

11 mars 2021

GT - Evolution des règles MA-RE

Ordre du jour

PARTIE A : Actualités

1. Calendrier et actualités de la concertation
2. Planning des tests acteurs à venir sur différentes applications
3. Atelier TERRE sur le fonctionnement de l'algorithme
4. REX sur les indicateurs marchés
5. Rappels sur les publications
6. Impact de l'évolution du PMP relative à la méthodologie ISH

PARTIE B : MA-RE v10 et versions ultérieures

1. Passage du seuil des EDA/EDE profilées de 250 à 110 kVA
2. Retours sur l'appel à contributions « Modalités pour la reconstitution des SSYf »



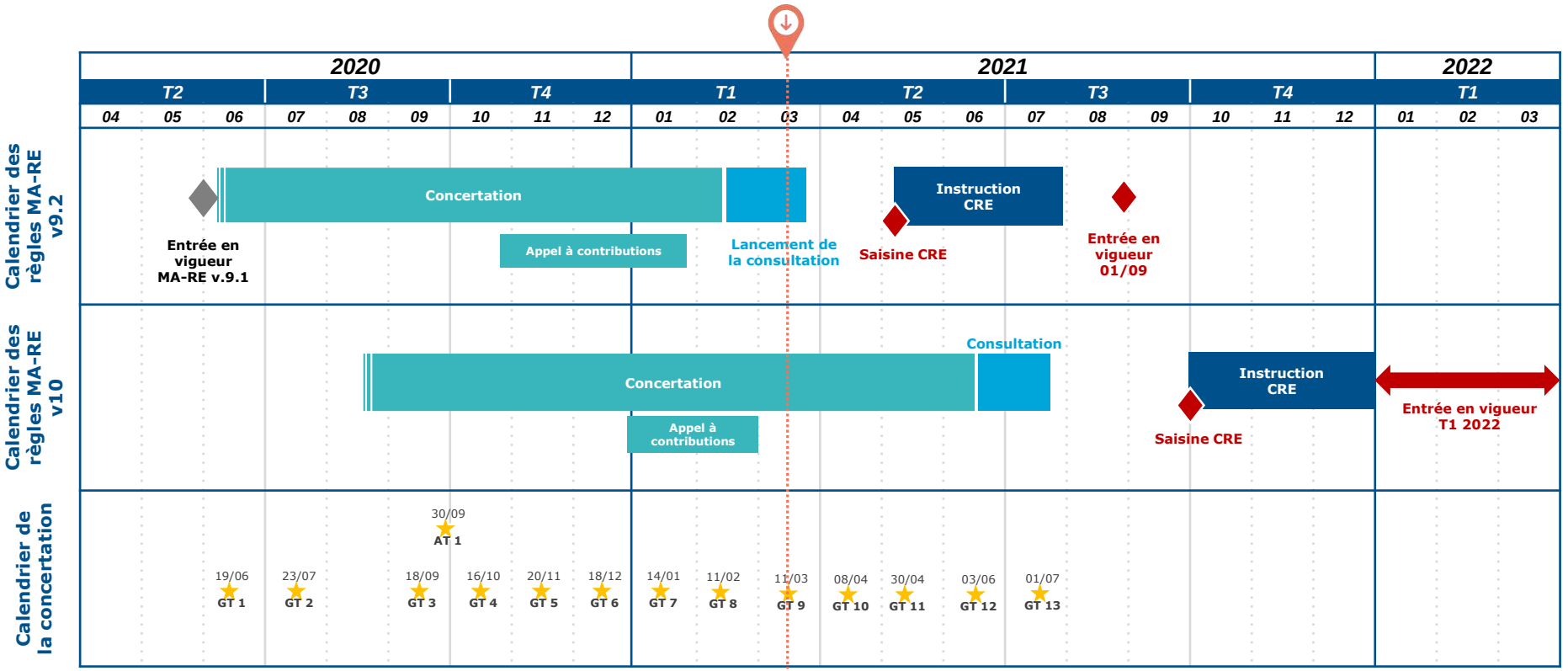
A

Actualités

1

Calendrier et actualités de la concertation

Calendrier des règles MA-RE



Historique de la concertation MA-RE

Passées

Appel à contributions – « Système Cible de Reconstitution des Flux »
- Envoyé et publié le 06/11/2020 - Fermeture le 04/12/2020

GT du 20/11/2020
- Dématérialisation des annexes C7, C8, C9
- Planning global nouveau modèle de valorisation et TERRE
- Détails sur les modalités de connexion à BOB
- Préparation du passage à l'ISP15 (Imbalance Settlement Period 15')
- Non dégradation des Services Systèmes dans le cas du stockage

Appel à contributions – « Stockage »
- Envoyé le 11/12/2020– Fermeture le 22/01/2021

MARI Stakeholder Workshop le 18/12/2020

GT du 18/12/2020
- Retours sur le démarrage de TERRE
- Bilan de la RT15
- Impacts du passage de la RT au PRE
- Calendrier et actualités de la concertation
- Harmonisation des conditions générales
- Préparation du passage à l'ISP15 et impact sur le critère de défaillance
- CAE - Suppression du rejeu du coefficient « k »
- Stockage – précisions concernant les modalités de programmation
- Cadre d'activation des flexibilités pour contraintes RPT
- Retours sur l'appel à contributions Fusion écart - réconciliation temporelle

GT du 14/01/2021
- Timing de publication des indicateurs du Mécanisme d'Ajustement
- Gestion des périmètres – support d'offre mixte
- Flexibilités locales activées par les GRD
- Signature électronique

Appels à contributions – « EDA injection RPD » et « modalités cibles de dégradation des Services Système »
- Envoyé le 15/01/2021– Fermeture le 22/02/2021

AT du 08/02/2021
- Nouveau service pour les GRD
- Retour sur la mise en service de la nouvelle publication en S+1 des écarts de RE
- Portail GIPSE pour les GRD

GT du 11/02/2021
- Evolutions prévues pour la v9.2 des règles MA-RE
- Listes des évolutions MA-RE v10 et versions ultérieures
- Modalités de suppression du coefficient k'
- Passage à l'ISP15
- Gestion des périmètres
- Offres RR-RC à la baisse
- Tests sur les nouveaux contrôles des programmes en lien avec TAO-TOPASE-GIPSE

En cours

Consultation des règles MA-RE v9.2
- En cours jusqu'au 22/03/2021

A venir

Appel à contributions - Suppression du coefficient k'
- Avril

GT du 08/04/2021
- Lieu : Téléconférence
- Heure : de 14h à 17h

GT du 30/04/2021
- Lieu : Téléconférence
- Heure : de 9h à 12h

GT du 03/06/2021
- Lieu : Téléconférence
- Heure : de 14h à 17h

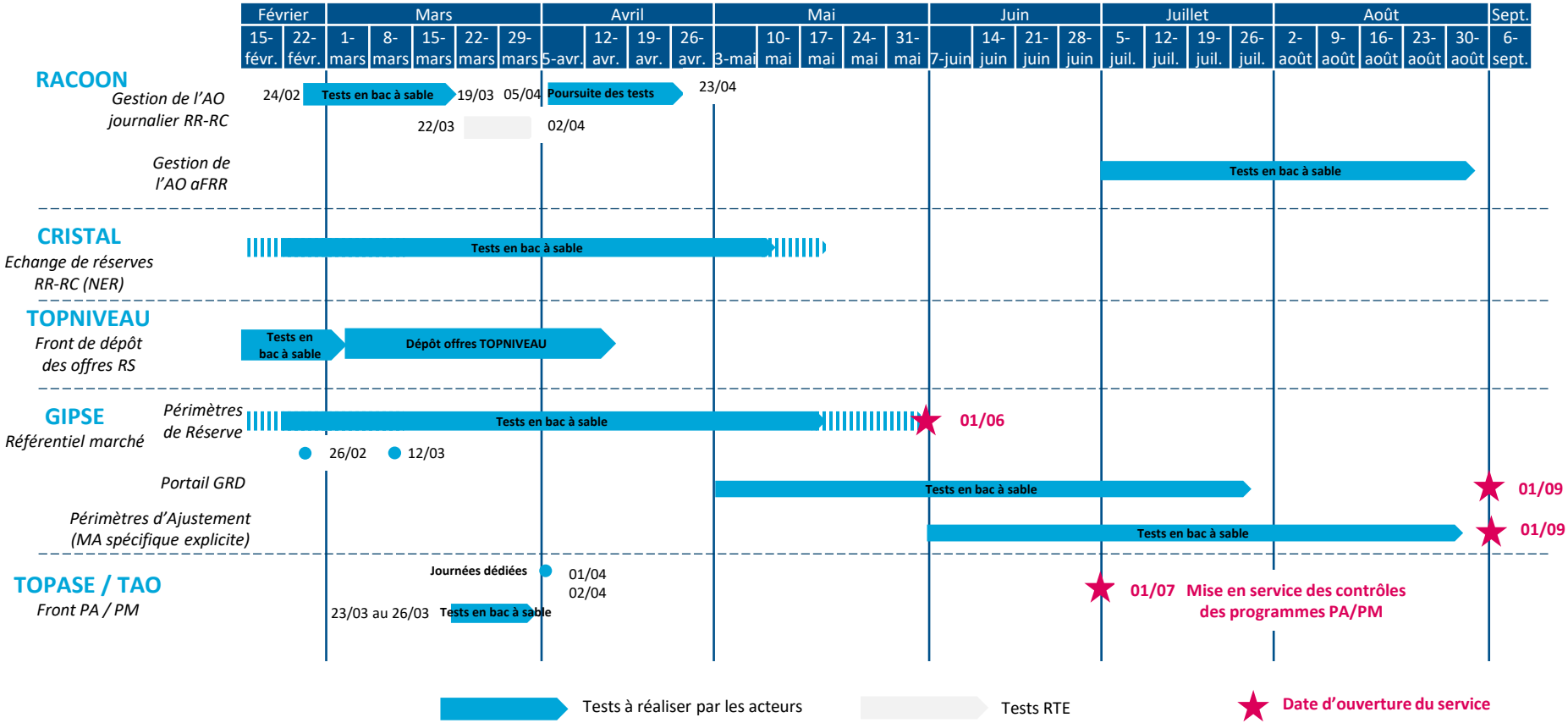
GT du 01/07/2021
- Lieu : Téléconférence
- Heure : de 14h à 17h



2

Planning des tests acteurs à venir sur différentes applications

Planning des tests acteurs à venir



3

Atelier TERRE sur le fonctionnement de l’algorithme

3.1 Introduction plateforme TERRE

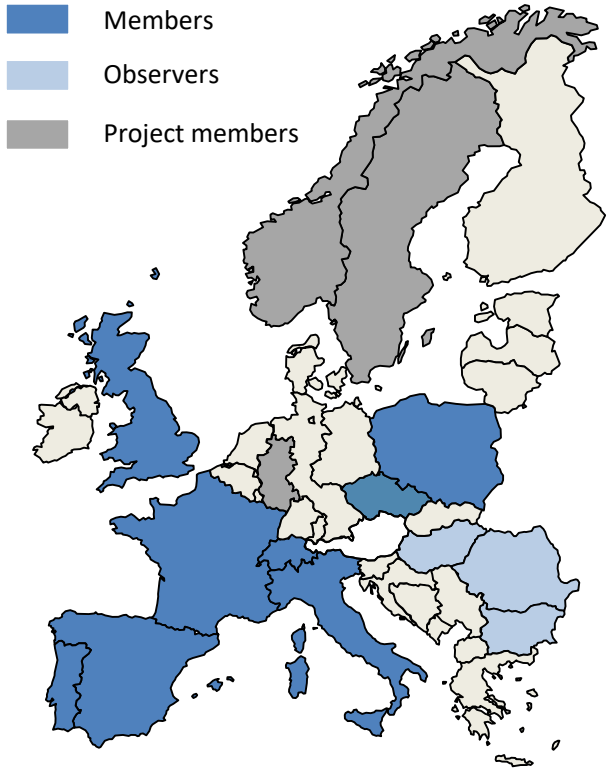
Projet TERRE – GRT participants

TERRE Members

- **Region 1**
  - France (RTE)
  - Great Britain (NG ESO)
  - Italy (TERNA)
  - Portugal (REN)
  - Spain (REE)
  - Switzerland (SG)
- **Region 2**
  - Czech Republic (CEPS)
  - Poland (PSE)
- **Observers**
  - Bulgaria (ESO)
  - Hungary (MAVIR)
  - Romania (Transelectrica)

Project Members

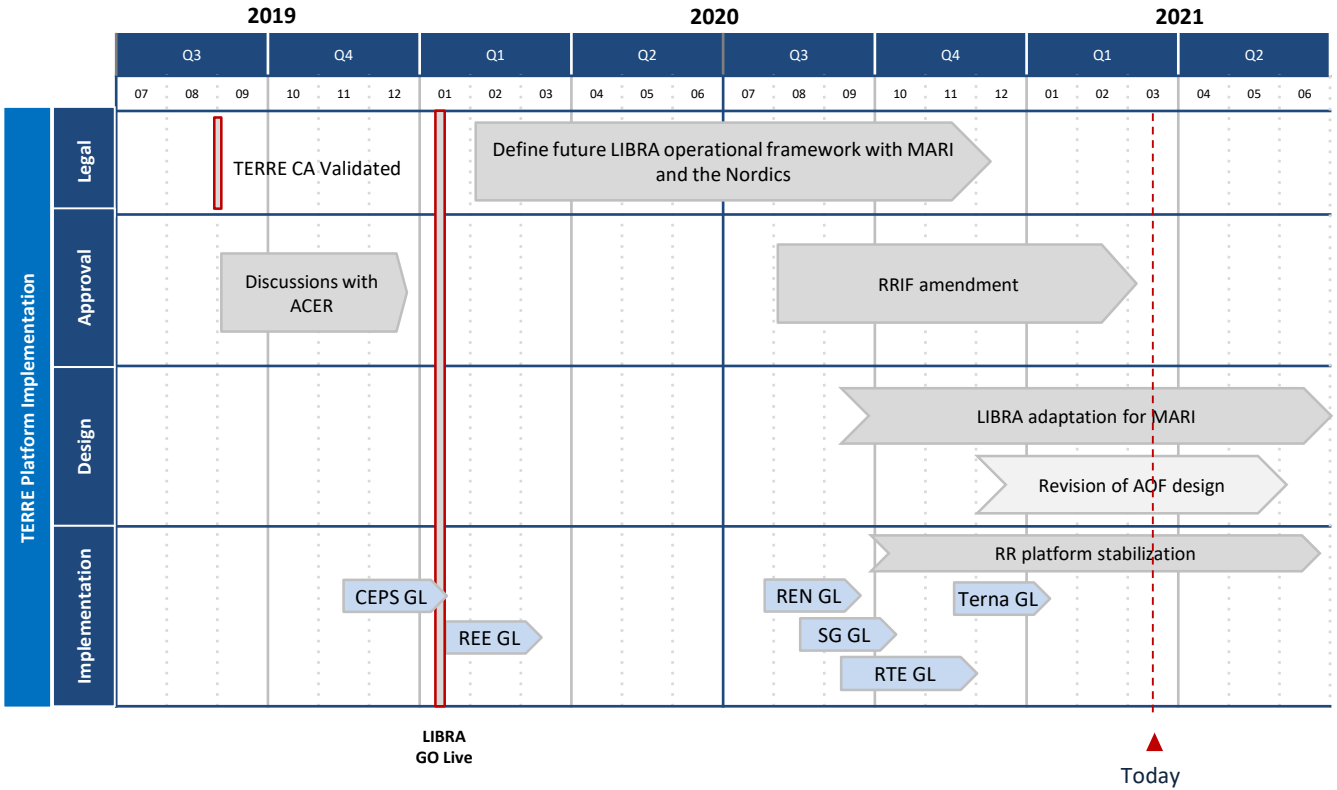
- Germany (Amprion)
- Norway (Statnett) & Sweden (Svk)



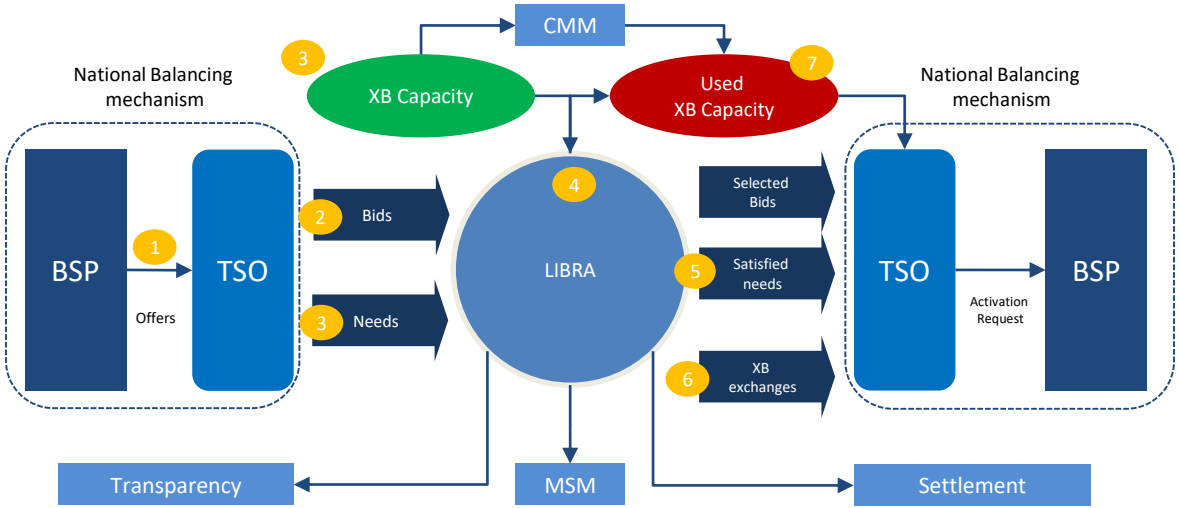
Dates de connexion des GRT à la plateforme

Country	TSO	Date of accession
Czech Republic	ČEPS a.s.	6 January 2020
Spain	REE - Red Eléctrica de España S.A.U	3 March 2020
Portugal	REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A	29 September 2020
Switzerland	Swissgrid AG	8 October 2020
France	RTE - Réseau de Transport d'Electricité	2 December 2020
Italy	Terna - Rete Elettrica Nazionale SpA	13 January 2021
Poland	PSE - Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.	*Q1/Q2 2023*
Great Britain	National Grid Electricity System Operator Ltd	*On hold*

