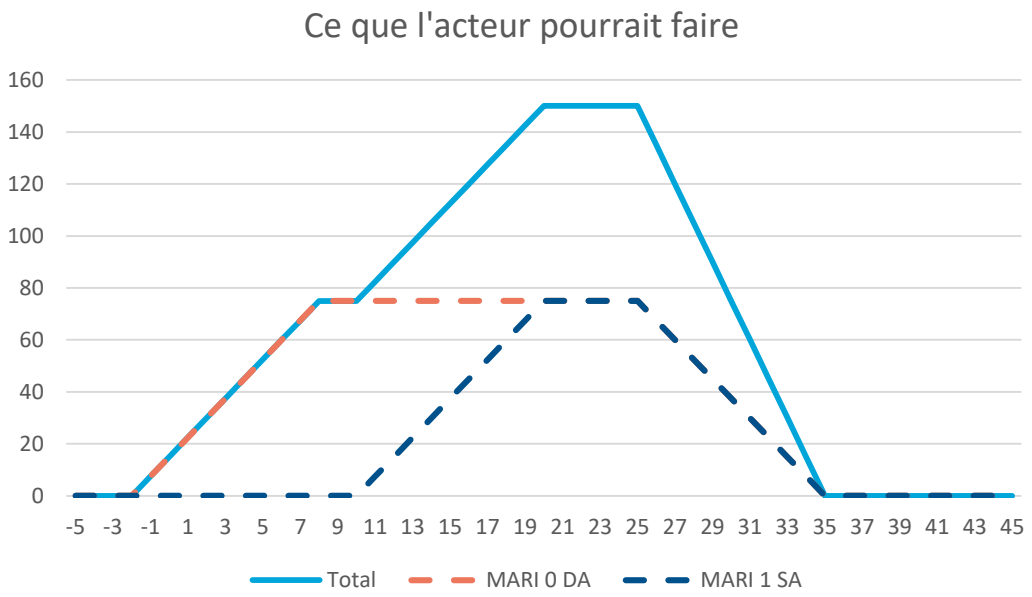
75 MW
50 €/MWh

QH0

Offre indivisible

75 MW
50 €/MWh

QH1

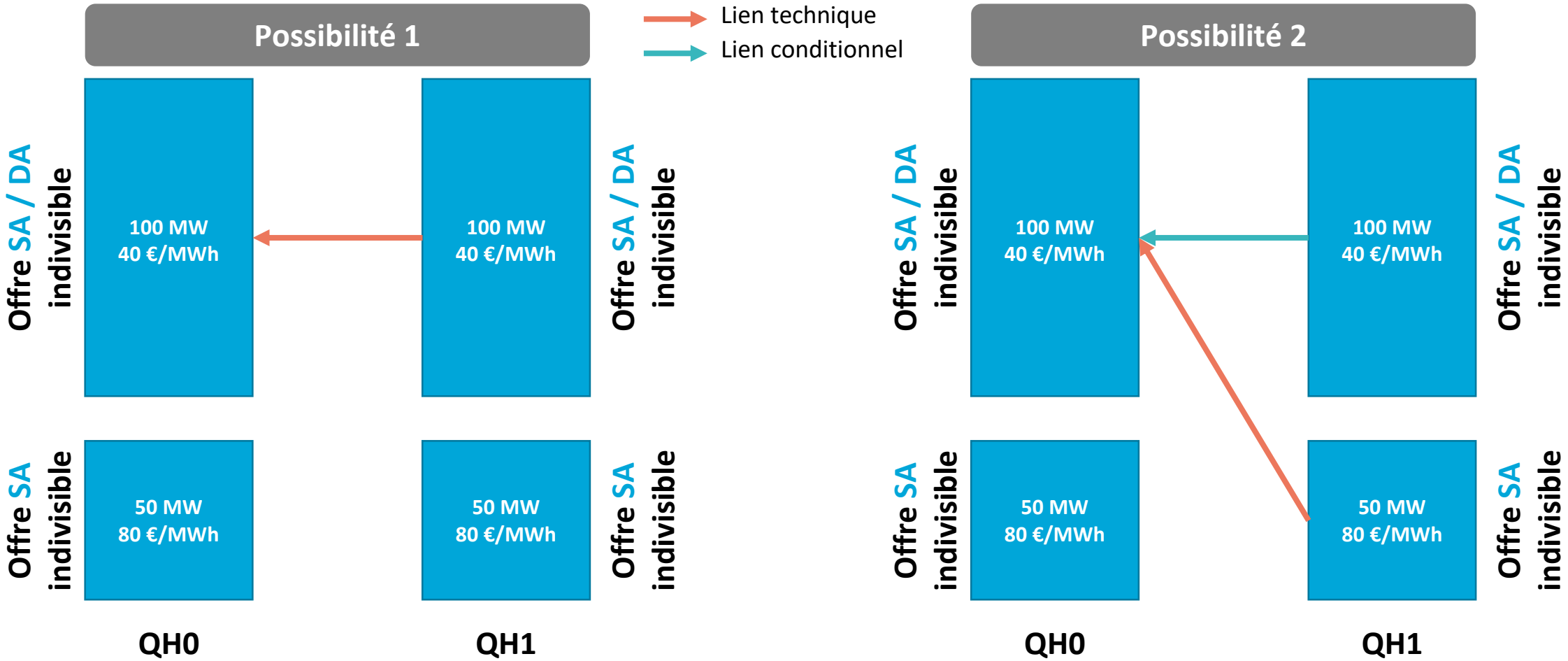


- Dans cette configuration, la même EDA offre sur les deux QH (QH0 et QH1).
- Pour des raisons stratégiques qui lui sont propres, l'acteur pourrait choisir de ne proposer que la moitié de sa puissance maximale sur chaque QH (en SA et DA).

La mise en place d'un lien technique automatique pourrait engendrer des pertes d'opportunités pour les acteurs.

Répartition de la puissance maximale offerte sur plusieurs offres intra-QH (1/2)

En fonction de sa stratégie d'offres, l'acteur peut choisir de rendre son EDA indisponible entièrement ou partiellement en cas d'activation en DA



Répartition de la puissance maximale offerte sur plusieurs offres intra-QH (2/2)

Avec la configuration 1 :

- Pour des raisons stratégiques qui lui sont propres, l'acteur peut choisir de ne rendre indisponible que l'offre A' en QH1 en cas d'activation de l'offre A en QH0.
- L'offre B' restera quant à elle disponible en QH1.

Avec la configuration 2 :

- Pour des raisons stratégiques qui lui sont propres, l'acteur peut choisir de rendre indisponible toute activation de son EDA en QH1 en cas d'activation de l'offre A en QH0.

- Ne connaissant pas la stratégie d'offre de l'acteur, **RTE ne peut pas décider des liens techniques** à appliquer.
- La mise en place d'un lien technique automatique par RTE **pourrait engendrer des erreurs d'affectation** de liens ou des pertes d'opportunités pour l'acteur, ce qui le desservirait.
- La conception européenne de la plateforme MARI **ne prévoit pas de mettre les liens techniques par défauts** aux offres des acteurs transmises par les GRT.
- **Les acteurs devront prévoir la mise en place des liens exclusifs et/ou conditionnels**, donc il n'est pas efficient qu'un tiers le fasse à leur place pour les liens techniques.

Le réseau de transport d'électricité

Merci

Copyright RTE – 2022. 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)