

25/09/2020

CFAI

Commission pour le Fonctionnement de l'Accès aux Interconnexions

ORDRE DU JOUR

1. Feuille de route

2. Sujets régionaux
2.a CWE
2.b Core
2.c SWE
2.d Italie Nord
2.e Royaume-Uni: focus sur le Brexit

3. Terre

4. Actualités sur les interconnexions (11h-11h30)

5. Dérogations au CEP 70%

6. Point d'actualités sur le Market coupling

7. Outil de nominations

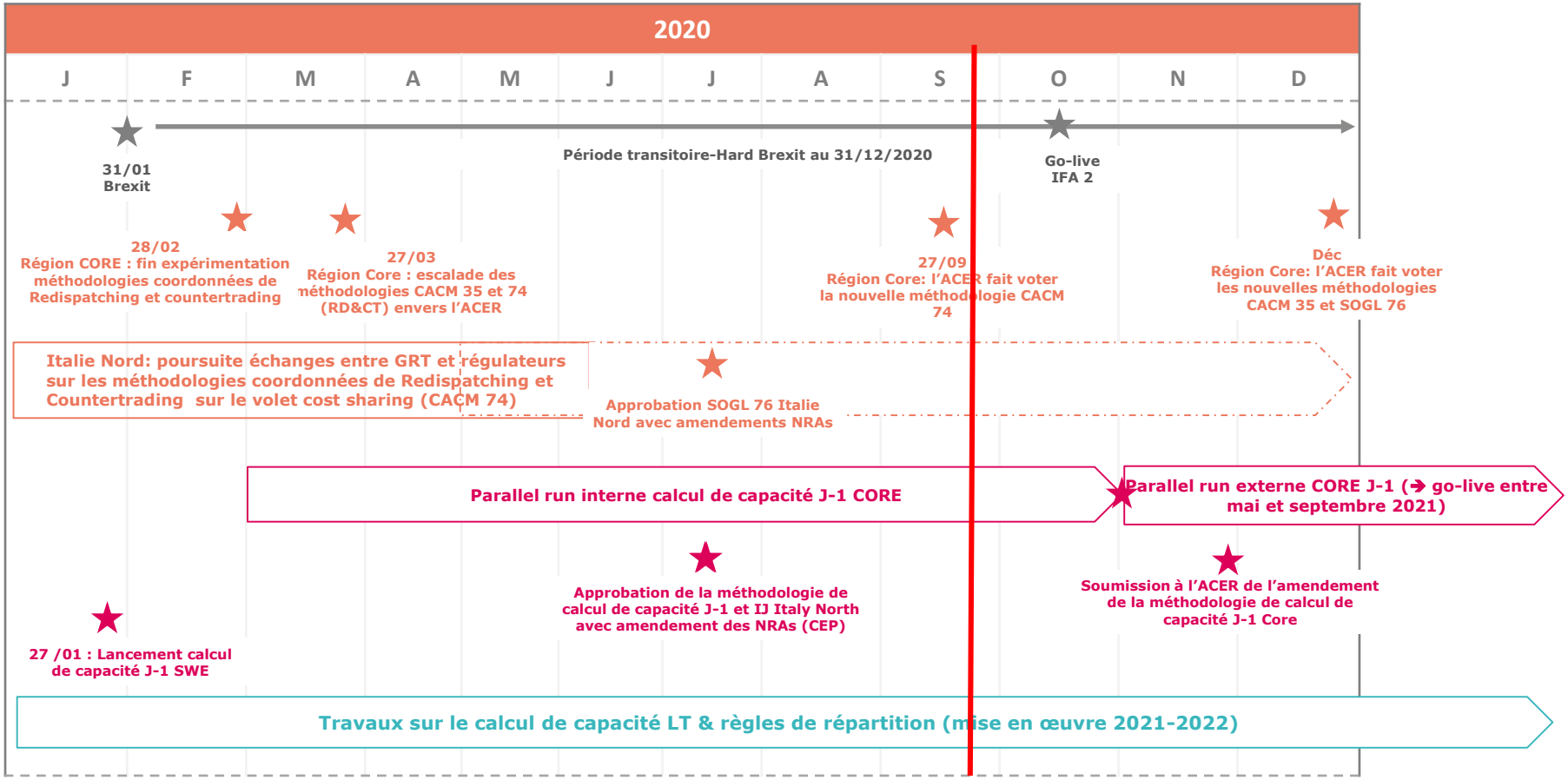