Planning

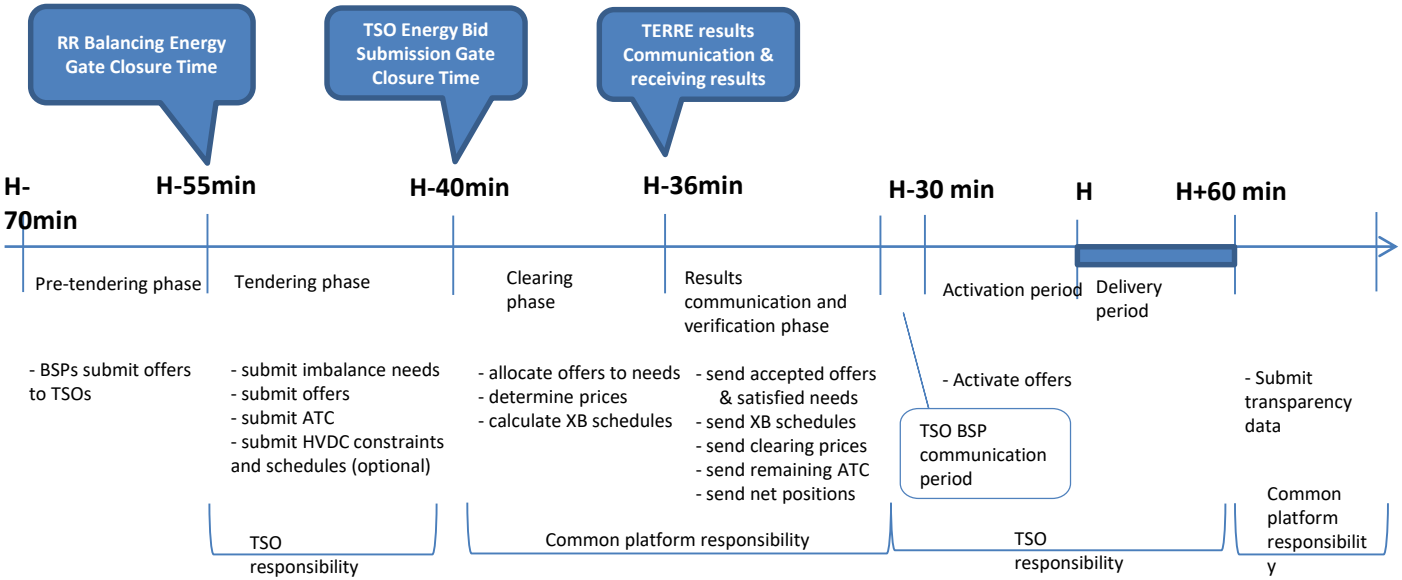

2019
2020
2021
Q3
Q4
Q1
Q2
Q3
Q4
Q1
Q2
07 08 09 10 11 12 01 02 03 04 05 06 07 08 09 10 11 12 01 02 03 04 05 06
TERRE Platform Implementation
Legal
Approval
Design
Implementation
TERRE CA Validated
Define future LIBRA operational framework with MARI and the Nordics
Discussions with ACER
RRIF amendment
LIBRA adaptation for MARI
Revision of AOF design
RR platform stabilization
CEPS GL
REE GL
REN GL
Terna GL
SG GL
RTE GL
LIBRA GO Live
Today

Description du processus de RR (1/2)



1. TSO receive bids from BSPs from their local balancing area/bidding zone.
2. TSOs put the valid RR bids on the LIBRA platform
3. TSOs send their needs and ATC values to the platform.
4. Platform runs the algorithm with offers and needs.
5. Communication of accepted offers, satisfied needs and marginal prices
6. Calculation of the bilateral exchanges between balancing areas and TSO-TSO settlement.
7. Residual ATC and net positions are communicated to TSOs

Description du processus de RR (2/2)



RR process consists of the following phases:

- pre-tendering phase
- tendering phase
- clearing phase
- results communication and verification phase
- activation phase
- delivery phase

RR IF

The RRIF was validated by the NRAs on 14 January 2019 – link

After the approval of the TSO-TSO settlement proposal and the pricing proposal, the TSOs representatives of the TERRE project have carried out an amendment of the RRIF to reflect the following:

Changes submitted to Public Consultation in October 2020

- **Designation entity - Art. 10:** Amendment to enable all TSOs to be regarded as operators of the platform
- **Interconnection Controllability – Art 3(b) & 11(3):** The activation and settlement of bids for satisfying the controllability of interconnection will be compliant with the latest versions of the Pricing Proposal and the TSO-TSO Settlement Proposal validated by ACER, as of their entry into force in mid-2022.
- **Daily clearings – Article 11(5a):** added mention that the reduction of cross-border scheduling steps to less than 60 minute it is still subject for possible derogation
- **Counter activations - Art 13(5):** Postponement of the date set for the minimisation of the counter activations

Additional changes were included based on the feedback received during Public Consultation and by NRAs

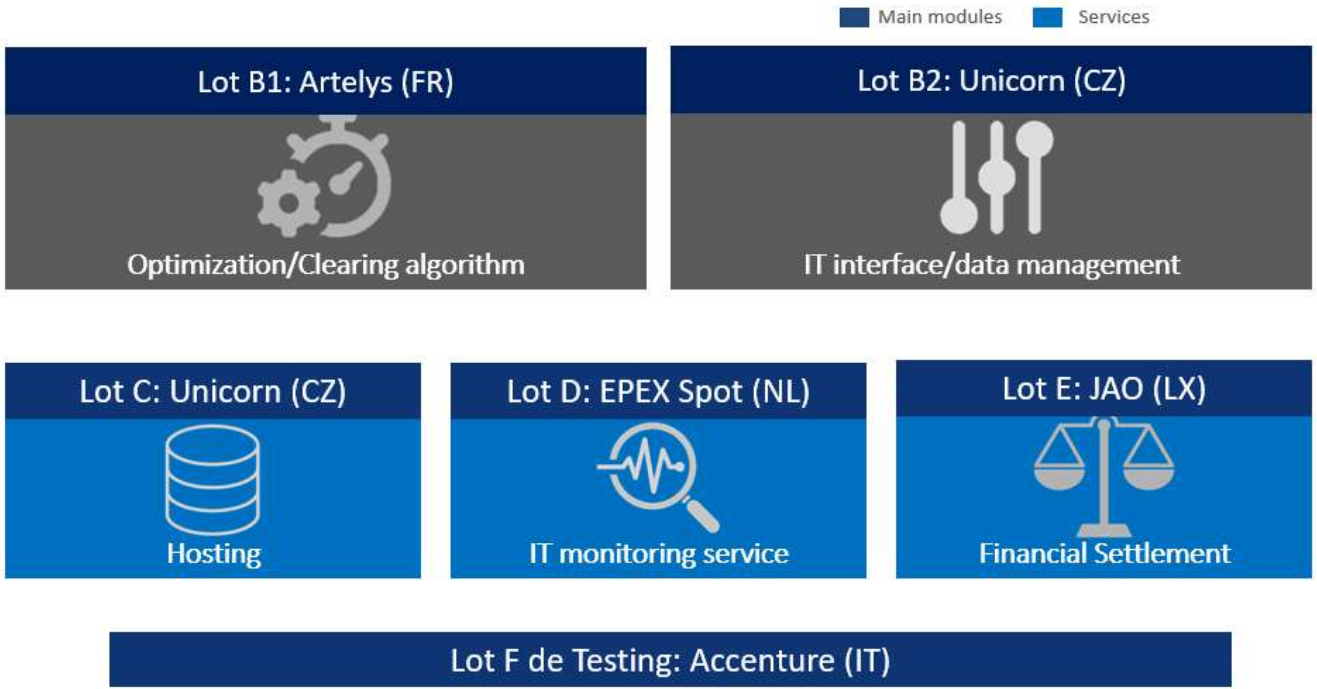
Changes proposed by NRAs

- **List of participating TSOs - Article 1:** TSOs no longer explicitly mentioned
- **Rules for governance and operation of the RR Platform and designation of the entity - Art.10 and Annex:** clarifications and content moved to Annex

Changes following feedback received during Public Consultation

- **High level design of the RR platform (DFR) - Art.3(b):** wording made clearer

Lots de LIBRA



3.2 Algorithme TERRE

Artelys | SOLUTIONS EN OPTIMISATION

Rte

TERRE Workshop

Workshop pour les acteurs du marché français

Michaël GABAY, David JAMBOIS, Stefania PAN, Laurent BILLET

12/03/2021



Sommaire

1. Introduction au projet TERRE
2. Les produits du marché
3. Principes clés du design de marché
4. Exemples et Questions
5. Retour d'expérience après 1 an
6. Exemples historiques

Artelys

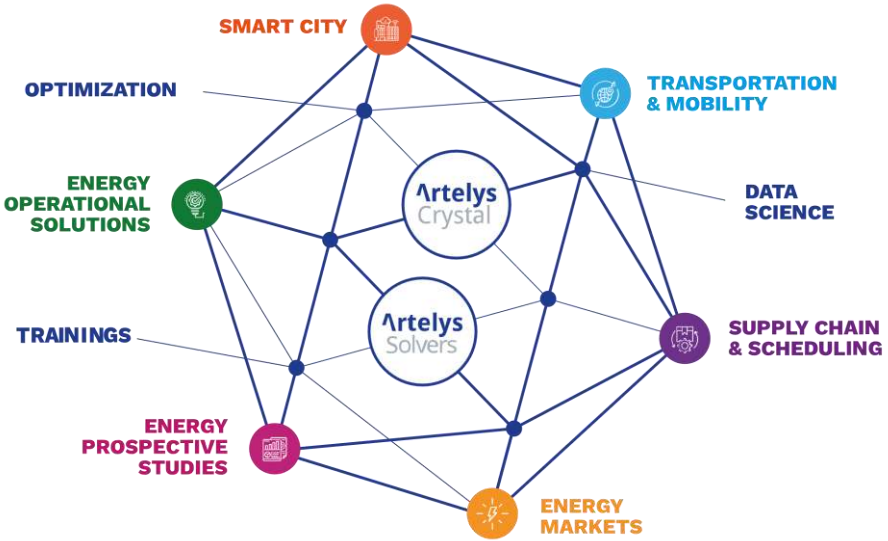
Artelys est une société **indépendante** fondée en 2000 et spécialisée en **aide à la décision**, **modélisation** et **optimisation**

Maitrise des outils et des techniques de modélisation des systèmes complexes, optimisation numérique et statistiques

Un savoir-faire scientifique et technique à la pointe couplé à des compétences reconnues en gestion de projet

Une expertise technique forte en **énergie**





CONSEIL

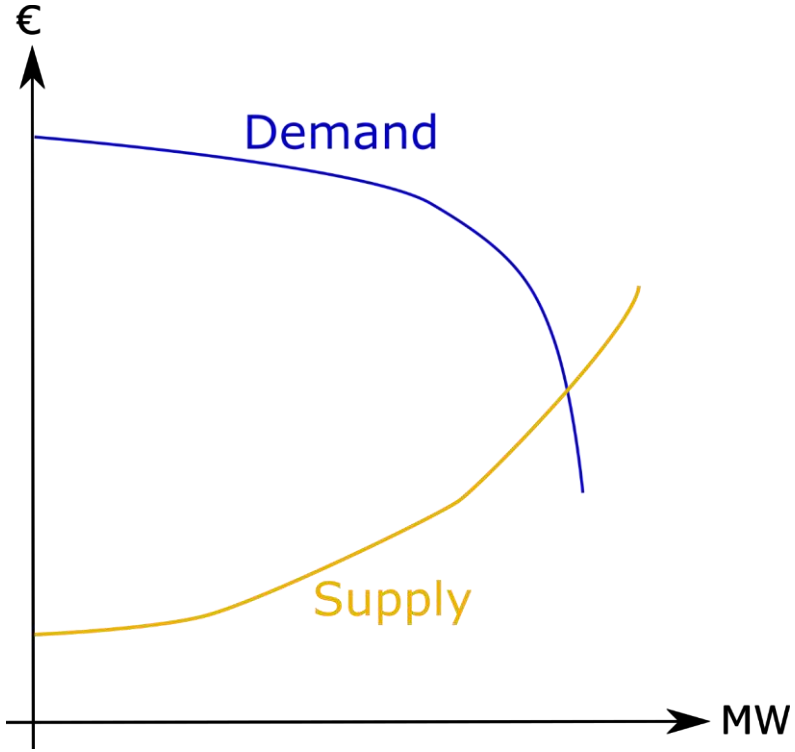


LOGICIELS

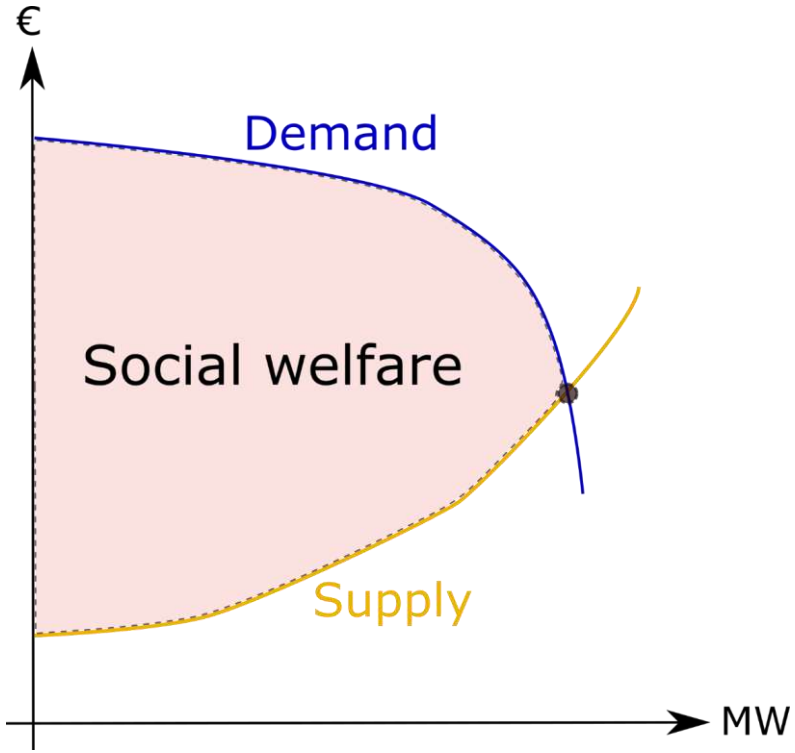


Introduction au projet TERRE

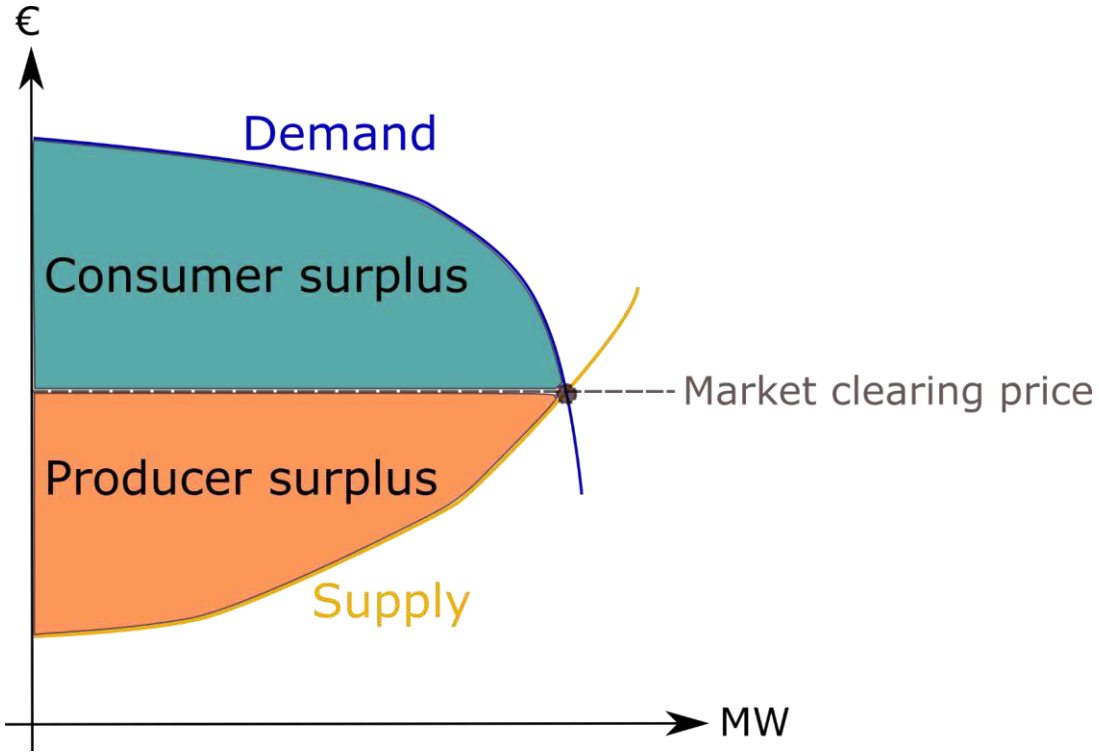
Principes du marché

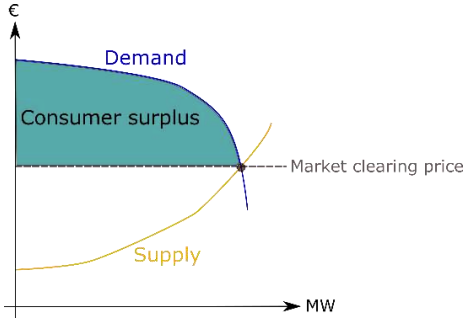


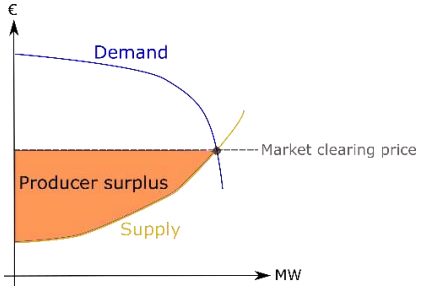
Principes du marché



Principes du marché







Principes du marché

- Le prix du marché est défini par « l'intersection de courbes » de l'offre et de la demande

- Le bien-être social est la somme de tous les surplus:
  - Surplus du consommateur
  - Surplus du producteur
  - (Rente de congestion)

- Les valeurs des surplus dépendent du prix du marché

- Le bien-être social ne dépend pas du prix du marché

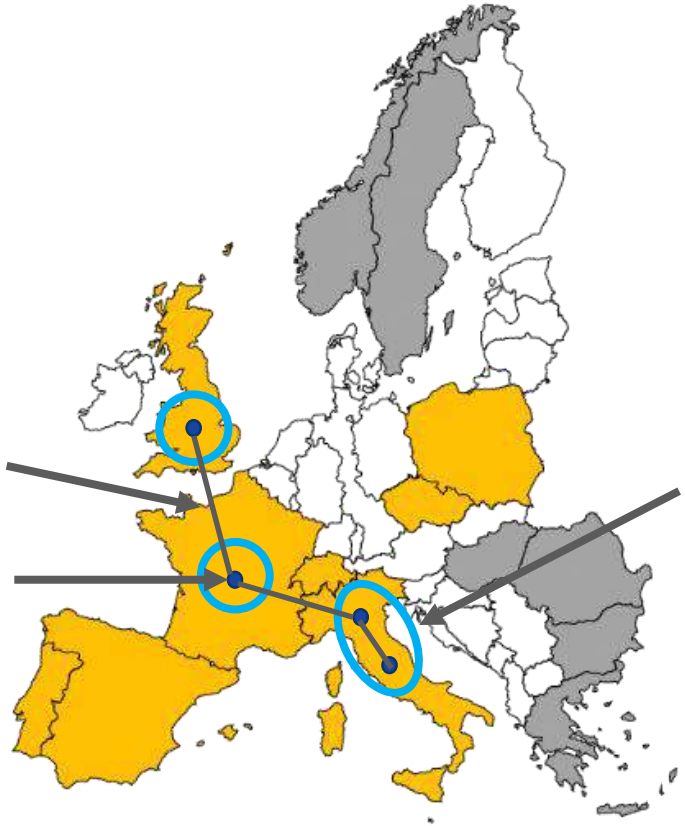
Les produits du marché

Aspects géographiques et temporels

Market period = 60min (PT60M)

15 min	15 min	15 min	15 min

Market resolution = 15min (PT15M)



Interconnecteurs
2 directions

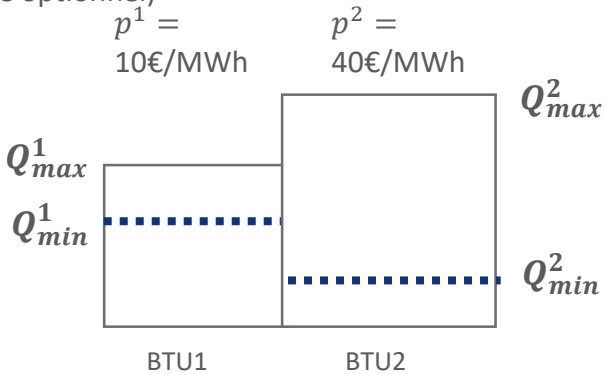
SchA = Scheduling Area
Offres et demandes sont soumises au niveau des SchAs

CtrlA = Control Area
Elle contient une ou plusieurs SchA

Les offres d'ajustements

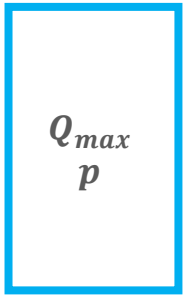
- Une offre d'ajustement est caractérisée par
  - Une zone de programmation (scheduling area **schA**)
  - Un ou plusieurs **pas de temps** (BTU). Le clearing est sur 4 BTUs.
  - Un produit:
    - Une direction commune à tous les BTUs (**à la hausse** ou **à la baisse**)
    - **Quantité maximale** qui peut varier sur chaque BTU t (Q^t_{max})
    - **Quantité minimale** qui peut varier sur chaque BTU t (Q^t_{min})
    - **Prix** qui peut varier sur chaque BTU t (p^t)
    - L'offre peut faire partie d'une **famille** (caractéristique optionnel)

Offre divisible à la hausse sur 2-BTU



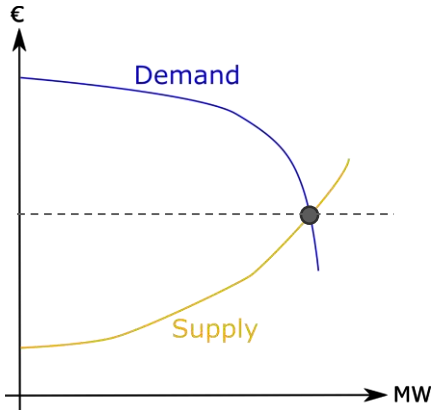
Offre entièrement divisible

- Offre entièrement divisible (FDB)
  - Offre **single-BTU**
  - Quantité maximale positive Q_{max}
  - Prix p



Offre entièrement divisible

- La quantité acceptée est inferieure ou égale à Q_{max}
- L'offre est rejetée si la quantité acceptée est nulle
- Si toutes les offres étaient entièrement divisibles, l'acceptation dépendrait seulement si l'offre est **dans le prix ou pas**

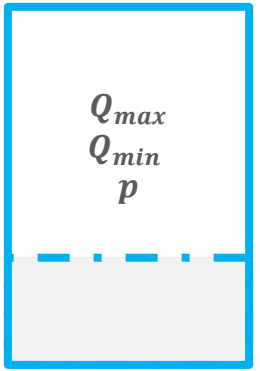


Offre divisible

- Offre divisible
  - Offre **single-BTU**
  - Quantité maximale positive Q_{max}
  - Quantité minimale positive Q_{min}
  - Prix p

- La quantité acceptée est comprise entre Q_{min} et Q_{max}

- L'offre est rejetée si la quantité acceptée est nulle

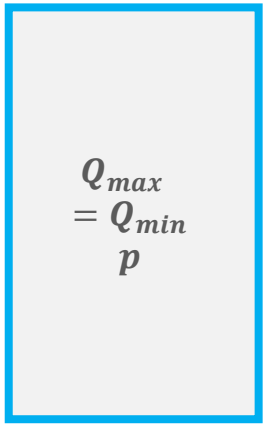


Offre divisible

Offre indivisibles

- Offre indivisible
  - Offre **single-BTU**
  - Quantité maximale positive Q_{max} est égale à la quantité minimale positive Q_{min}
  - Prix p

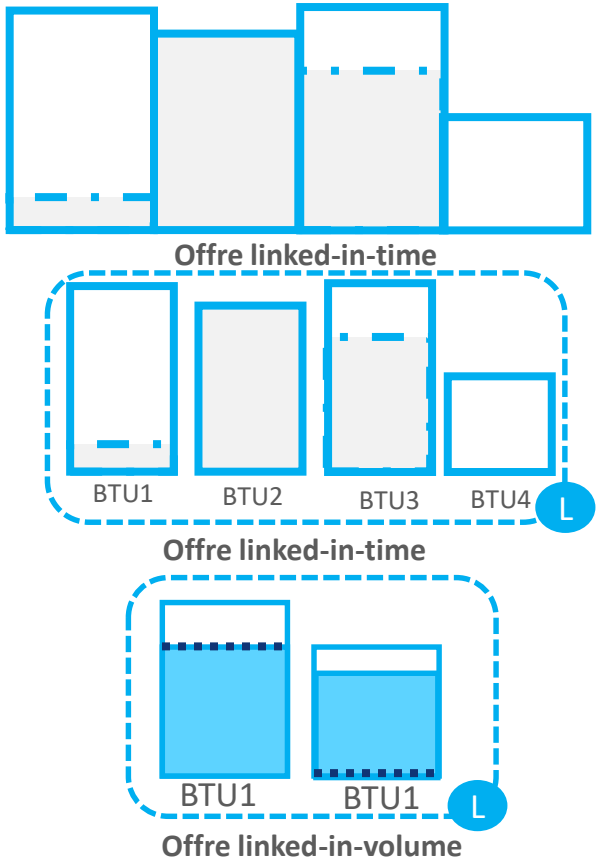
- L'offre peut être
  - soit rejetée
  - soit acceptée complètement



Offre indivisible

Offre linked

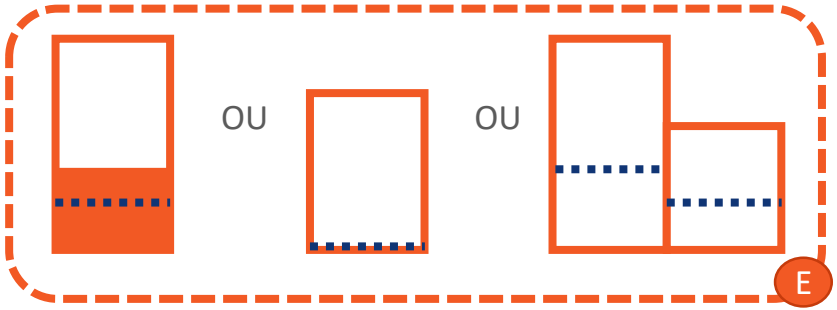
- Offre liée
  - Famille d'offres dans la même zone (schA)
  - quantités maximales positives variables
  - quantités minimales positives variables
  - prix variables
- Les offres ont la **même direction**
- Toutes les offres sont acceptées avec le **même ratio**
- Les offres peuvent être **linked-in-time (multi-BTU)** ou **linked-in-volume**
- Les acteurs (BSPs) peuvent soumettre des offres linked-in-time
  - Une seule offre sur plusieurs pas de temps
  - Plusieurs offres liées dans le temps



Offre exclusive

Offre exclusive

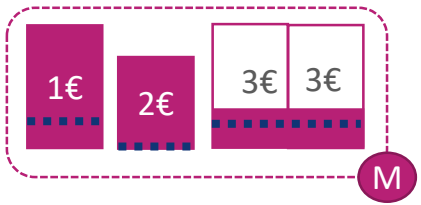
- Famille d'offres dans la même zone (schA)
- **Une seule offre** de la famille peut être **acceptée** (même partiellement)
- Les offres peuvent être entièrement divisibles, divisibles ou indivisibles
- Les offres de la famille peuvent être à la baisse et/ou à la hausse
- Les offres peuvent être single-BTU ou multi-BTU



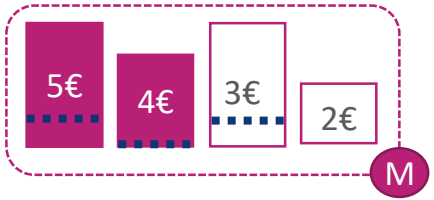
Offre multi-part

Offre multi-part

- Famille d'offres dans la même zone (schA)
- Les offres sont ordonnées par leur prix
- Si une offre est acceptée, **toutes les offres précédentes doivent être acceptées**
  - Multi-part à la hausse : si une offre est acceptée, toutes les offres de la famille avec un prix plus bas doivent être entièrement acceptées
  - Multi-part à la baisse : si une offre est acceptée, toutes les offres de la famille avec un prix plus élevé doivent être entièrement acceptées
- Les offres peuvent être multi-BTU, mais les quantités minimale et maximale et le prix doivent être constants



multi-part à la hausse



multi-part à la baisse

Les produits pour la demande (besoin)

- 3 Types de demandes

Inélastique **Elastique** **Tolerance Band**

- Caractéristiques communes
  - **Quantité maximale**
  - **Quantité minimale 0** (entièrement divisible)
  - **Une direction** à la baisse ou à la hausse

- Caractéristiques spécifiques

Inélastique

pas de prix

Une seule par BTU et SchA

Peut être associé à une tolérance Band

Elastique

Prix en €/MWh

Equivalent à un FDB soumise par GRTs

FDB Up ⇔ Demande Elastique Dn

Tolérance Band

pas de prix

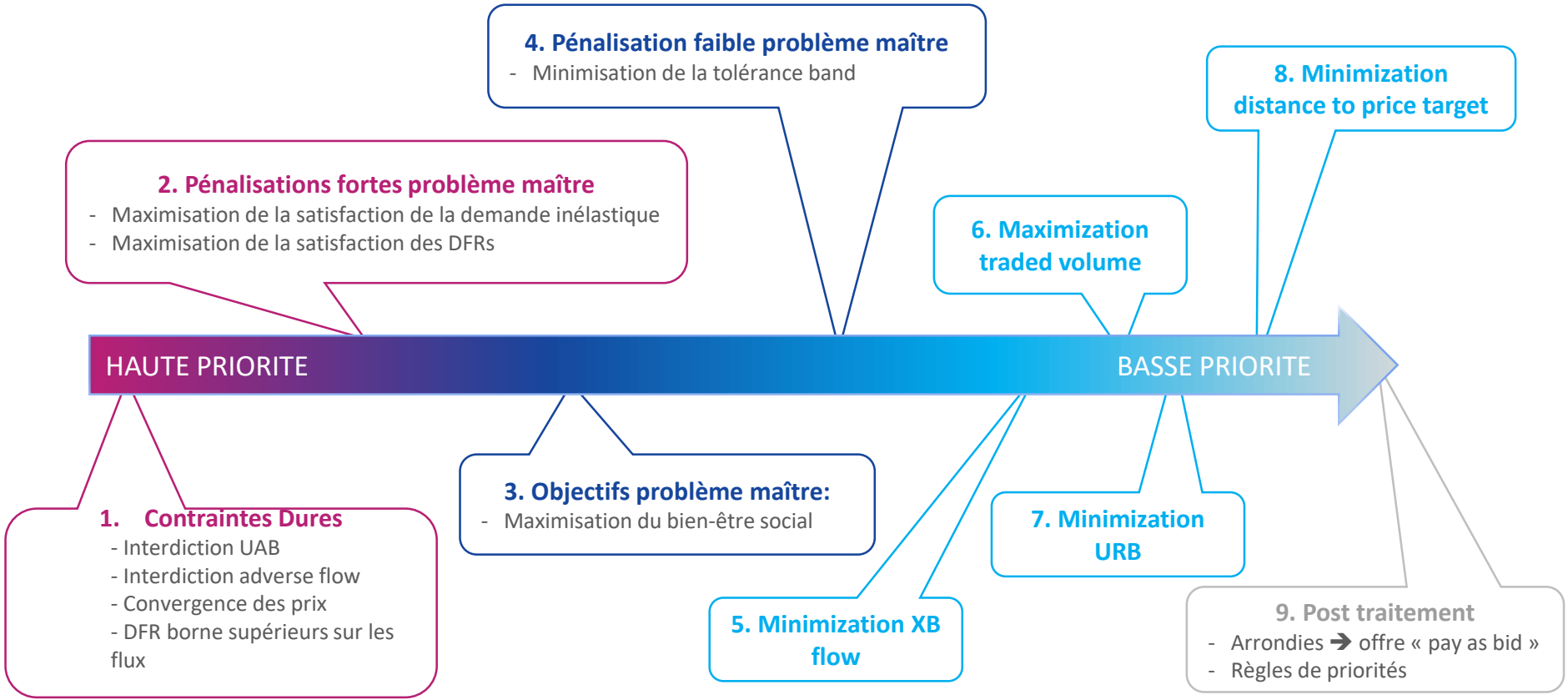
Améliore le bien être sociale

Single BTU

Toujours associée à une demande Inélastique

Principes clefs du design de marché

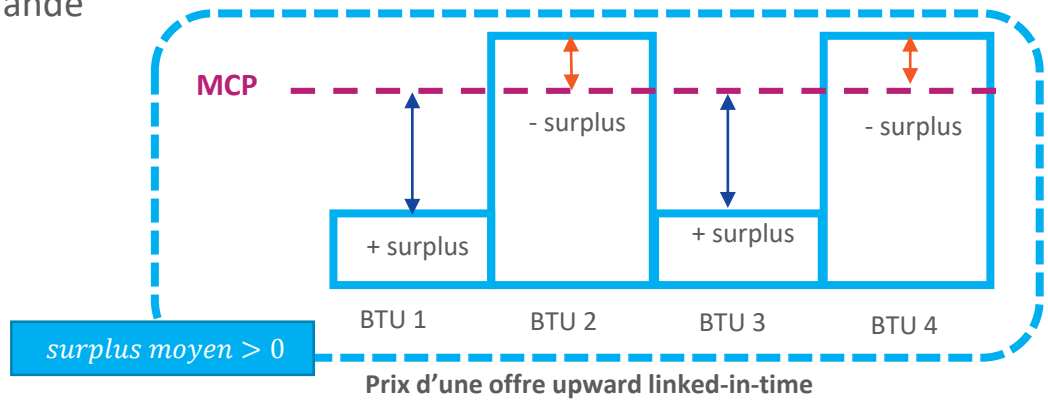
Résumé des règles de marchés



Surplus moyen

- Le surplus moyen d'une offre ou d'une demande par volume unitaire (MWh) d'énergie soumise est le résultats de la comparaison entre:
  - Le cout moyen de l'offre ou de la demande
  - Le prix moyen du marché

- Le surplus moyen peut être
  - Positif: l'offre est ***dans*** l'argent
  - Négatif: l'offre est ***hors*** de l'argent
  - Egal à 0: l'offre est ***à*** l'argent



Prix d'une offre upward linked-in-time

- Le surplus moyen s'exprime de manière équivalente pour les offres linked-in-time ou linked-in-volume

Offres paradoxalement acceptés (UAB)

- Une offre/demande est paradoxalement acceptée (UAB) si
  - Elle est acceptée
  - Elle est out of the money ($surplus\ moyen\ negatif$)

- Les offres UAB sont interdites pour assurer que
  - Les offres à la hausse ou demandes à la baisse ne sont pas payé moins que leur prix
  - Les offres à la baisse / demandes à la hausse ne paient plus que leur prix

- L'interdiction des offres UAB est exprimée comme une contrainte DURE dans le modèle
  - Pour une produit single-BTU (pas dans une famille linked), la règle des UAB est directe
    - MCP supérieur au de l'offre
    - MCP inferieur au prix de la demande
  - Pour le produit plus complexes, les contraintes sont exprimées en utilisant le surplus moyen
    - $\text{surplus moyen} \geq 0$