1

Feuille de route 2020 et 2021

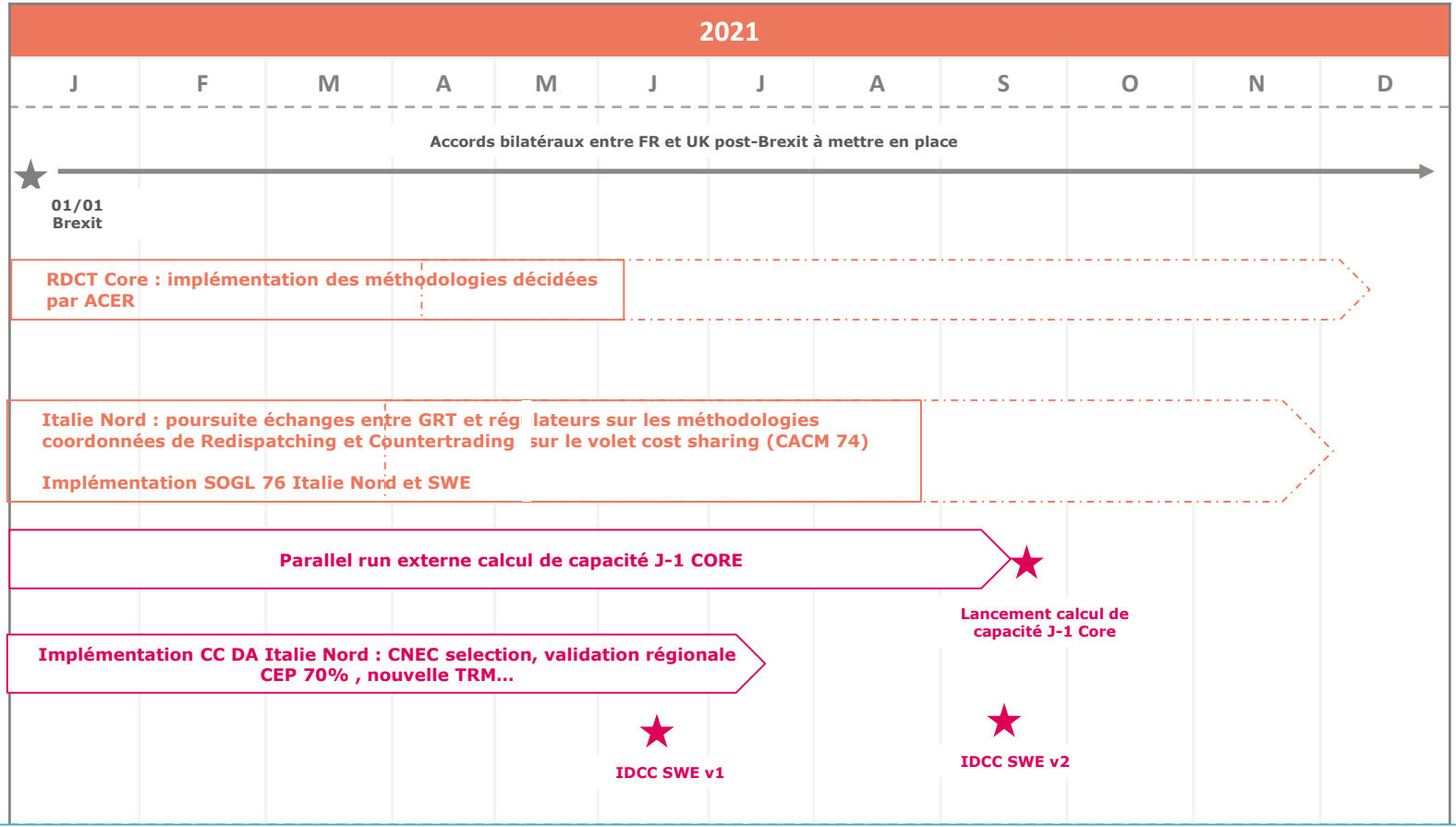
Les chantiers 2020

Bourses
CACM (Méthodes de calcul de capacité)
CACM (Redispatching et Counterdrading) et SOGL 76
FCA
~ : date à confirmer



Les chantiers 2021

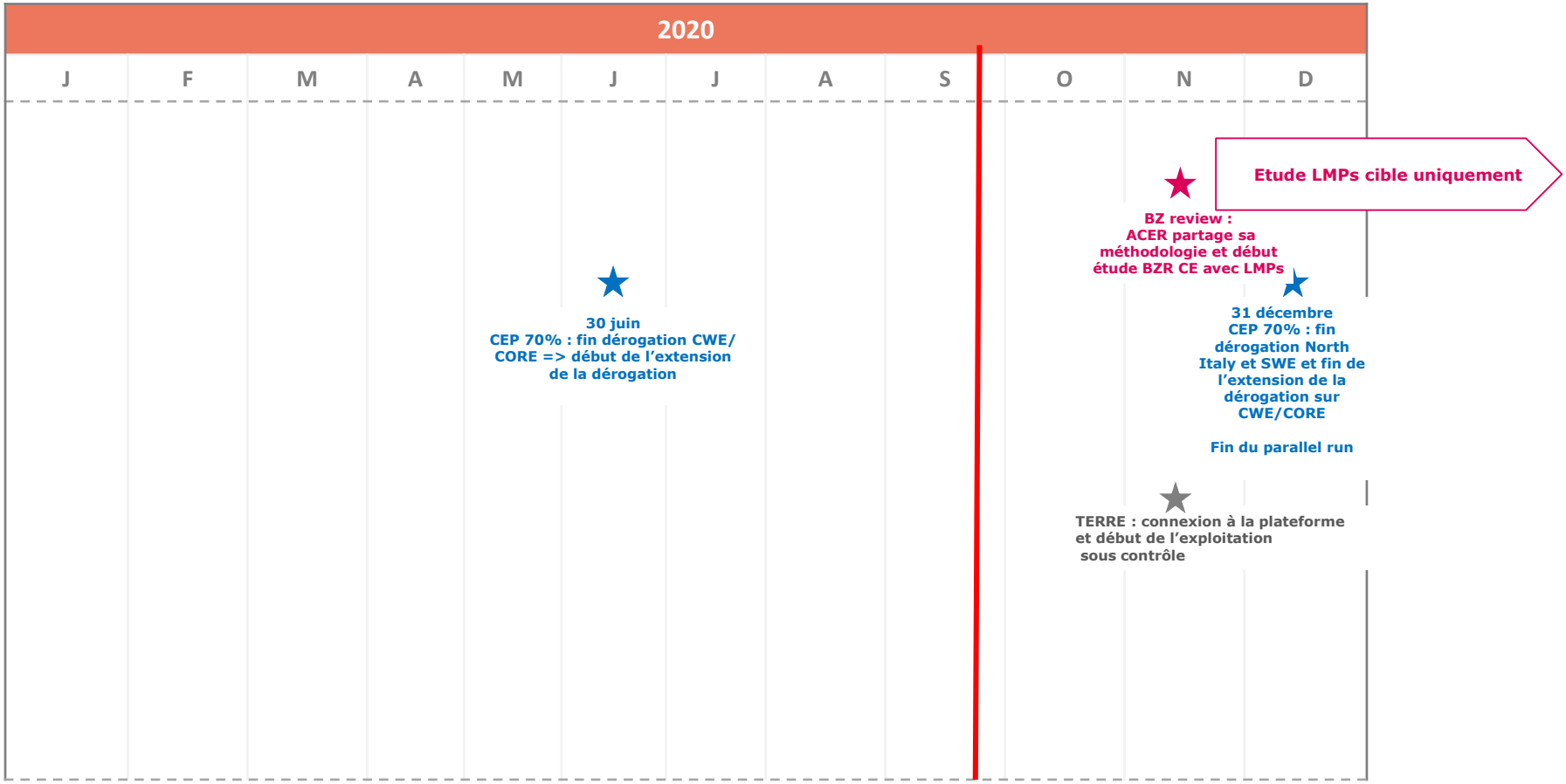
Bourses
CACM (Méthodes de calcul de capacité)
CACM (Redispatching et Counterdrading) et SOGL 76
FCA
~ : date à confirmer