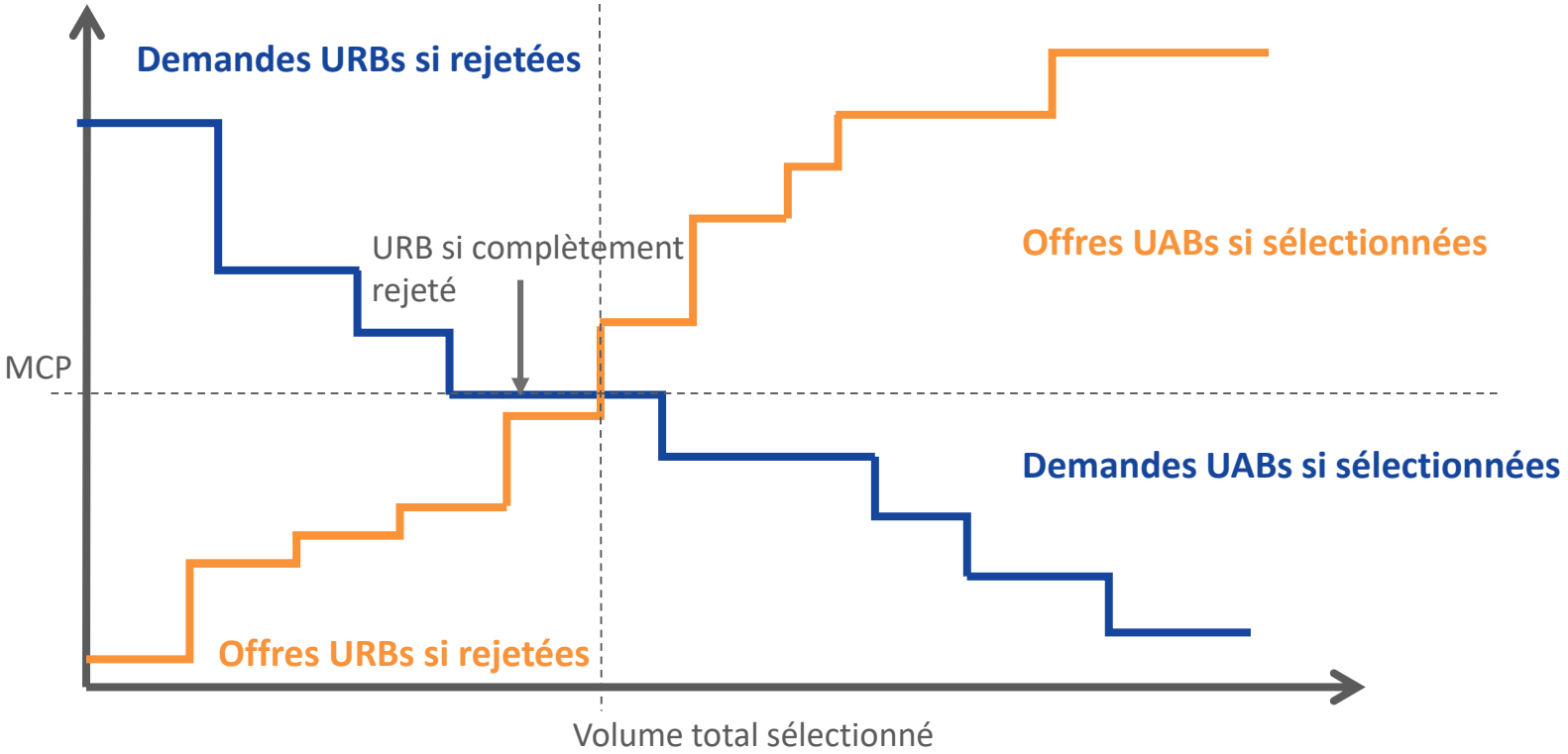
Ordres paradoxalement rejetés (URB)

- Une offre/demande est paradoxalement rejetée (URB) si
  - Elle est partiellement ou complètement rejetée
  - Elle est in the money ($\text{surplus moyen} > 0$)
    - Une offre/demande rejetée et at the money ($\text{surplus moyen} = 0$) n'est pas URB

- Les offres/demandes URB ne sont pas interdites
  - Toutes offres/demandes peuvent être URB

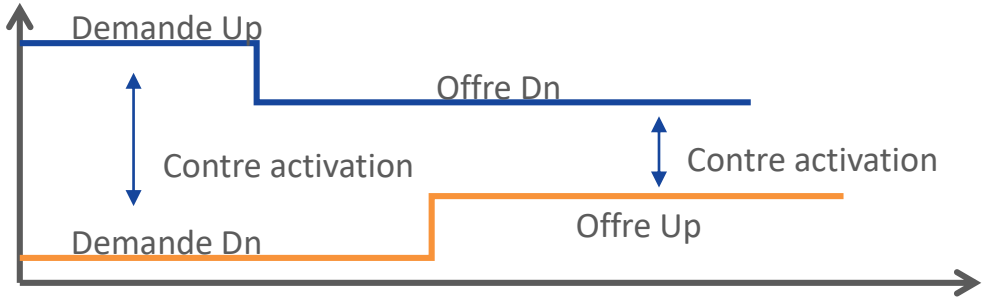
- L'algorithme cherche à minimiser les offres/demandes URB
  - Minimisation des URB single-BTU
  - Minimisation des URB multi-BTU
  - Détermination du prix cible

Exemples UAB/URB

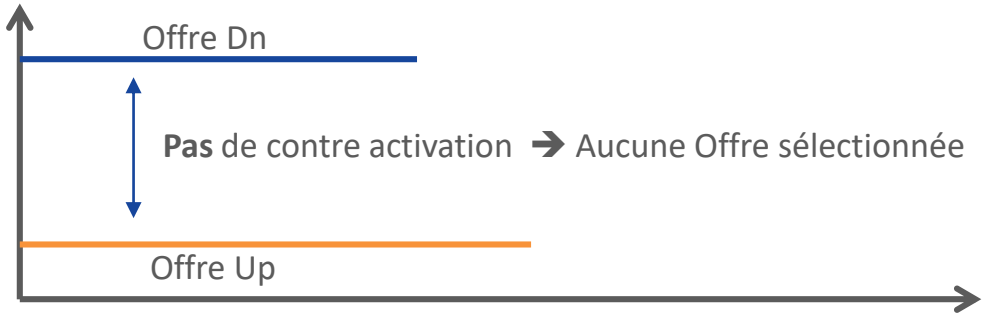


Résumé des règles de marchés – Contre Activation

- Contre Activation possible



- Quand il n'y a pas de besoins, il n'y a pas d'activation



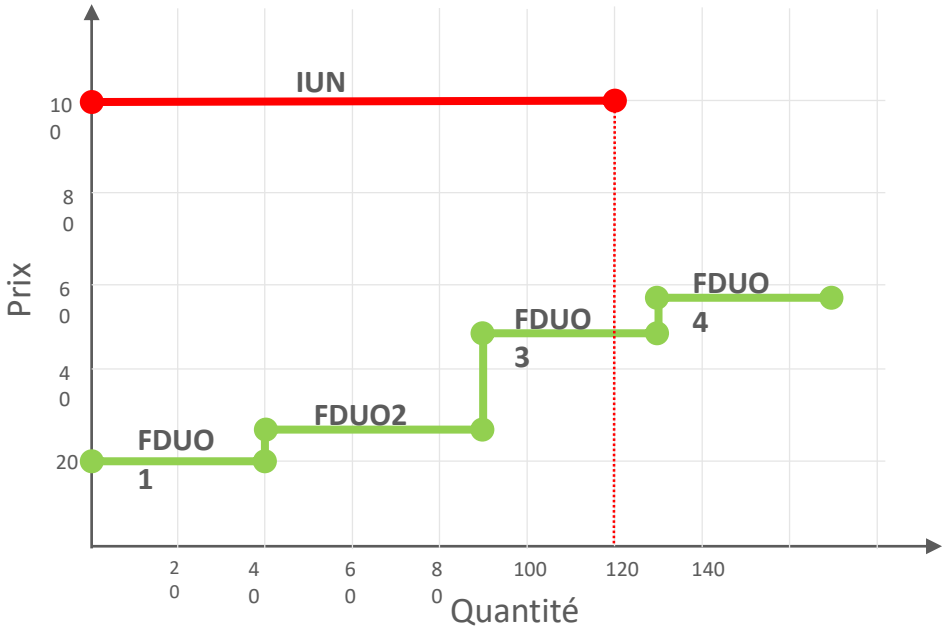
Considérations sur les offres

- Les produits entièrement divisibles sont **les produit clefs du marché**
  - Ils garantissent **plus de liquidité** au marché
    - Afin d'accepter un peu plus ou moins de demande, il suffit de varier le ratio d'acceptance de la « dernière » offre acceptée
  - Indétermination du prix est moins susceptible de se reproduire
  - Pas d'aspect combinatoire (meilleures performances)

- Les offres complexes et multi-BTU ont des aspects couplant
  - Elles complexifient le problème
  - Les résultats obtenus peuvent être contre-intuitifs

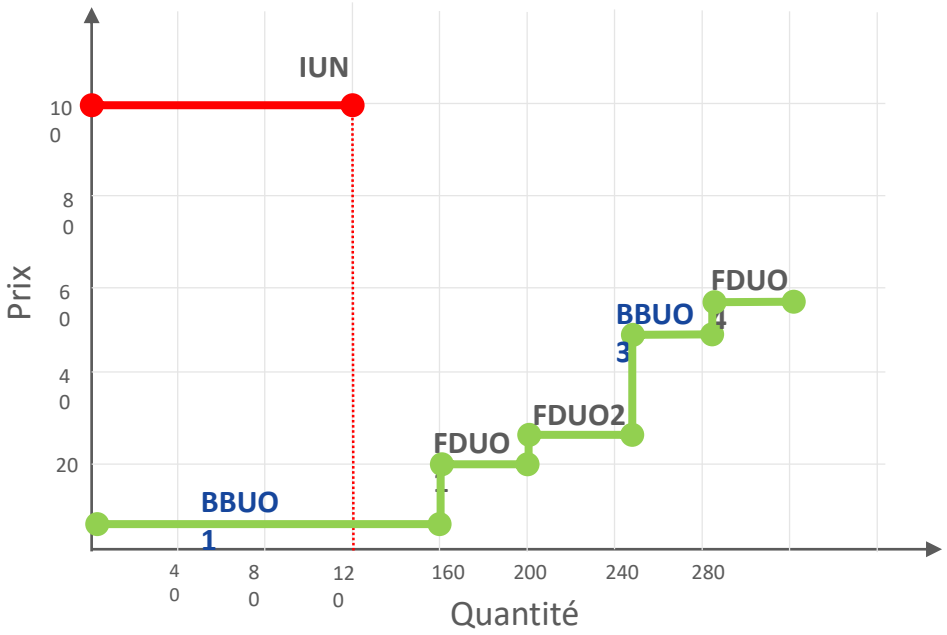
Exemples et Questions

Exemple 1



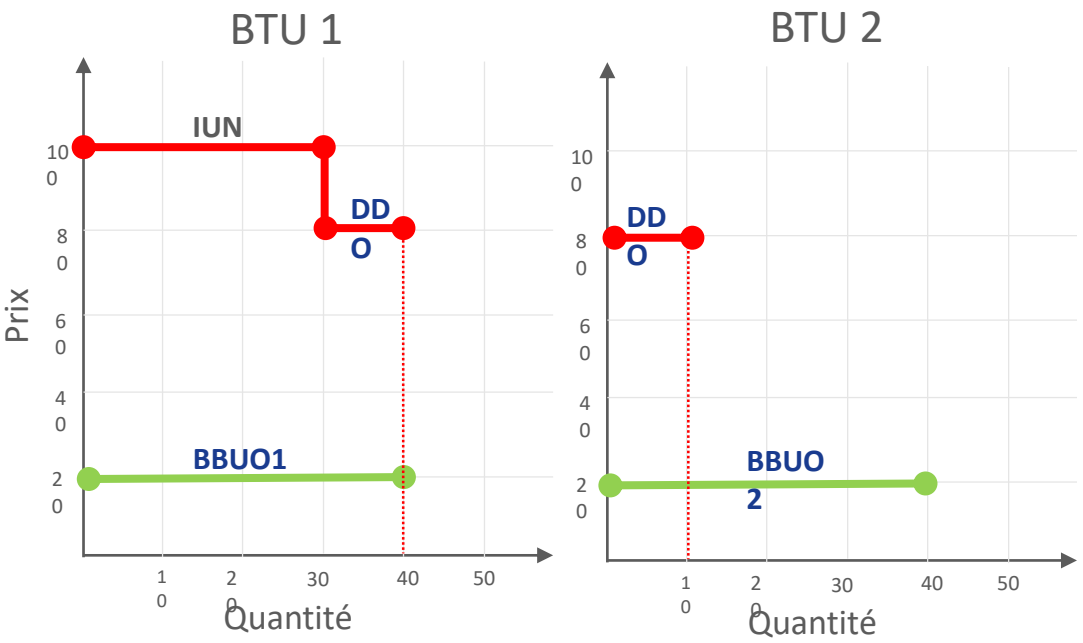
- Offres/Demandes (à la hausse)
  - IUN : demande inélastique 120 MW
  - FDUO1 : offre entièr. div 40 MW @ 20 €/MWh
  - FDUO2 : offre entièr. div 50 MW @ 25 €/MWh
  - FDUO3 : offre entièr. div 40 MW @ 50 €/MWh
  - FDUO4 : offre entièr. div 40 MW @ 55 €/MWh
- Solution
  - IUN entièrement acceptée
  - FDUO1, FDUO2 entièrement acceptées
  - FDUO3 partiellement acceptée (30 MW)
  - FDUO4 rejetée
  - Prix : 50 €/MWh
  - Bien-être social : 8450 € (= 120*100 – 40*20 – 50*25 – 30*50)

Exemple 2



- Offres/Demandes (à la hausse)
  - IUN : demande inélastique 120 MW
  - BBUO1 : offre **indivisible** 160 MW @ 5 €/MWh
  - FDUO1 : offre entièr. div 40 MW @ 20 €/MWh
  - FDUO2 : offre entièr. div 50 MW @ 25 €/MWh
  - BBUO3 : offre **indivisible** 40 MW @ 50 €/MWh
  - FDUO4 : offre entièr. div 40 MW @ 55 €/MWh
- Solutions possibles
  - Solution 1
    - IUN entièrement acceptée
    - FDUO1, FDUO2 entièrement acceptées
    - FDUO4 partiellement acceptée (30 MW)
    - BBUO1, BBUO3 rejetées
    - Prix : 55 €/MWh
    - Bien-être social : **8300** € (= 120*100 – 40*20 – 50*25 – 30*55)
  - Solution 2
    - IUN entièrement acceptée
    - FDUO1, BBUO3 entièrement acceptées
    - FDUO2 partiellement acceptée (40 MW)
    - BBUO1, FDUO4 rejetée
    - Prix : 50 €/MWh
    - Bien-être social : 8200 € (= 120*100 – 40*20 – 40*25 – 40*50)

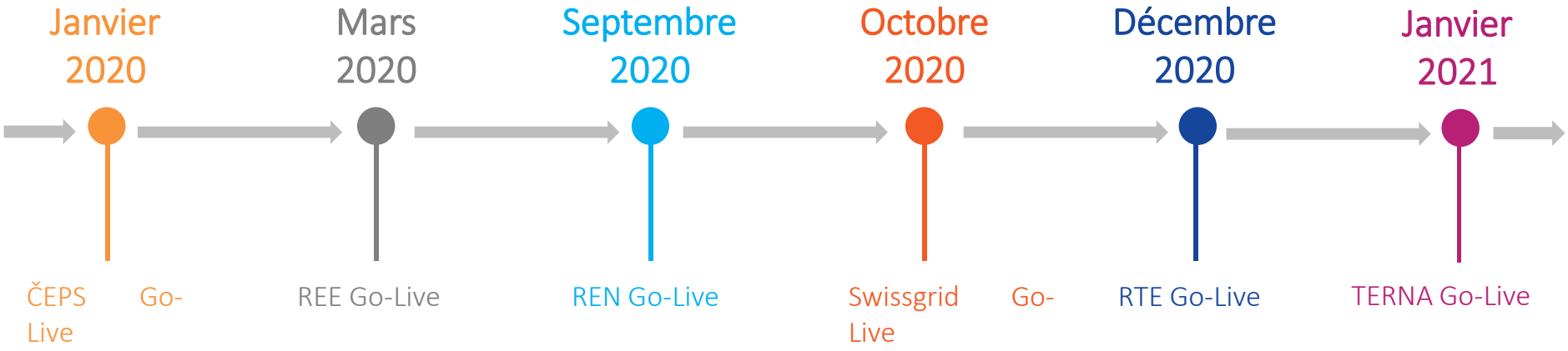
Exemple 3



- Offres/Demandes
  - IUN : demande inélastique Up 30 MW
  - BBUO1 : offre **indivisible** Up 40 MW @ 20 €/MWh sur BTU 1
  - BBUO2 : offre **indivisible** Up 40 MW @ 20 €/MWh sur BTU 2
  - DDO : offre div **2-BTU** Dn [10,10] MW @ 80 €/MWh
- Solution
  - Tout est rejeté
  - Bien-être social : 0 €
- Si 2 offres single-BTU (DDO1 et DDO2) étaient à la place de DDO
  - IUN entièrement acceptée
  - DDO1, BBUO1 entièrement acceptées
  - DDO2, BBUO2 rejetées
  - Prix [50, 80] €/MWh
  - Bien-être social : 1500 € (=(30*100 + 10*80 – 40*20)*0.5)

Retours d’expérience après 1 ans

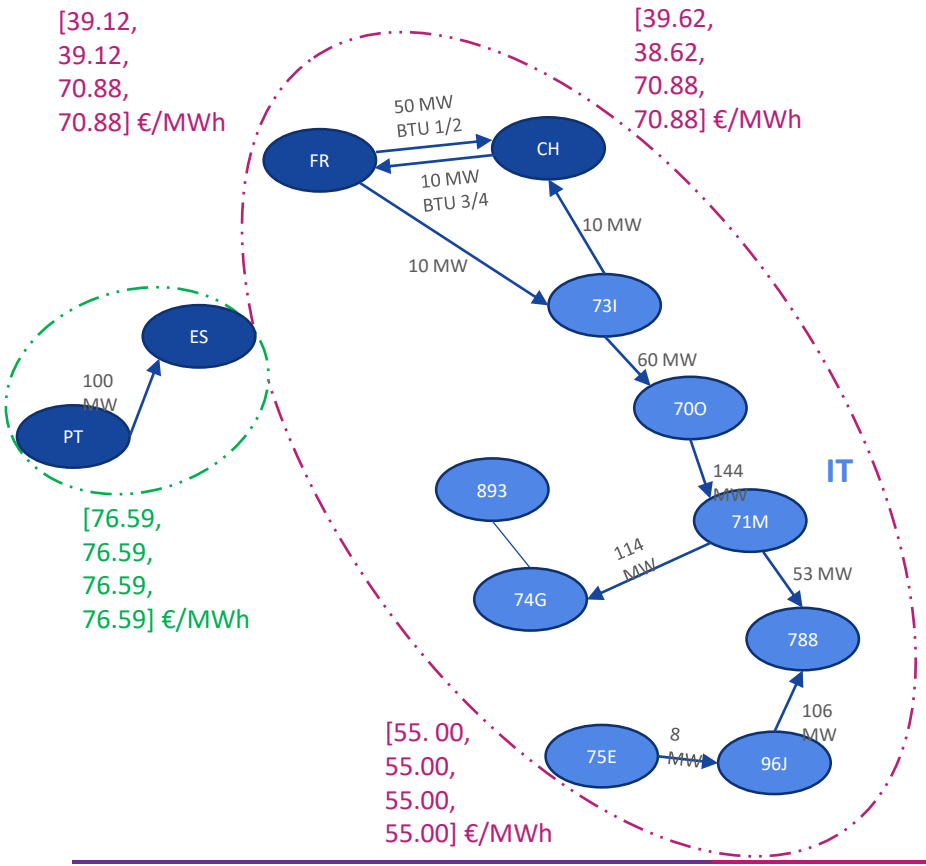
Retours d'expérience après 1 ans



- 29 livraisons de LOM, 13 livraisons depuis Janvier 2020
- Version courante : LOM 1.6.2
- Dernière version livrée : LOM 1.7.0
- Retour technique
  - Bonnes performances et robustesse de l'algorithme
  - 100 % de clearing avec succès

Exemples historiques

Example 8 – 18/01/2021 guichet de 12h livraison 13h-14h (1)



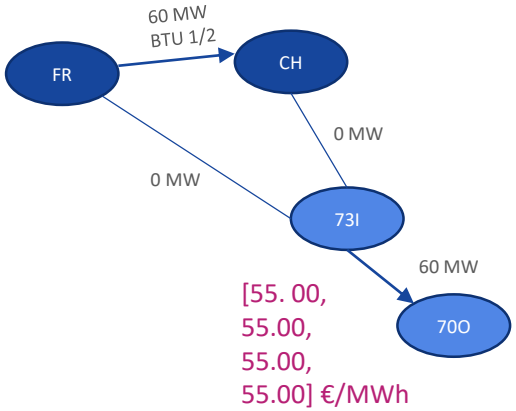
Area	Demandes	Offres
FR	Dn : [100,100,0,0] TB Dn : [100,100,0,0]	Dn : 8 familles exclusives ind (sauf 1 offre div) [1036,1036,841,841] MW @ ≤ 46.17 €/MWh
CH		Up : plusieurs offres ind Dn: plusieurs offres ind sur 4 BTU 9 offres ind sur 1 ou 2 BTU @ ≤ 58.50 €/MWh
IT_73I	Dn : [217,217,217,217] @ 0 €/MWh	Up : plusieurs offres ind/div Dn : plusieurs offres ind/div, 22 offres dans 11 familles exclusives @ ≤ 67.50 €/MWh

- Comment couvrir la demande avec des offres indivisible (et dans des familles exclusives) en minimisant le XB flow?