Travaux sur le calcul de capacité LT & règles de répartition (mise en œuvre 2021-2022)

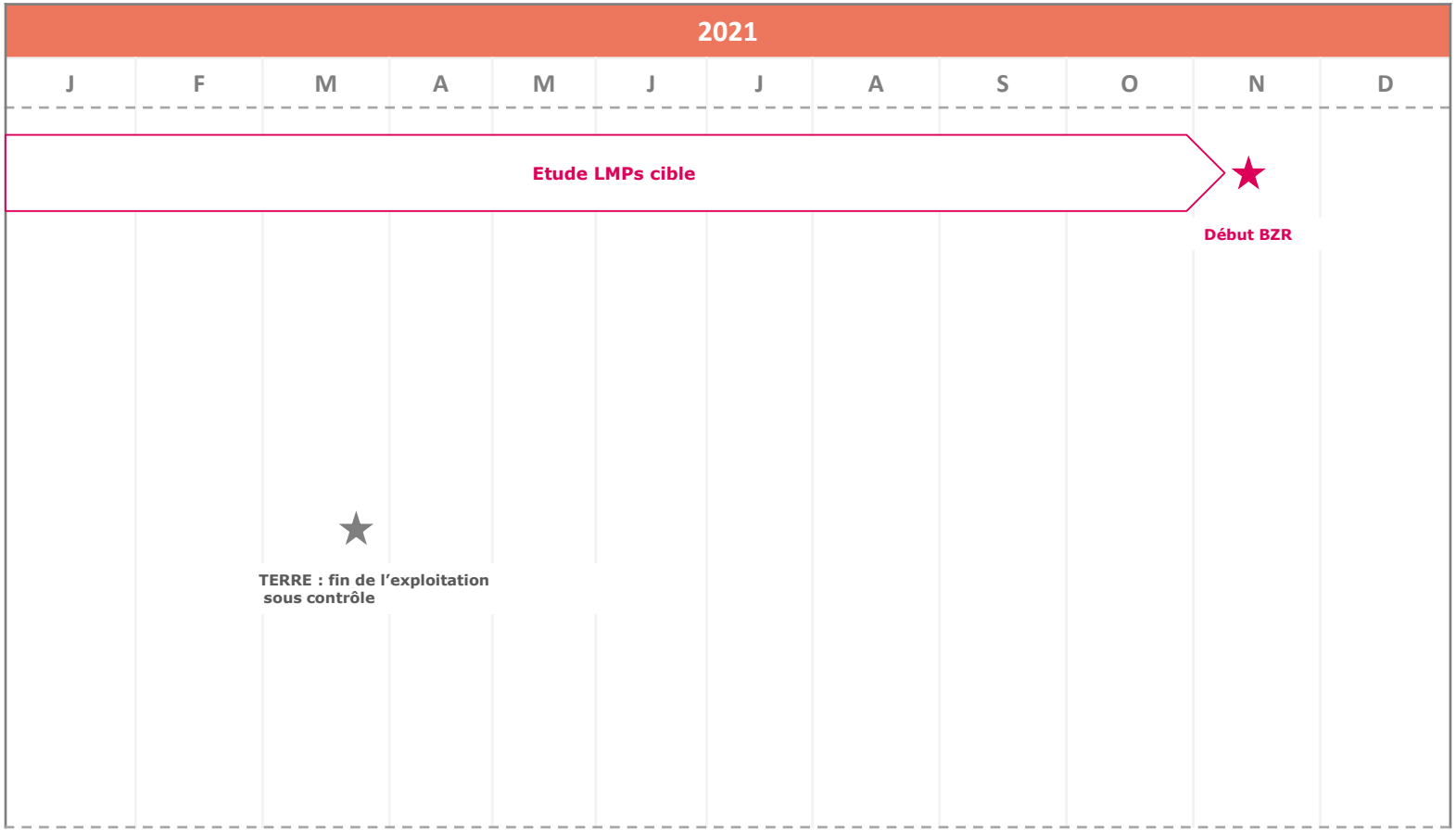
Les chantiers 2020

Bidding zone review
CEP 70%
Terre
~ : date à confirmer



Les chantiers 2021

Bidding zone review
CEP 70%
Terre
~ : date à confirmer





2

L’actualité CCR par CCR

2.A CWE

CWE

GO Live d'Alegro prévu mi-novembre 2020 (Timing à confirmer par le projet)

⇒ Des explications concernant les nouvelles méthodologies (Evolved FlowBased/Improved Virtual Branches/Extended LTA Inclusion) employées ont été fournies pendant le CWE Consultative Group du 15 juin

Mise à jour de la méthodologie Calcul de Capacité Infrajournalière pour prise en compte du CEP

⇒ Les Capacités Infrajournalières seront désormais extraites d'un domaine FlowBased final recalculé avec un minRAM Factor différent de celui utilisé à l'échéance Journalière

⇒ Pour ces deux sujets, des informations supplémentaires seront transmises pendant le CCG meeting du 2 Octobre 2020 (slides en cours de finalisation côté TSOs CWE)

⇒ Enfin la mise à jour de l'AP CWE concerne aussi la méthodologie journalière et la répartition de la rente de congestion journalière

2.B CORE

CORE

Actualités sur le calcul de capacités day-ahead

J-1

- Parallel run interne qui est rentré dans sa phase opérateur depuis le 16/08/2020

Méthodologie

- Les GRT sont en attente des retours des régulateurs concernant l'amendement de la méthodologie avant soumission formelle à l'ACER en novembre/décembre 2020
- Pour chaque GRT : importance de la phase de validation individuelle dans le processus pour assurer la sécurité d'exploitation du réseau tout en garantissant le maximum de capacités pour le marché

Parallel run

- External parallel run prévu le 16/11/2020
- Go live prévu entre mai 2021 et septembre 2021

CORE

Actualités sur la rente de congestion day-ahead

J-1

- Parallel run interne en cours depuis juillet.