Example 8 – 18/01/2021 guichet de 12h livraison 13h-14h (2)

[39.12,
39.12,
70.88,
70.88] €/MWh

[39.62,
38.62,
70.88,
70.88] €/MWh



[55. 00,
55.00,
55.00,
55.00] €/MWh

Processus de résolution (problème maître)

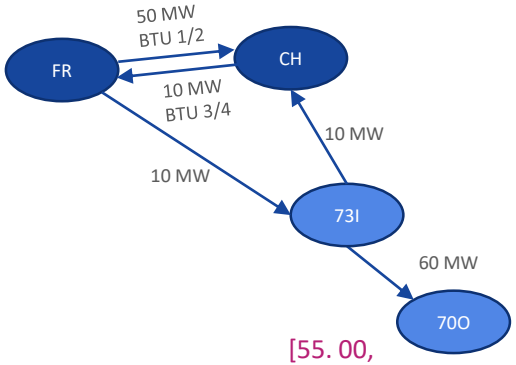
Area	Demandes acceptées	Offres acceptées
FR	Dn : [100,100,0,0] TB Up : [14,14,0,0]	Dn : [54,54,0,0] @ 39,12 €/MWh
CH		Dn: [60,60,0,0] en total [20,0,0,0] @ 58.50 €/MWh [0,20,0,0] @ 57.50 €/MWh [20,20,0,0] @ 57.00 €/MWh [20,20,0,0] @ 41.10 €/MWh
IT_73I	Dn : [217,217,217,217] @ 0 €/MWh	Dn: [151,151,151,151] @ 67.50 €/MWh (acc compl) [6,6,6,6] @ 55.00 €/MWh (acc part)

- Maximisation du bien-être
  - FR exporte vers CH parce que CH a des offres Dn plus chères que en FR (BTU 1-2)

Example 8 – 18/01/2021 guichet de 12h livraison 13h-14h (3)

[39.12,
39.12,
70.88,
70.88] €/MWh

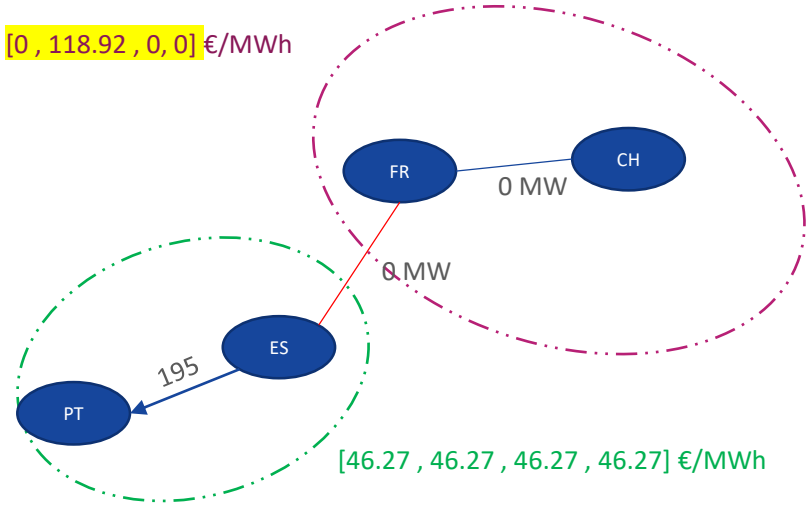
[39.62,
38.62,
70.88,
70.88] €/MWh



[55. 00,
55.00,
55.00,
55.00] €/MWh

- Processus de résolution (finalisation)
  - Minimisation flux XB :
    - Impact sur la solution afin de diminuer les 60 MW exportés de FR en CH
    - 10 MW exportés de FR en IT_73I au lieu de les exporter en CH sur BTU 1-2. à cause du schdStep FR→IT_73I de 60min, FR doit exporter la même quantité sur tous les BTU
    - Boucle de flux IT_73I → CH → FR → IT_73I sur BTU 3-4
    - $2 * 60^2 + 0 = 7200$ VS $2 * 50^2 + (4 + 4 + 2) * 10^2 = 6000$
  - Maximisation volume : Pas d'impact
  - Minimisation URBs single-BTU: Pas d'impact
  - Minimisation des multi-BTU URBs :
    - Offre partiellement acceptée à 55.00 €/MWh fixe le prix en IT_73I
  - Minimisation de la distance du prix cible
    - Détermination du prix cible
      - Bornes UAB single-BTU : CH, BTU 1 = [-inf, 58.50] et BTU 2 = [-inf, 57.50]
      - Bornes URB single-BTU : Pas d'impact
      - Bornes UAB et URB multi-BTU (où les bornes ne sont pas définies):
        - FR, BTU 1 et 2 = [-inf, 39.12]
        - IT_73I, all BTU = [55, 55]
      - Prix cibles :
        - FR = [39.12, 39.12, …, …]
        - CH = [58.50, 57.50, …, …]
        - IT_73I = [55, 55, 55, 55]

Example 5 - 22/12/2020 guichet de 12h livraison 13h-14h (1)



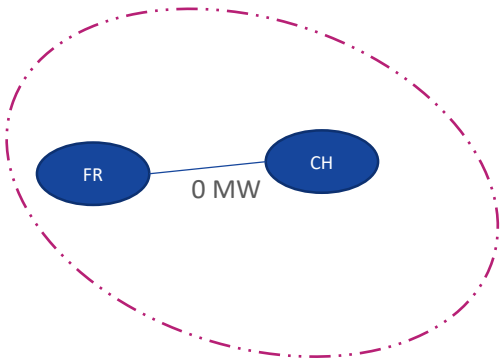
Contexte for RTE – CH area

Area	Demandes	Offres
FR	**Dn :** [500,500,500,500] @ 0 €/MWh	**Dn:** Offres ind ϵ 6 famille exclusive prix < 37€/MWh 1 offre div Dn [195,195,195,195] @ 38.4€/MWh **Up:** Offres ind ϵ 10 famille exclusive prix > 42€/MWh
CH		**Dn :** Offres ind @ < 44€/MWh **Up:** Offres ind @ > 65€/MWh

Pourquoi on obtient ces prix la en France ?

Example 5 - 22/12/2020 guichet de 12h livraison 13h-14h (2)

[0 , 118.92 , 0, 0] €/MWh



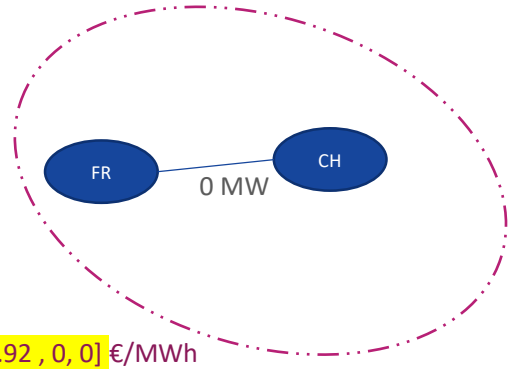
- Processus de résolution

Area	Demandes acceptées	Offres acceptés
FR	**Dn:** [403, 500 , 403, 414] @ 0 €/MWh	**Dn:** Bid1 ind : [127,127,73,73] @ 37.76 €/MWh Bid2 div : [179,179,179,179] @ 38.4€/MWh partiellement accepté Bid3 ind : [97,194,194,162] @ 36.03 €/MWh

- La demande ne peut être couverte par des offres multi-BTU indivisibles à volume/période non constant

- Maximisation du bien être social
  - Convergence des prix FR-CH
  - Contrainte des offres multi-BTU indivisibles

Example 5 - 22/12/2020 guichet de 12h livraison 13h-14h (3)

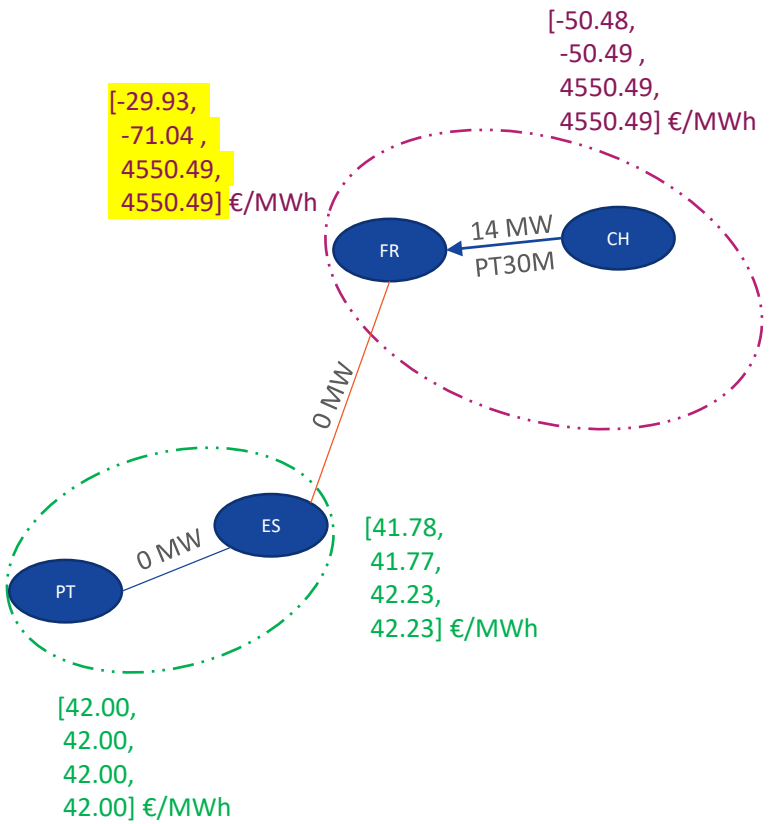


[0 , 118.92 , 0, 0] €/MWh

Offres définissant bornes UAB	Offres définissant bornes URB
Dn: Bid1: [127,127,73,73] @ 37.76 €/MWh Bid2 : [179,179,179,179] @ 38.4 €/MWh Bid3: [97,194,194,162] @ 36.03 €/MWh Dem :[403, 500 , 403, 414] @ 0€/MWh	**Dn:** Bid2 : [179,179,179,179] @ 38.4€/MWh Dem :[403, 500 , 403, 414] @ 0€/MWh

- Processus de résolution (finalisation)
  - Minimisation flux XB : Pas d'impact
  - Maximisation volume : Pas d'impact
  - Minimisation URBs single-BTU:
    - Demande partiellement acceptée sur BTU 1,3,4:
      - MCP BTU 1,3,4 = 0 €/MWh
  - Minimisation des multi BTU URBs
    - Bid2 @ 38.4 €/MWh partiellement Accepté:
      - Objectif: somme MCP >= 38.4*4 pour éviter un URB
      - Soit MCP BTU2 >= 153.6 €/MWh (car MCP BTU 1,3,4 = 0€/MWh)
    - Contrainte UAB Bid1 :
      - MCP BTU 2 <= 118.92 €/MWh (car MCP BTU 1,3,4 = 0€/MWh)
      - Note: Contrainte plus forte que pour Bid3 qui est moins cher
    - MCP BTU 2 = 118.92€/MWh
  - Minimisation de la distance du prix cible: pas d'impact

Example 1 – 2/12/2020 guichet de 15h livraison 16h-17h (1)

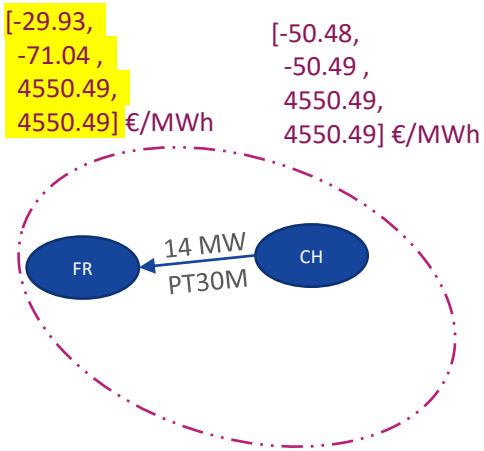


Area	Demandes	Offres
FR	Dn : [200,200,0,0] Up : [0,0,400,400] TB Dn : [100,100,0,0]	Dn : 22 familles exclusives ind (sauf 1 offre div) Up : ind [58,0,0,0] @ 147.1 €/MWh
CH	Up : [50,50,50,50] @ 80 €/MWh	Dn : plusieurs offres ind Up: ind [9,9,9,9] @ 1200 €/MWh [5,5,5,5] @ 2250 €/MWh [5,5,5,5] @ 3461 €/MWh [10,10,10,10] @ 5961 €/MWh

- Comment couvrir la demande avec des offres indivisible (et dans des familles exclusives)?
- Pourquoi on obtient ces prix?

Example 1 – 2/12/2020 guichet de 15h livraison 16h-17h (2)

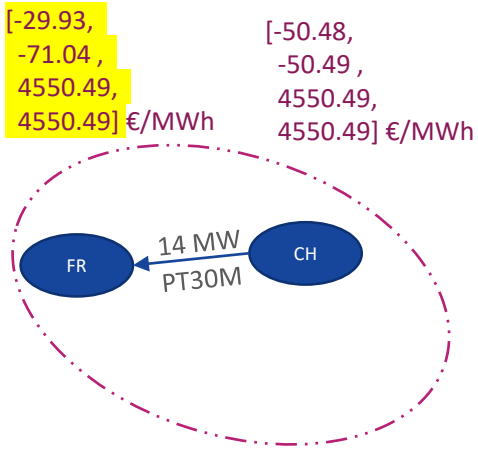
Processus de résolution (problème maître)



Area	Demandes acceptées	Offres acceptées
FR	Dn [200,200,0,0] Up [0,0,14,14] TB Dn [91,11,0,0]	Dn : ind [30,0,0,0] @-5.68 €/MWh [50,0,0,0] @-9.37 €/MWh [54,54,0,0] @-21.68 €/MWh [113,113,0,0] @-30.81 €/MWh [58,58,0,0] @-50.49 €/MWh
CH		Up : ind [9,9,9,9] @ 1200 €/MWh [5,5,5,5] @ 2250 €/MWh

- Maximisation du bien-être
  - Convergence des prix entre CH et FR (flux non congestionné)
- Pourquoi on n'accepte pas plus d'offres en CH afin de satisfaire plus de demande inélastique Up en FR?
  - pas de matching avec des offres indivisibles Dn en FR sur le BTU 1-2 (offres indivisibles en CH de 9MW, 14MW qui ne correspondent à aucune offre en FR)

Example 1 – 2/12/2020 guichet de 15h livraison 16h-17h (3)

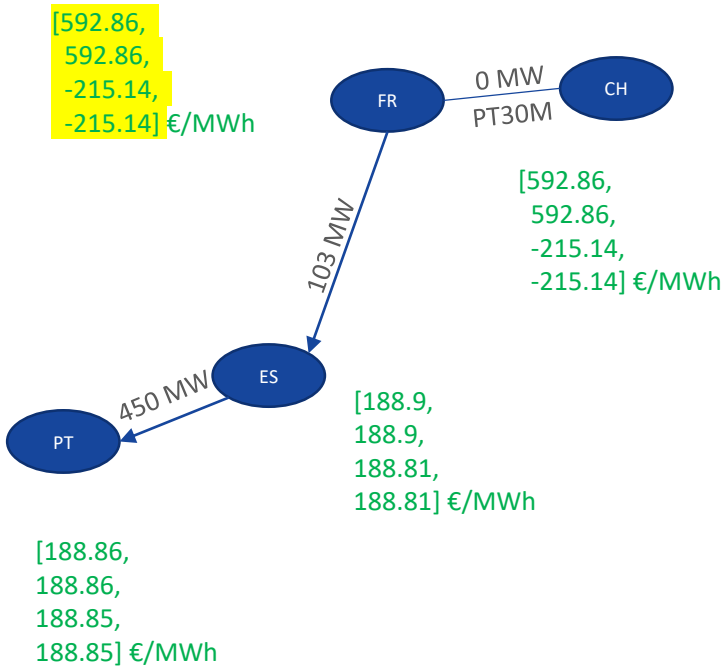


Offres définissant bornes UAB

Offre Dn : ind
[50,0,0,0] @-9.37 €/MWh
[58,58,0,0] @-50.49 €/MWh
Offre Up : ind
[5,5,5,5] @ 2250 €/MWh