Méthodologie

Entrée en vigueur concomitante à celle du calcul de capacité DA.

Parallel run

- External parallel run prévu en novembre 2020
- Go live prévu entre mai 2021 et septembre 2021 (concomittant au Go live du calcul de capacité DA)

CORE

Actualités sur le calcul de capacités long terme

Long terme

- Sous la guidance de l'ACER, une méthodologie flow based pour le calcul de capacité et l'allocation à la cible
- L'approche alternative et transitoire proposée par les GRT n'a pas été retenu.
- La consultation publique de la méthodologie en FB est en cours depuis le 16/09.
- Dans la période d'implémentation, des valeurs de NTC coordonnées se feront avec l'ensemble des GRT de la région.
- La durée d'implémentation de la méthodologie cible est estimée entre 3,5 et 5 ans par les GRTs

Countertrading and redispatching

Méthodologies SOGL 76, CACM 35 et 74

- Les méthodologies SOGL art.76 (Analyse de Sécurité Coordonnée - CSA), CACM art.35 (Coordination des parades de Redispatching et de Countertrading - RDCT) et CACM art.74 (Partage des coûts RDCT) ont été remontées à l'ACER
- L'ACER considère que ces trois méthodologies doivent être traitées de façon homogène car faisant partie d'un tout

- Des points entre l'ACER, les NRAs et les GRTs ont eu lieu depuis avril pour établir la méthodologie de partage des coûts RDCT (CACM 74) et une proposition est actuellement soumise au vote des NRAs (deadline pour le vote fixé au 27/9). La proposition définitive pour le 3ème round de vote en BoR de l'ACER est maintenant connue mais pas l'issue du vote qui reste encore très incertaine.

- Pour CACM 35 et SOGL 76, des points réguliers entre l'ACER, les NRAs et les GRTs sont organisés depuis juillet afin de définir ces méthodologies dans un objectif de cohérence. Il est prévu qu'elles soient soumises au vote des NRAs à la fin de 2020.

- Une consultation publique à destination des acteurs de marché a été lancée par l'ACER (deadline au 21/9) sur le sujet de la gestion des déviations des volume et de prix pour les parades fournies en entrée de la CSA

2.C SWE

SWE Capacity Calculation

J-1 et IJ

- ✓ Le calcul de capacité en place depuis fin janvier 2020. Des résultats concluants, des recours à la solution de fallback (i.e. application des valeurs long terme) dans 10% du temps, les améliorations se poursuivent côté RSCs et TSOs.

- ✓ Les développements pour la mise en œuvre du calcul de capacité infrajournalier sont en cours. La méthodologie prévoit 2 calculs infrajournaliers:

  - Le premier effectué en J-1 couvrant la période [00h-24h]
    ➔ Go-Live prévu en Juin 2021
  -Le second effectué en J couvrant la période [12h-24h]
    ➔Go-Live prévu en Septembre 2021

Long Terme

- ✓ Méthodologie LT approuvée par les régulateurs de la zone en mars 2020.

- ✓ Go Live prévu Q3 2022

2.D Italy North

Calcul de capacité Italie Nord

J-1 et IJ

MÉTHODOLOGIES

La version soumise aux régulateurs en janvier 2020 incluant les dispositions du CEP a été approuvée par les régulateurs en juillet 2020

Les amendements suivants ont été apportés :

- Clarification du processus d'allocation permettant la mise en place des contraintes d'allocation en dehors du processus de calcul de capacité
- Clarification du rôle des RSC pour la validation et la mise en œuvre des parades.
- Demande de mise à disposition de manière centralisée de l'ensemble des données liées au calcul de capacité.
- Réduction du temps de mise en œuvre concernant la mise en place de l'*export corner* et la réalisation de la *TRM study.*
- La mise en place des fonctionnalités manquantes est prévu à partir de fin 2020.

Calcul de capacité Italie Nord

Long terme

- Méthodologie basée sur une approche statistique en cours d'amendement par les régulateurs.
- Fin de la phase de rédaction du processus détaillé de calcul de capacité.
- Les premiers appels d'offre pour le développement de l'outil seront réalisés début 2021.
- Go Live prévu pour novembre 2021 pour enchère *yearly* 2022.

Countertrading and redispatching

Méthodologie CACM 35

- Approuvée par les régulateurs

Méthodologie CACM 74

- Pas de convergence sur la méthodologie CACM 74 concernant l'application du pollueur payeur (principe de partage des coûts qui avait été demandé par les régulateurs lors de la demande d'amendement passée).

- Méthodologie en attente de la validation de la méthodologie CORE qui servira de référence

Rappel de l'état des lieux fin 2019:

- Phase transitoire :
  - Méthode fondée sur le partage des coûts de congestion proportionnellement à la rente de congestion
- Cible : pollueur payeur.

2.E Royaume-Uni

Dernières actualités concernant les BREXIT

Contexte :

- **Le Royaume-Uni a officiellement quitté l'Union européenne le 31 janvier 2019, cependant les règles continuent à s'appliquer jusqu'à la fin de l'année 2020. Les relations à l'issue de cette période de transition sont en cours de négociations, et l'hypothèse d'un Hard Brexit est aujourd'hui de plus en plus plausible.**
- **Les positions GB et de l'UE sont fermes. En particulier L'UE refuse la possibilité pour le Royaume-Uni de pratiquer le « *cherry picking* », c'est-à-dire de « choisir » les politiques qui pourraient se voir appliquer les règles du marché intérieur.**
- **Pour rappel, un scénario « Hard Brexit » impliquerait une perte du droit d'accès des acteurs britanniques au marché intérieur européen. C'est ce que rappelle la Commission Européenne dans une communication publiée le 10 juillet dernier.**

Objectif :

- **Partager les impacts potentiels pour les acteurs de marché du BREXIT au 31/12.**

Différents scénarios possibles du BREXIT

	Scénario	Détails	Impacts
1	Tarifs sur les échanges	• Solution du « pire » non envisagée du fait des règles OMC	• Scénario peu probable.
2	HARD BREXIT	• Dés-optimisation des échanges, mais maintien des échanges • Proposition de mise en place de solution ad hoc pour encadrer les échanges, déjà prêtes d'un point de vue SI	• L'ensemble de la capacité sur IFA et IFA2 est toujours mise à disposition du marché pour l'instant, (pas de contraintes réseau) une méthodologie de CC sera à envisager avec l'arrivée de nouvelles interconnexions. • Enchères Long terme et Infra-Journalier : maintien de l'allocation par JAO en tant que prestataire de service. • J-1 : retour aux enchères explicites via JAO en tant que prestataire de service. • TERRE : suspension de la connexion de NGESO à TERRE. (cf point sur Terre dédié)
3	Maintien de l'accès au marché intérieur	• Solution très peu probable au vu des négociations	• Ce scénario favorable n'impliquerait pas de changement par rapport à l'existant.

Impacts du BREXIT pour les acteurs de marché sur IFA/IFA2

Situation Actuelle	Hard BREXIT
Jeux de règles IEM	Les jeux de règles No-Deal BREXIT approuvées par la CRE et l'OFGEM en Octobre 2019 entre en vigueur.
Enchères LT	Maintient des enchères LT via JAO et des nominations via RNP
SDAC J-1	Sortie du Market Coupling et retour sur des enchères explicites via JAO et des nominations via RNP. Vérifier les accès pour les allocations explicites J-1 vers JAO.
Enchères IJ	Maintient des enchères IJ via JAO et des nominations via RNP
Accords de participation RNP/JAO	Les accords de participations signées fin 2019 lors de la transition CMS -> RNP/JAO comportent la clause BREXIT. Vérifier la garantie bancaire apportée à JAO.
Channel Capacity Calculation Region	La région Channel sera dissoute en cas de Hard BREXIT. L'avenir des méthodologies approuvées dépendra de l'EC.

- Malgré les différents impacts identifiés, et quelque soit l'issue du BREXIT, RTE et NGIC sont confiants sur la possibilité des acteurs de marché à continuer à opérer sur IFA & IFA2
- L'ensemble des évolutions IT ont été faites et testées, et les GRTs se tiennent prêts à effectuer la bascule.

3

Actualités sur le projet TERRE

Information sur la MAJ des règles TSO-BRP en Allemagne

Mise à jour des règle TSO-BRP en Allemagne :

- Depuis le 1er Aout 2020, une mise à jour des règles BRP (équivalent des règle RE en France) est entrée en vigueur.
- Ce nouveau jeu de règles obligent les BRP allemands à avoir des positions ouvertes ID (déséquilibres) très restreintes de 2h à 15min de l'heure de livraison.
- Cela dit, des dérogations sont possibles pour ces acteurs afin de lever le seuil en volume de ces positions ouvertes ID. Ces dérogations sont à la main des GRT allemands.

Futur de ce mécanisme :

- Des discussions sont en cours afin de pérenniser ce mécanisme jusqu'à fin S1 2022.
- Cette date coïncide avec l'entrée en vigueur des plateformes de mFRR et aFRR en Europe.

TERRE
Dernières actualités

RR platform press release a été publié fin Juin 2020.
Dates prévues des connexions à la plateforme européenne de RR sont :

- CEPS and REE are live
- REN: September 29th 2020
- SG: October 6th 2020
- RTE: November 2nd 2020 ➔ démarrage de l'exploitation sous contrôle (6 mois) et mise à jour des ATC FR-CH et FR-SP à la plateforme de RR dès la connexion de Swissgrid
- TERNA: December 2020
- NG ESO: dépendra de l'issue du Brexit mais a priori pas en 2020
- PSE: Early Q1 2022

Une deuxième communication est prévue en octobre 2020 focalisée sur l'Activation Optimisation Function".

Consultation européenne lancée lundi 21 septembre sur la mise à jour du « Replacement Reserve Implementation Framework ».
Réponses attendues des acteurs avant le 21 octobre. Les sujets amendés sont :

- Désignation de l'entité qui opère les fonctions de la plateforme européenne
- Modification de la deadline pour la réduction des contre-activations
- Mise en accord des principes de « pricing » et « TSO-TSO settlement » avec les réglementations européennes.