- Processus de résolution (finalisation)
  - Minimisation flux XB : Pas d'impact
  - Maximisation volume : Pas d'impact
  - Minimisation URBs single-BTU: Pas d'impact
  - Minimisation URBs multi-BTU: Pas d'impact en FR/CH
    - en FR les offres rejetées ne sont pas des offres marginales multi-BTU
  - Minimisation de la distance du prix cible
    - UAB (imposée dans tous les problèmes)
      - Somme prix 4-BTU en CH >= 4 * 2250 €/MWh
      - Prix BTU 1 en FR <= -9.37 €/MWh
      - Somme prix BTU 1 + 2 <= 2 * -50.49 €/MWh
    - Détermination du prix cible
      - Bornes UAB single-BTU : FR, BTU1 = [-inf, -9.37]
      - Bornes URB single-BTU : Pas d'impact
      - Bornes UAB et URB multi-BTU (où les bornes ne sont pas définies):
        - FR, BTU 2 = [-inf, -50.49]
        - CH, all BTU = [2250, -inf]
      - Prix cibles :
        - FR = [-9.37, -50.49, …, …]
        - CH = [2250, 2250, 2250, 2250]

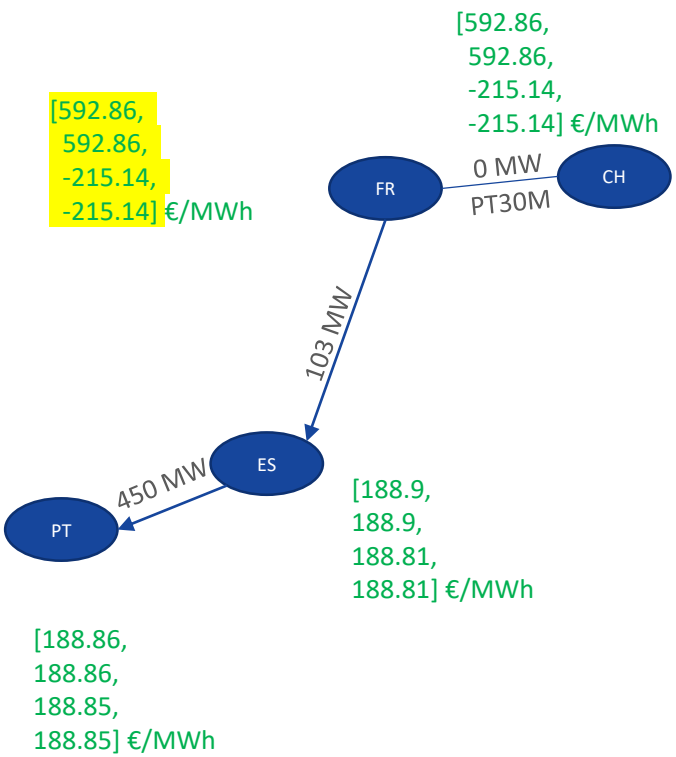
Example 3 – 9/12/2020 guichet de 10h livraison 11h-12h (1)



Area	Demandes	Offres
FR	Up : [500,500,300,300] TB Up : [100,100,100,100]	Up : [1029,1025,1025,1029] @ ≥ 171.89 €/MWh Dn : 22 famille exclusives ind (sauf 1 offre div)
CH		Up : [54,54,54,54] @ ≥ 246.6 €/MWh Dn : plusieurs offres ind
ES	Up : [1209, 1209, 1209, 1209] TB Up : [100,100,100,100]	Up : [6240, 6240, 6240, 6240] @ ≥40 €/MWh Dn : plusieurs offres sur 4-BTU
PT	Up : [450, 450, 450, 450]	Up : [450,450,450,450] @ ≥ 55.55 €/MWh Dn : plusieurs offres sur 4-BTU

- Pourquoi on obtient ces prix?
- Pourquoi FR exporte vers ES vu que en ES il y a des prix moins élevé?

Example 3 – 9/12/2020 guichet de 10h livraison 11h-12h (2)

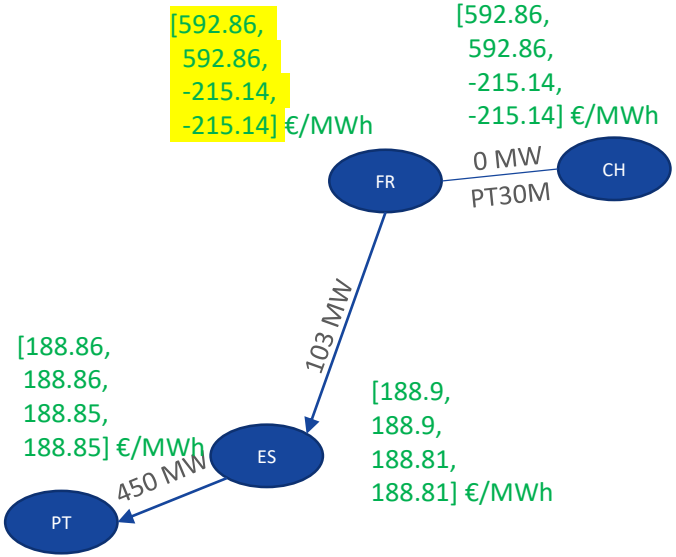


- Processus de résolution (problème maître)

Area	Demandes acceptées	Offres acceptées
FR	Up : [500,500,300,300] TB Up : [18,18,100,100]	Up : [621,621,503,503] en totale [121,121,121,121] @ 173.72 €/MWh [128,128,128,128] @ 179.51 €/MWh [84,84,84,84] @ 188.11 €/MWh [85,85,85,85] @ 188.66 €/MWh [85,85,85,85] @ 188.66 €/MWh [118,118,0,0] @ 592.86 €/MWh
ES	Up : [1209, 1209, 1209, 1209] TB Up : [100,100,100,100]	Up : [1656, 1656, 1656, 1656] @ 40 ≤ prix ≤ 50.14 €/MWh
PT	Up : [450, 450, 450, 450]	

- Maximisation du bien-être
  - Convergence des prix entre CH, FR, ES,PT (flux non congestionné)
- ES n'exporte pas vers FR parce que ATC = 0 ES→FR
- FR doit couvrir sa demande toute seule avec des offres ind.
  - Pour cela elle doit dépasser le total demande + TB (sur BTU 3-4), et donc elle exporte vers l'ES.
  - Le schdStep FR→ES est 60min est donc ce dépassement des BTU 3-4 doit être le même sur BTU1-2.

Example 3 – 9/12/2020 guichet de 10h livraison 11h-12h (3)



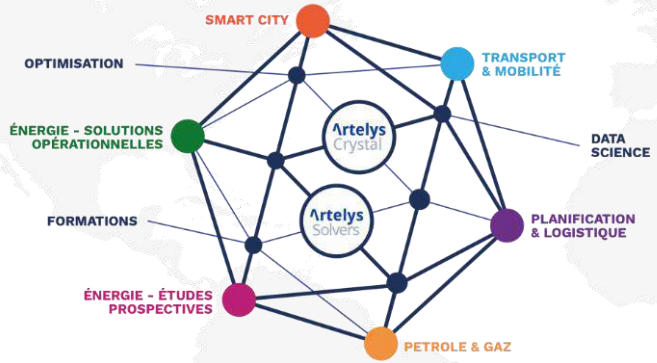
Offres définissant bornes UAB

Offre Up : ind

[118,118,0,0]	@ 592.86 €/MWh
[85,85,85,85]	@ 188.66 €/MWh
[352, 352, 352, 352]	@ 50.14 €/MWh

- Processus de résolution (finalisation)
  - UAB (imposé dans tous les problèmes)
    - Somme prix BTU 1 + 2 en FR >= 2 * 592.86
    - Somme prix 4-BTU en FR >= 4 * 188.86
    - Somme prix 4-BTU en ES >= 4 * 50.14
  - Minimisation flux XB : Pas d'impact
  - Maximisation volume : Pas d'impact
  - Minimisation URBs single-BTU: Pas d'impact
  - Minimisation URBs multi-BTU:
    - Objectif: somme prix 4-BTU <= 4 * 50.14 pour des offres partiellement acceptées en ES @ 50.14 (contrainte souples)
    - En moyenne les prix en ES seront 188.86 (à cause des UAB et des URBs)
  - Minimisation de la distance du prix cible
    - Détermination du prix cible
      - Pas de bornes UAB et URB single-BTU
      - Bornes UAB et URB multi-BTU :
        - FR, BTU 1 et 2 = [592.86, inf], BTU 3 et 4 = [188.86, inf]
        - ES, all BTU = [50.14, 50.14]
      - Prix cible :
        - FR = [592.86, 592.86, 188.86, 188.86]
        - ES = [50.14, 50.14, 50.14, 50.14]

Contact



Michaël GABAY, Directeur de projets

David JAMBOIS, Directeur de projets

Stefania PAN, Chef de projets

Laurent BILLET, Chef de projets

Artelys France

81 rue Saint-Lazare

75009 Paris, France

Tel. +33 (0)1 44 77 89 00

www.artelys.com



4

REX sur les indicateurs économiques de marché

4.1 Les indicateurs économiques de marché

Les indicateurs de marché

Tendance	PME *Prix marginal d'équilibrage*	PMP *Prix moyen pondéré*
Bilan, en énergie sur un pas de temps, de tous les ajustements activés	Si tendance hausse : prix maximal des offres activées à la hausse pour motif P=C Si tendance baisse : prix minimal des offres activées à la baisse pour motif P=C	Moyenne pondérée des prix des offres activées dans la tendance dans la limite du PME.

- La tendance est déterminée en fonction du déséquilibre.
- Cela correspond à la somme des actions menées sur le réseau pour rester P=C.

- Le PME représente le prix de l'offre la plus chère activée pour P=C pour un besoin français (besoin exprimé par RTE).
- Le PME est ensuite fixé comme référence pour le calcul des surcoûts sur le MA.
- Le PME final correspond au PME dans la tendance.

- Le PMP est une moyenne pondérée de toutes les activations dans la limite du PME.
- Si une activation pour un besoin France est à un prix élevé et que c'est dans la tendance, les RE seront impactés.

Détail disponible dans les règles MA-RE v9.1 : p182, 183, 184

Déséquilibre

Volumes d'énergies à sommer pour le calcul du déséquilibre

Volumes	Comptabilisation des volumes	IHM ou API correspondante
Volume réalisé sur les offres d'ajustement activées en France par RTE et celles activées à l'étranger par RTE via un échangeur	$\sum Offres\ activées\ MA_{baisse} - Offres\ activées\ MA_{hausse}$	Non disponible (réflexion en cours)
Volume des demandes d'énergie formulées par RTE et acceptées par les autres GRT et inversement) hors listes de préséance économique commune	$\sum BALIT_{export} - BALIT_{import}$ et $MEAS_{export} - MEAS_{import}$	IHM : Page équilibrage API : Balancing energy *(ressource : volumes_per_energy_type)*
Volume des demandes d'énergie formulées par RTE à une liste de préséance économique commune	$\sum Besoin\ satisfait\ RTE\ CMOL_{baisse} - Besoin\ satisfait\ RTE\ CMOL_{hausse}$	IHM : Page équilibrage et Plateforme TERRE API : Balancing energy *(ressource : volumes_per_energy_type ou standard_RR_data)*
Volume d'énergie à activer par RTE à la suite de demandes d'activation émises par la liste de préséance économique commune	$\sum Offres\ activées\ CMOL_{hausse} - Offres\ activées\ CMOL_{baisse}$	IHM : Page Plateforme TERRE API : Balancing energy *(ressource : standard_RR_data)*
Volume d'énergie de réglage primaire de fréquence	$\sum FCR_{baisse} - FCR_{hausse}$	IHM : Page équilibrage API : Balancing energy *(ressource : volumes_per_energy_type)*
Volume d'énergie de réglage secondaire fréquence/puissance	$\sum aFRR_{baisse} - aFRR_{hausse}$	
Volume d'énergie transféré aux interconnexions grâce à la mise en place du solde des déséquilibres	IGCC	
Ecart aux frontières	Delta PI	
Echange de contreparties (« countertrading ») et redéploiement (« redispatching ») transfrontaliers coordonnés	$CounterTrading_{export} - CounterTrading_{import}$	

Déséquilibre

Volumes d'énergies à sommer pour le calcul du déséquilibre

Volumes	Comptabilisation des volumes	IHM ou API correspondante
Volume réalisé sur les offres d'ajustement activées en France par RTE et celles activées à l'étranger par RTE via un échangeur	$\sum Offres\ activées\ MA_{baisse} - Offres\ activées\ MA_{hausse}$	Non disponible (réflexion en cours)

Changements depuis l'arrivée du nouveau modèle de valorisation :

	Avant le nouveau modèle de valorisation	Après le nouveau modèle de valorisation *(01/12/2020)*
Calcul du déséquilibre *Offres d'ajustement activées en France ou à l'étranger pour un besoin RTE*	Pour le MA : • Volumes spécifiques par motif • Mise à jour en M+1 avec le réalisé - Pour l'injection : ssi Vr<80%*Vaju - Pour le soutirage : avec le Vr	Pour le MA : • Volumes spécifiques et standard (CVAe) + Besoin satisfait RR – offres standard activées (CVC) • Mise à jour au fil de l'eau avec le réalisé (à partir de J+4)

Prix marginal d'équilibrage PME

PME hausse *(au pas 30min)*

Si les énergies FCR_{hausse} *ou* $aFRR_{hausse} \neq 0$:
$$PME_{hausse} = max\ (Prix\ offres\ activées_{hausse}, Prix\ spot)$$

Les prix des offres activées à la hausse correspond au max entre :

- Le prix de l'offre spécifique la plus chère activée à la hausse pour cause P=C ;
- Le prix de clearing TERRE, si un besoin RTE a été satisfait à la hausse. Le prix utilisé est le max des prix clearing sur les deux pas 15min.

Si les énergies FCR_{hausse} *ou* $aFRR_{hausse} = 0$:
$$PME_{hausse} = max\ (Prix\ offres\ activées_{hausse})$$

Si aucune énergie d'équilibrage à la hausse n'a été utilisée pour P=C (MA, FCR et aFRR) sur une pas de règlement des écarts, alors :

- PME = prix de la première offre appelée à la hausse sur le MA
- Si pas d'offre sur le MA, PME = prix spot de référence

PME baisse *(au pas 30min)*

Si les énergies FCR_{baisse} *ou* $aFRR_{baisse} \neq 0$:
$$PME_{baisse} = min\ (Prix\ offres\ activées_{baisse}, Prix\ spot)$$

Les prix des offres activées à la hausse correspond au min entre :

- Le prix de l'offre spécifique la plus chère activée à la baisse pour cause P=C ;
- Le prix de clearing TERRE, si un besoin RTE a été satisfait à la baisse. Le prix utilisé est le min des prix clearing sur les deux pas 15min.

Si les énergies FCR_{hausse} *ou* $aFRR_{hausse} = 0$:
$$PME_{baisse} = min\ (Prix\ offres\ activées_{baisse})$$

Si aucune énergie d'équilibrage à la baisse n'a été utilisée pour P=C (MA, FCR et aFRR) sur un pas de règlement des écarts, alors :

- PME = prix de la première offre appelée à la baisse sur le MA
- Si pas d'offre sur le MA, PME = prix spot de référence

Il n'existe qu'un seul PME (le PME final) : celui dans la tendance.

Prix moyen pondéré PMP

$$PMP_{hausse} = \frac{\sum \text{énergies d'équilibrage hausse} \times Prix}{\sum \text{énergies d'équilibrage hausse}}$$

$$PMP_{baisse} = \frac{\sum \text{énergies d'équilibrage baisse} \times Prix}{\sum \text{énergies d'équilibrage baisse}}$$

Énergies d'équilibrage prises en compte dans le calcul du PMP

Type d'énergie	Prix à prendre en compte dans le calcul
Energie d'offres d'ajustement spécifiques activées en France au motif P=C	Prix de l'offre activée
Energies des offres d'ajustement spécifiques activées en France par RTE au motif autre que P=C *(tests compris)*	• $PMP_{hausse} = \min(prix\ d'offre, PME_{final})$ • $PMP_{baisse} = \max(prix\ d'offre, PME_{final})$
Energies BALIT et MEAS demandées par RTE et acceptées par les autres GRT	Prix de l'offre
Demande d'énergie formulée par RTE à une CMOL, et satisfaite par la CMOL (données TOPASE)	Prix de la CMOL *(prix clearing)*
Energie de réglage primaire	Prix de rémunération de l'énergie de réglage primaire *(actuellement = Prix SPOT)*
Energie de réglage secondaire	Prix de rémunération de l'énergie de réglage secondaire *(actuellement = Prix SPOT)*
Energie IGCC	Prix de rémunération de l'énergie de réglage secondaire • $PMP_{hausse} = énergies\ d'import$ • $PMP_{baisse} = énergies\ d'export$
Ecarts aux frontières (Delta PI)	Prix de rémunération de l'énergie de réglage primaire • $PMP_{hausse} = énergies\ d'import$ • $PMP_{baisse} = énergies\ d'export$

Prix de règlement des écarts PRE

	Tendance à la hausse	Tendance à la baisse
Ecarts positifs	• $Si\ PMP_{hausse} \geq 0, alors\ PRE_{hausse} = PMP_{hausse}(1 - \lvert k \rvert)$ • $Si\ PMP_{hausse} < 0, alors\ PRE_{hausse} = PMP_{hausse}(1 + \lvert k \rvert)$	• $Si\ PMP_{baisse} \geq 0, alors\ PRE_{baisse} = PMP_{hausse}(1 - k)$ • $Si\ PMP_{baisse} < 0, alors\ PRE_{baisse} = PMP_{baisse}(1 + k)$
Ecarts négatifs	• $Si\ PMP_{hausse} \geq 0, alors\ PRE_{hausse} = PMP_{hausse}(1 + k)$ • $Si\ PMP_{hausse} < 0, alors\ PRE_{hausse} = PMP_{hausse}(1 - k)$	• $Si\ PMP_{baisse} \geq 0, alors\ PRE_{baisse} = PMP_{hausse}(1 + \lvert k \rvert)$ • $Si\ PMP_{baisse} < 0, alors\ PRE_{baisse} = PMP_{baisse}(1 - \lvert k \rvert)$

- *Toute révision du coefficient « k » est soumise par RTE à la CRE pour approbation et est déterminée de façon à ce que le solde du CAE soit équilibré au mieux, en particulier en fonction des valeurs historiques constatées sur une période d'au moins 12 mois précédant la date de son calcul.*
- *Le coefficient « k » ne peut être révisé plus de 2 fois par année calendaire.*

Les indicateurs de marché





https://services-rte.com/fr/visualisez-les-donnees-publiees-par-rte/equilibrage.html

4.2 Participation de RTE à TERRE : impact sur les indicateurs économiques

Cas pratiques : exemple 1 (1/3)

Exemple 1 : guichet du 02/12 de 16h à 17h

Guichet	Prix clearing	Besoin satisfait de RR	Déséquilibre	Tendance	PMP+	PMP-	PME	PRE+	PRE-
16h – 16h15	-29,93 €	291 MW (baisse)	57,49 MWh	Baisse	289,36 €	105,4 €	-71,04 €	100,13 €	110,67 €
16h15 – 16h30	-71,04 €	211 MW (baisse)							
16h30 – 16h45	4550,49 €	14 MW (hausse)	-455,74 MWh	Hausse	270,5 €	2301,9 €	4550,49 €	256,98 €	284,03 €
16h45 – 17h	4550,49 €	14 MW (hausse)							

- Sur les 2 pas 30min, les prix clearing deviennent les PME respectifs. L'impact d'un PME élevé est une augmentation de la prise en charge par les RE des activations pour cause autre que P=C.