4

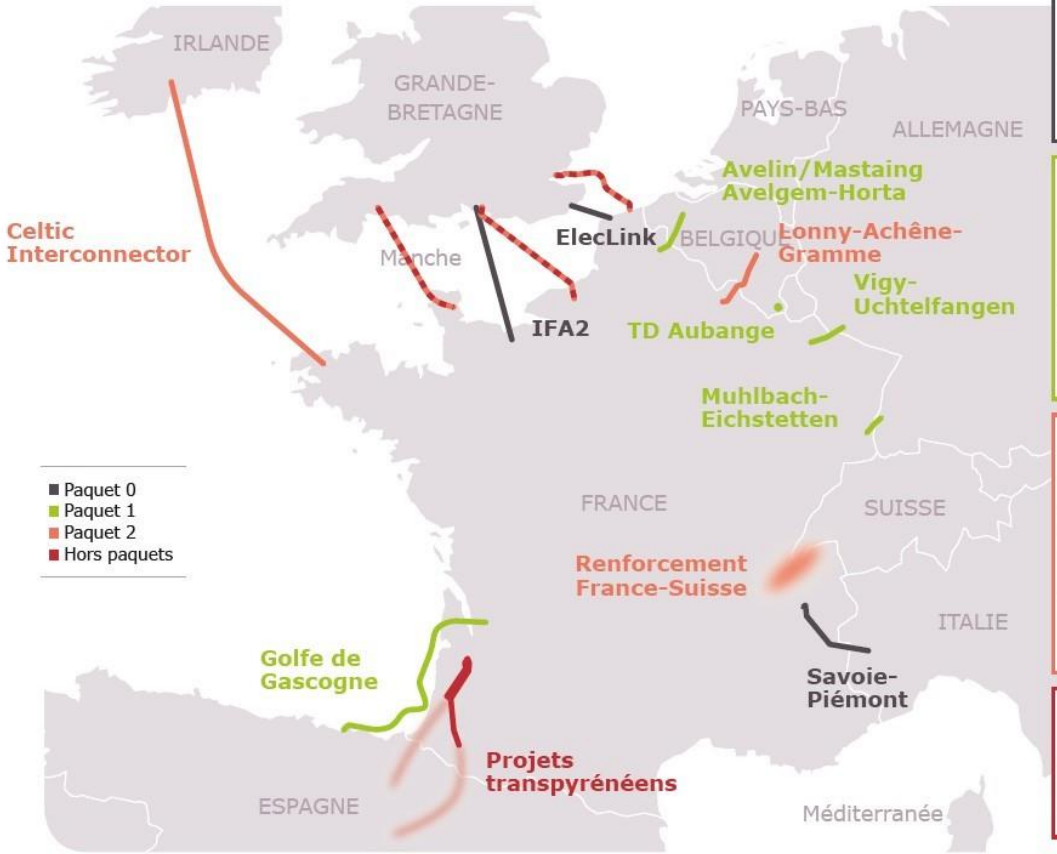
Projets d’interconnexion

SDDR 2019

SDDR : chapitre 5 dédié aux interconnexions

- Prescrit par le 3e paquet européen « marché intérieur de l'électricité » de 2009 ; obligation de cohérence avec le TYNDP
- Perspective d'un doublement de la capacité d'interconnexion de la France en 15 ans, passant d'une quinzaine de gigawatts aujourd'hui à une trentaine de gigawatts à l'horizon 2035
- Classement des projets par « ensembles cohérents » et développement séquencé
  - Paquet 0 : projets en cours de construction
  - Paquet 1 : projets « sans regrets », dont la justification est acquise
  - Paquet 2 : projets « sous conditions », notamment de nature politique (Brexit), économique (subvention UE) ou technique
  - Hors paquets

Panorama des projets en cours



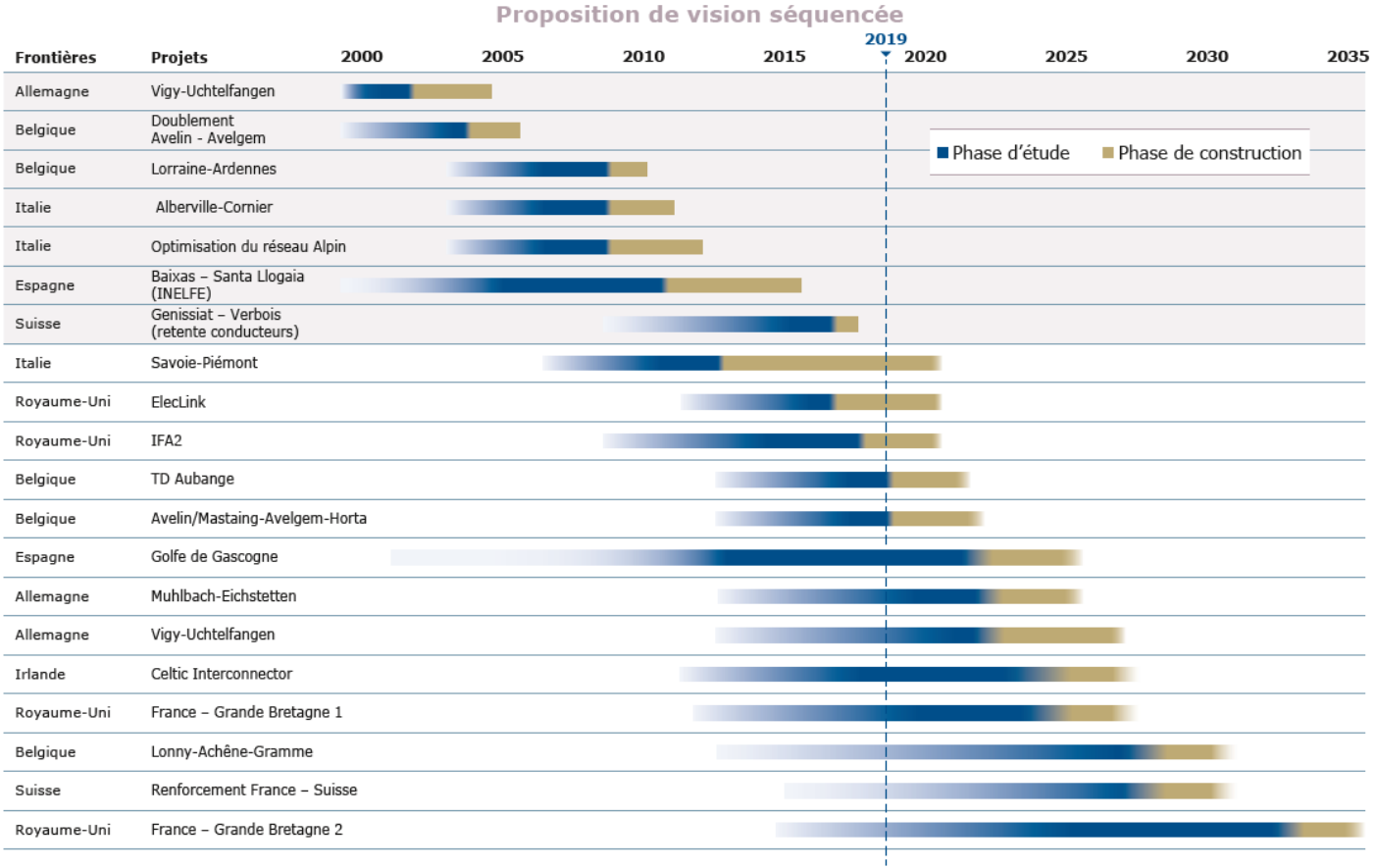
Paquet 0
~3 GW
- IFA2
- ElecLink
- Savoie-Piémont

Paquet 1
~5 GW
- Golfe de Gascogne
- Avelin/Mastaing-Avelgem-Horta
- TD Aubange
- Vigy-Uchtelfangen
- Muhlbach-Eichstetten

Paquet 2
~5 GW
- Lonny-Achêne-Gramme
- Celtic Interconnector
- 2 projets France-Grande Bretagne
- Renforcement France-Suisse