Calcul du déséquilibre	Bilan, en énergie sur un pas de temps, de tous les ajustements activés.
Calcul du PMP	Moyenne pondérée des prix des offres activées dans la tendance dans la limite du PME.
Calcul du PME	• Tendance hausse : prix maximal des offres activées à la hausse pour motif P=C • Tendance baisse : prix minimal des offres activées à la baisse pour motif P=C

Cas pratiques : exemple 1 (2/3)

Exemple 1 : guichet du 02/12 de 16h à 17h

Guichet	Prix clearing	Besoin satisfait de RR	Déséquilibre	Tendance	PMP+	PMP-	PME	PRE+	PRE-
16h – 16h15	-29,93 €	291 MW (baisse)	57,49 MWh	Baisse	289,36 €	105,4 €	-71,04 €	100,13 €	110,67 €
16h15 – 16h30	-71,04 €	211 MW (baisse)							
16h30 – 16h45	4550,49 €	14 MW (hausse)	-455,74 MWh	Hausse	270,5 €	2301,9 €	4550,49 €	256,98 €	284,03 €
16h45 – 17h	4550,49 €	14 MW (hausse)							

- Sur les 2 pas 30min, les prix clearing deviennent les PME respectifs. L'impact d'un PME élevé est une augmentation de la prise en charge par les RE des activations pour cause autre que P=C.

Plus le PME est élevé, moins les surcoûts sont portés par le TURPE.
Pour rappel, le calcul des surcoûts sur le MA :

	Spécifique	*Standard*
Ajustements à la hausse	• S=0 si $Prix_offre_{spé} < PME$ • Sinon S=$Prix_offre_{spé} - PME$	• S=0 si $Prix_offre_{standard} \leq Prix_{clearing}$ • Sinon S=$Prix_offre_{standard} - Prix_clearing$
Ajustements à la baisse	• S=0 si $Prix_offre_{spé} > PME$ • Sinon S=$PME - Prix_offre_{spé}$	• S=0 si $Prix_offre_{standard} \geq Prix_{clearing}$ • Sinon S=$Prix_{clearing} - Prix_offre_{standard}$

Exemple :
PME = 1000€
Activation à la hausse pour cause marges = 800€
→ Pas de surcoût (800<1000). L'activation pour cause marges est portée par le CAE.

PME = 100€
Activation à la hausse pour cause marges = 800€
→ Surcoût de 700€ multiplié par le volume. Ce surcoût est porté par le TURPE.

Cas pratiques : exemple 1 (3/3)

Exemple 1 : guichet du 02/12 de 16h à 17h

Guichet	Prix clearing	Besoin satisfait de RR	Déséquilibre	Tendance	PMP+	PMP-	PME	PRE+	PRE-
16h – 16h15	-29,93 €	291 MW (baisse)	57,49 MWh	Baisse	289,36 €	105,4 €	-71,04 €	100,13 €	110,67 €
16h15 – 16h30	-71,04 €	211 MW (baisse)							
16h30 – 16h45	4550,49 €	14 MW (hausse)	-455,74 MWh	Hausse	270,5 €	2301,9 €	4550,49 €	256,98 €	284,03 €
16h45 – 17h	4550,49 €	14 MW (hausse)							

- Sur les 2 pas 30min, les prix clearing deviennent les PME respectifs. L'impact d'un PME élevé est une augmentation de la prise en charge par les RE des activations pour cause autre que P=C.
- Pour le calcul du PMP, le prix clearing est pondéré par le volume du besoin standard satisfait associé. Ainsi, dans le cas mentionné, le volume du besoin satisfait étant relativement faible (7 MWh), l'impact sur le PMP (et donc sur le PRE) est limité.

Calcul du déséquilibre	Bilan, en énergie sur un pas de temps, de tous les ajustements activés.
Calcul du PMP	Moyenne pondérée des prix des offres activées dans la tendance dans la limite du PME.
Calcul du PME	• Tendance hausse : prix maximal des offres activées à la hausse pour motif P=C • Tendance baisse : prix minimal des offres activées à la baisse pour motif P=C

Cas pratiques : exemple 2

Exemple 2 : guichet du 09/12 de 11h à 12h

Guichet	Prix clearing	Besoin satisfait de RR	Déséquilibre	Tendance	PMP+	PMP-	PME	PRE+	PRE-
11h – 11h15	592,86 €	518 MW (hausse)	-1051,2 MWh	Hausse	229,88 €	105,39 €	592,86 €	218,39 €	241,37 €
11h15 – 11h30	592,86 €	518 MW (hausse)							
11h30 – 11h45	-215,14 €	400 MW (hausse)	-923,09 MWh	Hausse	67,07 €	105,39 €	188,7 €	63,72 €	70,42 €
11h45 – 12h	-215,14 €	400 MW (hausse)							

- Sur le 1er pas 30min, le prix clearing devient le PME.
- Sur le 2ème pas 30min, le PME n'est pas le prix clearing car la tendance est à la hausse et le prix de clearing est négatif (une offre spécifique avec un prix d'offre plus élevé détermine le PME).
- Les prix clearing sont bien pris en compte dans le calcul du PMP.

Calcul du déséquilibre	Bilan, en énergie sur un pas de temps, de tous les ajustements activés.
Calcul du PMP	Moyenne pondérée des prix des offres activées dans la tendance dans la limite du PME.
Calcul du PME	• Tendance hausse : prix maximal des offres activées à la hausse pour motif P=C • Tendance baisse : prix minimal des offres activées à la baisse pour motif P=C

Cas pratiques : exemple 3

Exemple 3 : guichet du 22/12 de 13h à 14h

Guichet	Prix clearing	Besoin satisfait de RR	Déséquilibre	Tendance	PMP+	PMP-	PME	PRE+	PRE-
13h – 13h15	0 €	400 MW (baisse)	437,27 MWh	Baisse	44,53 €	42,27 €	0 €	40,16 €	44,38 €
13h15 – 13h30	118,92 €	500 MW (baisse)							
13h30 – 13h45	0 €	446 MW (baisse)	451,63 MWh	Baisse	44,53 €	20,88 €	0 €	19,84 €	21,92 €
13h45 – 14h	0 €	414 MW (baisse)							

- Sur 13h – 13h30, LIBRA calcule 2 prix clearing différents sur les 2 pas 15min.
- La tendance est à la baisse, le PME est donc à 0€.
- Le PMP est calculé en prenant les volumes et prix au pas 5min, puis la pondération est faite sur le pas 30min. Les 4 prix clearing sont donc bien compris dans le calcul.

Calcul du déséquilibre	Bilan, en énergie sur un pas de temps, de tous les ajustements activés.
Calcul du PMP	Moyenne pondérée des prix des offres activées dans la tendance dans la limite du PME.
Calcul du PME	• Tendance hausse : prix maximal des offres activées à la hausse pour motif P=C • Tendance baisse : prix minimal des offres activées à la baisse pour motif P=C

Cas pratiques : exemple 4

Exemple 4 : guichet du 18/01 de 12h à 13h

Guichet	Prix clearing	Besoin satisfait de RR	Déséquilibre	Tendance	PMP+	PMP-	PME	PRE+	PRE-
12h – 12h15	37,61 €	522 MW (baisse)	641,92 MWh	Baisse	75,79 €	49,86 €	37,61 €	47,37 €	52,35 €
12h15 – 12h30	37,61 €	522 MW (baisse)							
12h30 – 12h45	72,39 €	200 MW (baisse)	346,14 MWh	Baisse	75,79 €	65,49 €	56,9 €	62,22 €	68,76 €
12h45 – 13h	72,39 €	200 MW (baisse)							

Calcul du déséquilibre	Bilan, en énergie sur un pas de temps, de tous les ajustements activés.
Calcul du PMP	Moyenne pondérée des prix des offres activées dans la tendance dans la limite du PME.
Calcul du PME	• Tendance hausse : prix maximal des offres activées à la hausse pour motif P=C • Tendance baisse : prix minimal des offres activées à la baisse pour motif P=C

4.3 Nouveau modèle de valorisation : quelques précisions

Bilan mensuel

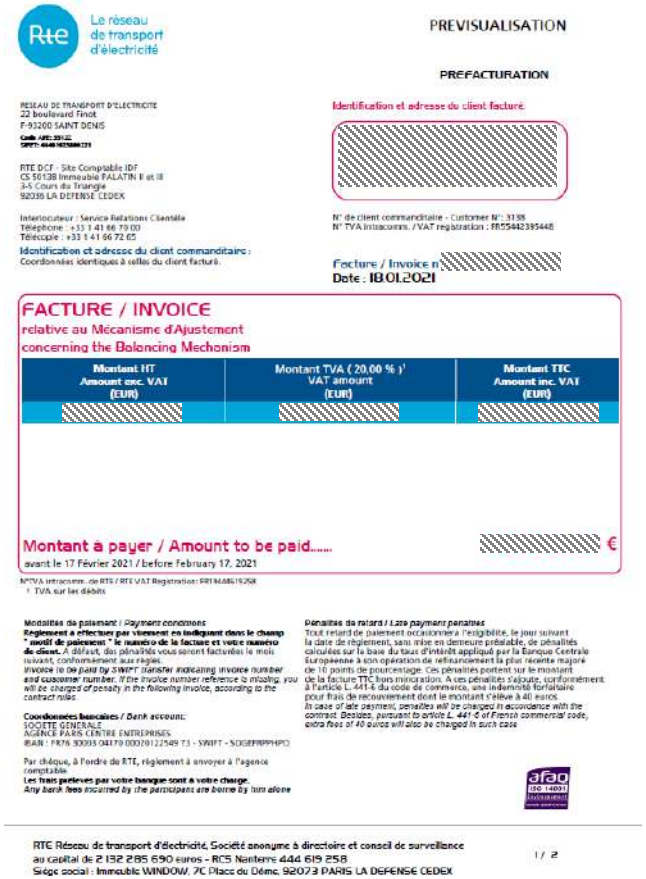
Données retournées

	Bilan mensuel	
Mois d'ajustement	Balancing month	2020-12
Mois de facturation	Billing month	2020-01
Type de document (commande ou facture)	Document type	BILL
Référence du document	Document reference	2546983271
Montant du document (euros)	Document amount	212 000
Volumes commerciaux à la hausse (MWh)	Upward commercial volume	10 000
Volumes commerciaux à la baisse (MWh)	Downward commercial volume	null
Rémunération des volumes commerciaux à la hausse (euros)	Upward cv remuneration	200 000
Rémunération des volumes commerciaux à la baisse (euros)	Downward cv remuneration	null
Ecarts d'ajustement positifs (MWh)	Eap volume	1 200
Ecarts d'ajustement négatifs (MWh)	Ean volume	null
Valorisation des écarts d'ajustement positifs (euros)	Eap value	12 000
Valorisation des écarts d'ajustement négatifs (euros)	Ean value	null
Volumes défaillants (MWh)	Def volume	null
Pénalités (euros)	Penalties	null

Infos liées au bilan mensuel

- Bilan mensuel disponible le lundi suivant le 3ème samedi du mois M+1
- Bilan mensuel détaillé disponible dans les jours qui suivent le bilan mensuel → *comporte le n° de commande à intégrer dans les factures des AA (ajustements hausse + écarts d'ajustement positifs à adresser à RTE)*

Facture du nouveau modèle de valorisation



Le réseau de transport d'électricité

PREVISUALISATION

PREFACTURATION

RESEAU DE TRANSPORT D'ELECTRICITE
22 boulevard Finot
F-93200 SAINT DENIS

RTE DCF - Site Comptable IDF
CS 50138 Immeuble PALATIN II et III
3-5 Cours du Triangle
92936 LA DEFENSE CEDEX

Interlocuteur : Service Relations Clientèle
Téléphone : +33 1 41 66 79 00
Télécopie : +33 1 41 66 72 65

Identification et adresse du client commanditaire :
Coordonnées identiques à celles du client facturé.

Identification et adresse du client facturé

N° de client commanditaire - Customer N°: 3138
N° TVA intracomm. / VAT registration : FR55442395448

Facture / Invoice n°
Date : 18.01.2021

FACTURE / INVOICE
relative au Mécanisme d'Ajustement
concerning the Balancing Mechanism

Montant HT Amount exc. VAT (EUR)	Montant TVA (20,00 %)* VAT amount (EUR)	Montant TTC Amount inc. VAT (EUR)

Montant à payer / Amount to be paid..... €
avant le 17 Février 2021 / before February 17, 2021

N°TVA intracomm. de RTE / RTE VAT Registration : FR14444619258
* TVA sur les débits

Modalités de paiement / Payment conditions
Règlement à effectuer par virement en indiquant dans le champ " motif de paiement " le numéro de la facture et votre numéro de client. A défaut, des pénalités vous seront facturées le mois suivant, conformément aux règles.
Invoice to be paid by SWIFT transfer indicating invoice number and customer number. If the invoice number reference is missing, you will be charged of penalty in the following invoice, according to the contract rules.

Coordonnées bancaires / Bank account:
SOCIETE GENERALE
AGENCE PARIS CENTRE ENTREPRISES
IBAN : FR76 30003 04170 00020122549 73 - SWIFT - SOGEFRPPHPO

Par chèque, à l'ordre de RTE, règlement à envoyer à l'agence comptable.
Les frais perçus par votre banque sont à votre charge.
Any bank fees incurred by the participants are borne by him alone

Pénalités de retard / Late payment penalties
Tout retard de paiement occasionne à l'exigibilité, le jour suivant la date de règlement, sans mise en demeure préalable, de pénalités calculées sur la base du taux d'intérêt appliqué par la Banque Centrale Européenne à son opération de refinancement la plus récente majoré de 10 points de pourcentage. Ces pénalités portent sur le montant de la facture TTC hors minoration. A ces pénalités s'ajoute, conformément à l'article L. 441-6 du code de commerce, une indemnité forfaitaire pour frais de recouvrement dont le montant s'élève à 40 euros.
In case of late payment, penalties will be charged in accordance with the contract. Besides, pursuant to article L. 441-6 of French commercial code, extra fees of 40 euros will also be charged in such case

afaq ISO 14001

RTE Réseau de transport d'électricité, Société anonyme à directoire et conseil de surveillance
au capital de 2 132 285 690 euros - RCS Nanterre 444 619 258
Siège social : Immeuble WINDOW, 7C Place du Dôme, 92073 PARIS LA DEFENSE CEDEX

1 / 2

Lecture de la facture suite à l'arrivée du nouveau modèle de valorisation

- 1 seule ligne sur la facture comprenant : la valorisation des ajustements à la baisse et la valorisation des écarts d'ajustement négatifs

	Bilan mensuel	
Rémunération des volumes commerciaux à la baisse (euros)	Downward commercial volume	-
Ecarts d'ajustement négatifs (MWh)	Ean volume	-

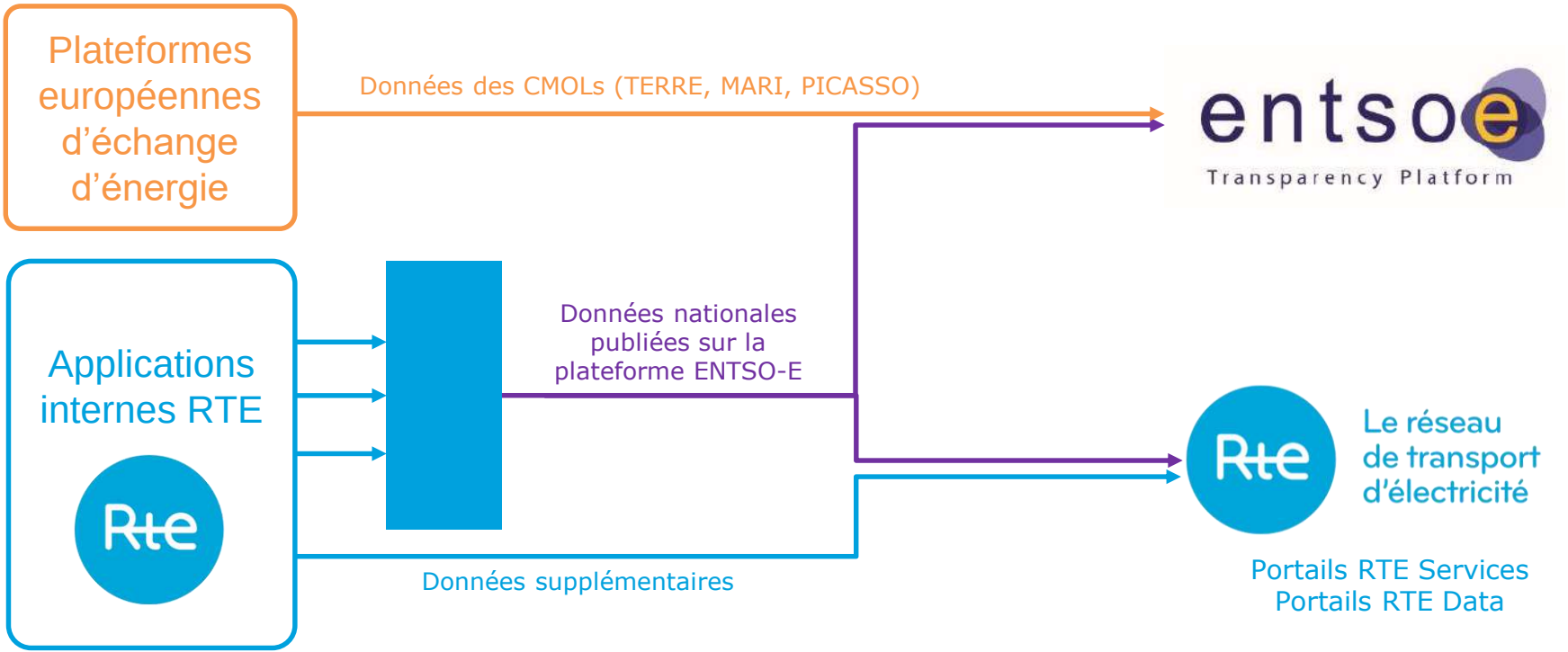
- Le numéro de la facture peut être récupéré directement dans le bilan mensuel
- La valorisation des écarts d'ajustement est faite avec le PMP figé en J+3 (comme précisé dans les Règles MA-RE v9.1). Ce prix de règlement des écarts (PREa) est disponible dans la ressource BOB du même nom.

Remarque
Règles d'arrondis du MA : facturation de 99,996 MWh (non arrondi à 100MWh)

5

Rappels sur les publications

Principe général de publication



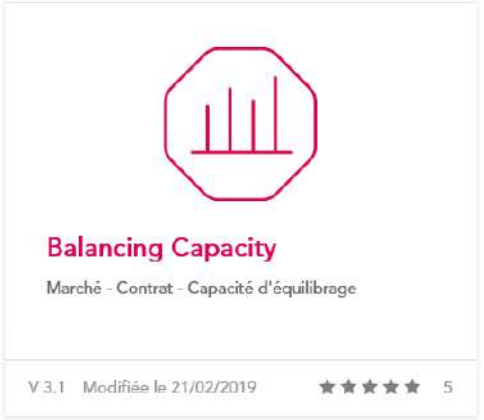
Portails RTE Data

Les API disponibles



- ressource *standard_rr_data*

Lien pour souscrire



- ressource aggregatedoffers_energybids
- ressource individualoffers_energybids

Une adaptation de la ressource aggregated_offers est prévue pour fin mars

Lien pour souscrire

Portails RTE Services

Les IHM disponibles



Onglet « Plateforme TERRE »

- **Page Equilibrage:** lien
- **Données:** Besoin RTE, Prix clearing, Volumes d'offres activées, Volume d'offres déposées (mai 2021)

Onglet « Offres déposées agrégées »
(fin mars 2021)

- **Page Capacité d'équilibrage:** lien
- **Données:** Offres RR agrégées standards et locales

Portails RTE Services

Les téléchargements disponibles



Les données téléchargeables: lien

Catégorie *Marché* -> Type *Energie d'équilibrage* -> Sous-type:

- *Plateforme TERRE*

Catégorie *Marché* -> Type *Capacité d'équilibrage* -> Sous-type:

- *Offres déposées agrégés*
- *Offres individuelles agrégées* (fin mars 2021)



6

Impact de l’évolution du PMP relative à la méthodologie ISH

Impact de l'évolution du PMP

Suppression de la FCR, de l'IGCC et de l'écart aux frontières du PMP

Analyse sur des données passées :

- Du 08/04/2017 au 31/12/2019

Prise en compte du PMP :

- sans la FCR,
- sans l'IGCC, et
- sans l'écart aux frontières

Limite de l'analyse:

Non prise en compte de l'impact de cette évolution sur le comportement des RE

Lorsque la tendance est à la hausse
• Le PMP_h augmente ou reste le même dans 96% des pas de règlement des écarts • L'impact moyen estimé sur le PMP_h est de +1,4€/MWh ce qui représenterait une variation moyenne de +2,6%

Lorsque la tendance est à la baisse
• Le PMP_b baisse ou reste le même dans 91% des pas de règlement des écarts • L'impact moyen estimé sur le PMP_b est de -1,2€/MWh ce qui représenterait une variation moyenne de -3,1%



MA-RE v10 et versions ultérieures



1

Passage du seuil des EDA/EDE profilées de 250 à 111 kW

Evolution du seuil de profilage des sites RPD depuis le 31.12.2020

Chapitre F - Section 2 des Règles MA-RE

F3.1.1 Principes du Profilage

Le Profilage est nécessaire pour calculer les consommations, par demi-heure, des Sites pour lesquels sont utilisés les Index de mesure relevés avec une périodicité plus longue (semestrielle par exemple) incompatible avec le pas de temps demi-horaire exigé par la reconstitution des flux pour le calcul des Ecarts et la Réconciliation Temporelle.
Il permet d'obtenir la courbe de charge estimée de consommation réputée conforme à la consommation totale des Sites Profilés du Périmètre-RPD.

Le seuil de puissance souscrite en dessous duquel la consommation des Sites peut être calculée par Profilage, retenu dans la Délibération de la CRE du 03/07/2003, est de 250 kW.

A compter du 31 décembre 2020, ce seuil est abaissé à 111 kW pour les Sites alimentés en HTA et à 111 kVA pour les Sites alimentés en BT.

A compter du 31 décembre 2022, ce seuil est abaissé à 0 kW pour les Sites alimentés en HTA et à 37 kVA pour les Sites alimentés en BT.

Mise en cohérence de la définition des EDA Profilées

Définitions - Section 1 des Règles MA-RE

Définition actuelle (règles en vigueur et règles v9.2) :

4.2.1.2.5 EDA Soutirage Profilée

Une EDA Soutirage Profilée est constituée d'au moins un Site de Soutirage Profilé et, éventuellement, de Sites de Soutirages Télérelevés **dont la Puissance Souscrite est inférieure ou égale à 250 kW.**

Proposition d'évolution:

4.2.1.2.5 EDA Soutirage Profilée

Une EDA Soutirage Profilée est constituée de Sites de Soutirage Profilés et/ou de Sites de Soutirage Télérelevés, **dont la Puissance Souscrite est inférieure ou égale au seuil pour le calcul de la consommation par Profilage, tel que défini dans la section 2 des Règles REMA**.

Rappel du besoin métier sous-jacent à cette définition

Les sites de soutirage RPD traités par défaut par profilage pour la reconstitution des flux pour le calcul des Ecarts et la Réconciliation Temporelle, **peuvent néanmoins être traités,** s'ils ont les équipements nécessaires, **sur la base d'une courbe de charge télérelevée** (par exemple, en cas de grille fournisseur non compatible avec un profil existant, sur demande spécifique du fournisseur) .

Les Acteurs d'ajustement ne sont pas informés de ce choix ni des éventuels changements.

Afin d'éviter qu'en cas de changement, ces sites soient rejetés de l'EDA à laquelle ils sont rattachés, **les Règles tolèrent qu'ils puissent rester dans une EDA Soutirage Profilée** même s'ils optent pour une reconstitution des flux et une réconciliation temporelle sur la base d'une courbe de charge télérelevée.

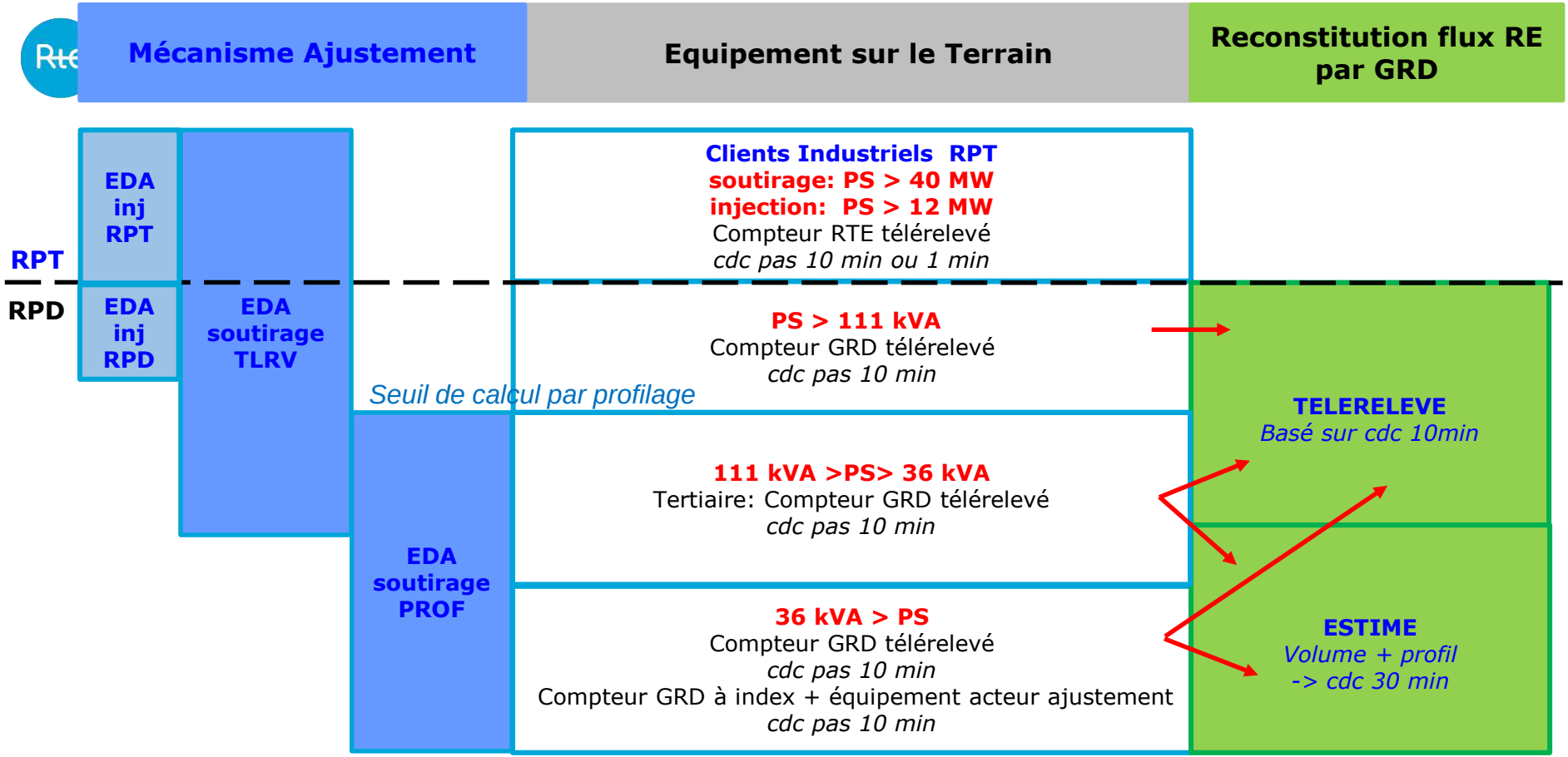
Quel impact?

- ✓ Il n’y a pas de justification à accepter des sites, dont la courbe de charge ne peut pas être calculée par profilage, dans des EDA profilées.

- ✓ Cette situation peut prêter à confusion sur le plan opérationnel (des sites exclusivement télérelevés, au sens de la section 2 des Règles, mais acceptés dans une EDA profilée).

- ✓ La ventilation par RE et Fournisseur du Volume Réalisé est calculée plus justement dans le cadre d’une EDA soutirage Télérelevée.
  - EDA télérelevée: algorithme de calcul basé sur les courbes de charge des sites
  - EDA profilée: clés de répartition basées sur le déclaratif (puissance souscrite des sites)

- ✓ Nécessité d’évaluer la capacité des acteurs concernés à modifier la composition de leurs EDA soutirage profilées en cohérence avec ce changement de définition.


Mécanisme Ajustement
Equipement sur le Terrain
Reconstitution flux RE par GRD
EDA inj RPT
EDA inj RPD
EDA soutirage TLRV
EDA soutirage PROF
RPT
RPD
Clients Industriels RPT
soutirage: PS > 40 MW
injection: PS > 12 MW
Compteur RTE télérelevé
cdc pas 10 min ou 1 min
PS > 111 kVA
Compteur GRD télérelevé
cdc pas 10 min
Seuil de calcul par profilage
111 kVA >PS> 36 kVA
Tertiaire: Compteur GRD télérelevé
cdc pas 10 min
36 kVA > PS
Compteur GRD télérelevé
cdc pas 10 min
Compteur GRD à index + équipement acteur ajustement
cdc pas 10 min
TELERELEVE
Basé sur cdc 10min
ESTIME
Volume + profil
-> cdc 30 min

Echéances de mise en œuvre

Merci de nous remonter les éventuelles difficultés à introduire ce changement, notamment à mettre la composition des EDA profilées actuelles en cohérence avec ce changement de seuil.

Cette évolution est consultée dans le cadre des règles MA-RE v10.
Néanmoins, si pas de difficulté particulière, nous proposons qu'elle soit intégrée dès les règles v9.2.

Les Règles NEBEF seront alignées sur les règles MA-RE:
- proposition de la même définition pour les EDE profilées
- consultation et mise en œuvre dans le cadre des règles NEBEF 3.4

A ce stade, il n'est pas prévu de faire coïncider les dates de bascule sur MA et NEBEF.

2

Retours sur l’appel à contributions «Modalités pour la reconstitution des SSYf»

Gestion des SSYf suite à l'activation d'une offre standard

Eléments de calendrier et règles

Non dégradation des SSY et dispositions transitoires
Règles MA-RE v9.1

Principe général : article 3.1.4.1

- Applicable à tous les acteurs d'ajustement
- Interdiction pour les acteurs d'ajustement de soumettre des offres standard de RR qui dégradent leur programmation en SSY

Dispositions transitoires : article 8.2

- Applicables aux EDA pour lesquelles il n'existe pas de point de fonctionnement qui permet la diminution de la puissance active sans réduire les participations en SSY
- Possibilité pour les acteurs d'ajustement de faire des offres standard de RR qui dégradent, dans une certaine limite imposée par RTE, leur programmation en SSY

Processus cible
Règles MA-RE v10

Délibération de la CRE portant approbation des règles MA-RE v9.1

- Poursuivre la concertation sur un processus qui permettrait aux acteurs de proposer des offres standard conduisant à la dégradation de la fourniture de SSY dans des conditions équivalentes
- Pour une mise en œuvre en 2022

Appel à contributions de RTE

- Propositions de modalités cibles
- Lancé en janvier 2021

6 acteurs on répondu à l'appel à contributions: EDF, Engie, CNR, Total Direct Energie, Total Flex, Smart Grid Energy

Synthèse des retours sur les différentes propositions

Solutions	EDF	Engie	CNR	SGE	TDE	Total Flex	
Proposition 1 Interdiction de dégrader les SSY	Pas favorable	Pas favorable	Pas favorable	Pas favorable	Favorable	Pas favorable	▪ 4 acteurs en défaveur, principalement à cause d'une réduction de flexibilités offertes sur les plateformes ▪ 1 acteur favorable pour la simplicité de mise en œuvre et la transparence du marché
Proposition 2 Dégradation des SSYf à hauteur du surbouclage SSYf France	Intérêt limité	Pas favorable	Pas favorable	Favorable	Pas favorable	NSPP	▪ 1 acteur en faveur, mais de manière non préférentielle ▪ 3 acteurs non favorables et préfèrent que la dégradation soit autorisée à hauteur du surbouclage de l'acteur (proposition 3)
Proposition 3 Dégradation des SSYf à hauteur du surbouclage en SSYf d'un acteur	Intérêt limité, mais plus important que la proposition 2	Favorable	Favorable, mais pas concernant le filtrage des offres dans le cas d'un surbouclage négatif niveau France	Pas favorable	Favorable	Pas favorable	▪ 3 acteurs en faveur, car permet à l'acteur d'optimiser entre surbouclage et proposition d'offres standard, mais non favorable au filtrage dans le cas d'un surbouclage négatif niveau France ▪ 1 acteur en faveur, mais estime que cette solution présente un intérêt limité, mais plus grand que la proposition 2 ▪ 2 acteurs en défaveur, car cette solution favorise les acteurs ayant des SSYf fatals
Proposition 4 Reconstitution des SSYf par RTE	Constat partagé pour la mFRR uniquement; favorable pour la RR	Constat partagé et proposition écartée	Constat partagé et proposition écartée	Constat partagé et proposition écartée	Constat partagé et proposition écartée	Constat partagé et proposition écartée	▪ 5 acteurs partagent le constat de RTE et écartent cette proposition ▪ 1 acteur partage le constat pour la mFRR (pas de possibilité pour RTE de reconstituer) mais souhaiterait la mise en place de cette proposition pour la RR
Proposition 5 Non dégradation des SSYf suite à l'activation d'une offre standard à la maille de plusieurs EDP	Favorable mais complexe à mettre en œuvre à court terme	Favorable mais complexe à mettre en œuvre à court terme	Favorable mais complexe à mettre en œuvre à court terme	Non	Favorable mais complexe à mettre en œuvre à court terme	Non	▪ 3 acteurs sont favorables à cette proposition (internalisation de la contrainte de non dégradation) qui répond au besoin, mais qui est trop complexe à mettre en œuvre ▪ 2 acteurs non favorables car solution trop complexe à mettre en œuvre

Focus sur la proposition 3

Principe

- La surprogrammation de chaque acteur constitue le déficit autorisé au niveau du périmètre de chaque acteur lors de l'activation de l'offre standard
- Optimisation entre le surbouclage en SSYf et la transmission d'offres standard qui dégradent les SSYf.

Points à détailler

- Selon le niveau de contrôle par RTE ex-ante ou ex post, il pourrait être nécessaire ou non de disposer de l'information du niveau de dégradation de SSYf suite à l'activation de l'offre standard.
- Avec cette proposition, RTE n'aura pas nécessairement besoin d'intervenir en mode nominal en filtrant les offres standard, la responsabilité de garantir le requis en SSY suite aux ajustements standard étant transférée aux acteurs.
- Risque lorsque le surbouclage en SSYf excédentaire à la maille du périmètre d'un responsable de réserve, mais déficitaire à la maille France. RTE pourrait envisager de suspendre en temps réel la possibilité de dégradation des SSYf à la maille d'un responsable de réserve, tout en révisant le mécanisme d'incitation financière au respect de ses engagements.

Propositions pour la suite

Règles v10

- Instruction de la proposition 3

Post règles v10

- Instruction de la proposition 5
- Propositions alternatives

Merci de votre participation