Hors paquets
- 1 projet France-Grande Bretagne
- Projets transpyrénéens

Panorama des projets en cours



IFA 2

Quelques chiffres :

- **Capacité : 1.000 MW**
- **Longueur : 225 km (dont 200 km sous-marin)**

Janvier 2018 : début des travaux

2019 : travaux en mer

Juillet 2020 : fin des travaux

Automne 2020 : essais préalables à la mise en service, puis mise en service commerciale de l'interconnexion

Savoie-Piémont

Quelques chiffres :

- **Capacité : 2*600 MW**
- **Longueur : 190 km (95 km FR)**

Particularité : mutualisation forte avec les infrastructures routières existantes ou en construction

Avril 2015 : début des travaux

Eté 2020 : fin des travaux Liaison

Fin 2020 : fin des travaux Station

2nd semestre 2021 : mise en service commerciale de l'interconnexion

Golfe de Gascogne

Objectif : porter à 5 GW les capacités d'échange entre la France et l'Espagne

Quelques chiffres :

- **Capacité : 2*1.000 MW**
- **Longueur : ~400 km (300 km sous-marin)**

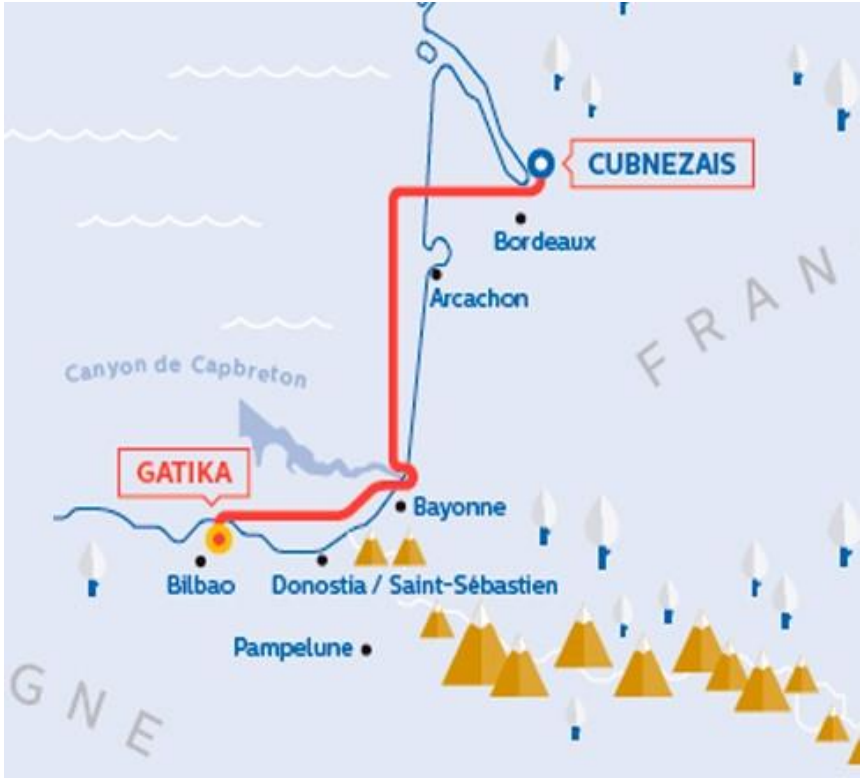
Enjeu : contournement du Gouf de Capbreton

Automne 2020 : reprise de la concertation

Mi-2021 – T1 2023 : autorisations administratives

2024-2026 : travaux

Mi-2027 : mise en service



Celtic

Objectif : relier l'Irlande (Cork) et la France (Finistère Nord), et plus généralement le marché européen (continental) de l'électricité

Quelques chiffres :

- **Capacité : 700 MW**
- **Longueur : ~575 km (500 km sous-marin)**

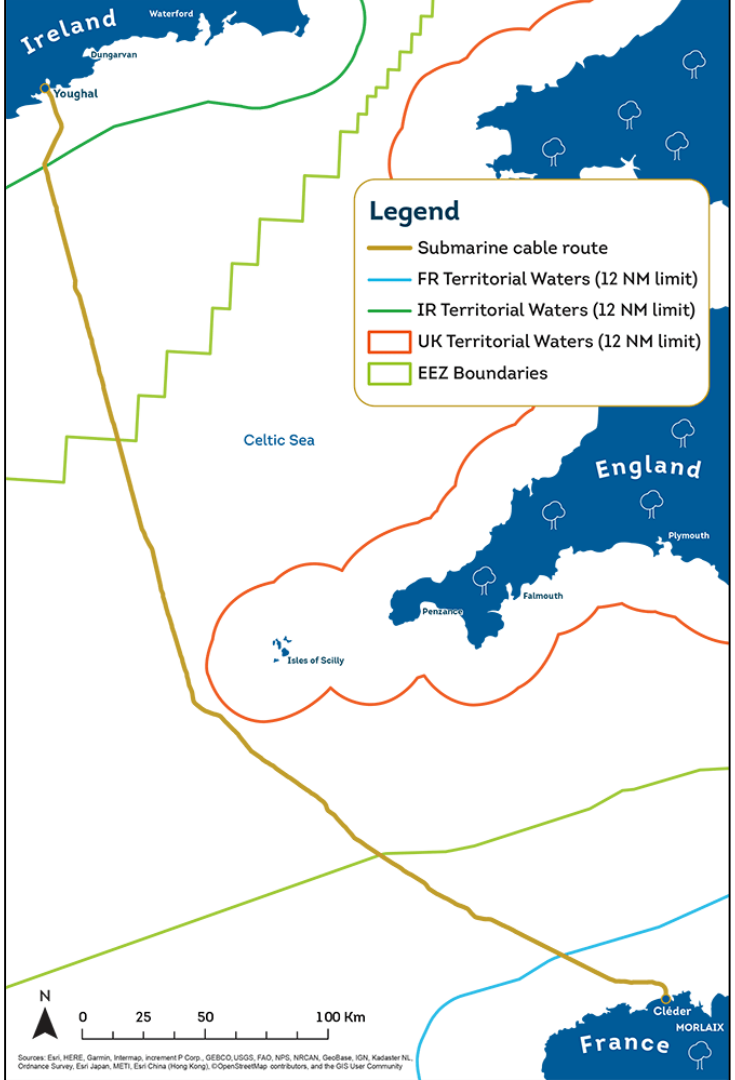
Particularité : plus grande partie du tracé en ZEE UK

Octobre 2019 : subvention européenne (530 M€)

Automne 2020 : lancement des procédures d'achat et dépôt des demandes d'autorisations administratives

2024-2026 : travaux

Fin 2026 : mise en service





5

Clean Energy Package 70%

Clean Energy Package & Dérogations 2020

Pour rappel, les dérogations 2020 de RTE pour les régions CWE, NIB et SWE ont été acceptées et validées par la CRE et l'ensemble des NRAs des CCR concernés **en Décembre 2019 (ainsi qu'en Mai 2020 pour le 2ème Semestre CWE/CORE)**

Lien vers les dérogations : https://www.services-rte.com/fr/home.html

CCR	Durée Dérogation	Niveau de capacité garanti durant dérogation
CORE (CWE)	6 mois + *6 mois*	20%minRAM CWE
SWE	1 an	70% de capacité au sens CEP pendant 70% du temps
NIB	1 an	70% de capacité au sens CEP pendant 70% du temps

- **Rappel des principales justifications apportées :**

- Incertitudes sur les échanges hors de la CCR (autres CCR et pays tiers)
- Besoin de développer de nouveaux outils
- Pas de cadre partagé d'utilisation des parades coûteuses (méthodologies en cours de développement) et d'expérience sur le sujet

Clean Energy Package & Dérogations 2021

Monitoring	Prise en compte du CEP dans les méthodologies & Validation *
Au cours de l'année 2020, l'outil de monitoring RTE, développé sur toutes les CCR (CORE(CWE), NIB, SWE, Channel) a été mis en place à la fin du 1er Trimestre.	Sur CWE, le CEP a été pris en compte dans la méthodologie (minRAM Factor paramétrable) et les développement du processus et des outils de validation sont en cours au niveau local. Un GoLive de leur utilisation est prévu pour le 1er Janvier 2021.
Des livraisons de données mensuelles sont assurées auprès de la CRE vis à vis de ce monitoring.	Sur NIB et SWE, le CEP doit encore être implémenté dans les méthodologie. Les discussions et développements ne sont pas au même statut sur ces 2 CCR. Livraison sur NIB attendue avant celle sur SWE. La validation locale doit se développer en // de cette livraison régionale.

- **Position de RTE vis-à-vis de la soumission des éventuelles dérogations 2021 :**

- Sur CWE/CORE, le processus et les outils de validation seront en place au 1er Janvier 2021 et donc une nouvelle dérogation ne sera pas nécessaire ;
- Sur NIB, les résultats de monitoring indiquent que le critère de 70% est atteint avec suffisamment de confiance pour ne pas solliciter de dérogation en 2021 ;
- Sur SWE, la stratégie n'est pas encore arrêtée. Soit il n'y aura pas de nouvelles dérogations (uniformité entre CCR), soit une nouvelle dérogation sera soumise avec un niveau de capacité garantie supérieur à la première dérogation.

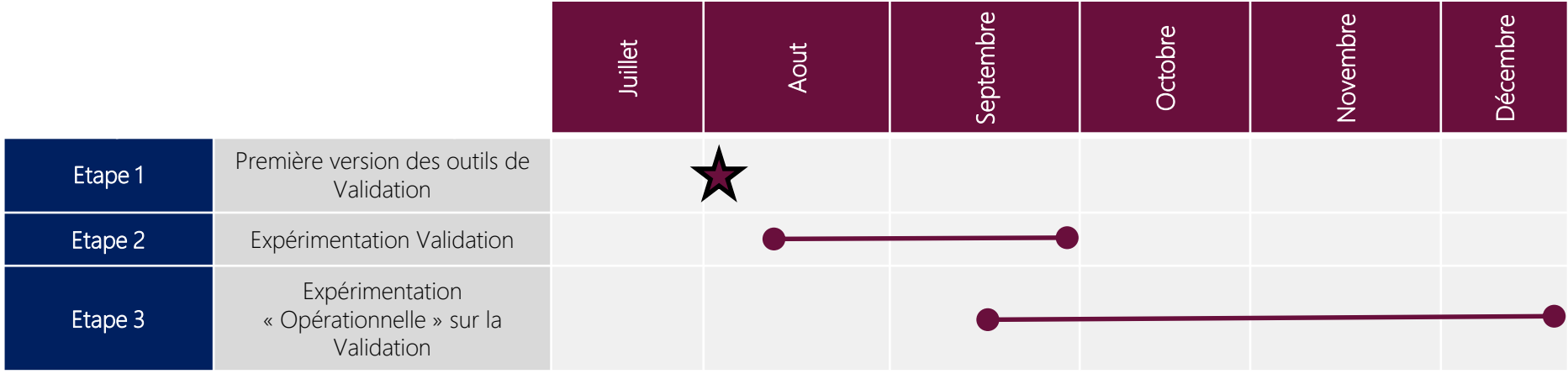
*Pour rappel, l'article 16(3) du Clean Energy Package octroie au GRT le droit de « valider » leur capacité en dessous de 70% et de le recaler finement au niveau qui assure la sureté du réseau

Focus sur le // Run CEP sur CWE

Sur CWE, un environnement de // Run est ouvert, permettant aux GRT de tester les processus et les outils de validation.

- **Statut de la participation à ce // Run**

- La participation de RTE s'est lancée au 11 Avril 2020. La participation initiale consistait à envoyer des branches à 70%minRAM Factor sans validation. Ces premiers résultats ne sont pas significatifs pour l'externe ;
- A partir de fin Juillet, un premier processus de validation a été implémenté et testé par les experts ;
- Depuis mi-Septembre, ce processus de validation est réalisé de manière journalière par les opérateurs (En vue du GoLive du 1er Janvier 2021).



6

Actualités sur le market coupling

Market coupling (1/2)

- **J-1:**
  - Travaux à long-terme:
    - 15mins aux frontières et cross-product matching: Retour des NRAs concernant l'approche à suivre: Big Bang vs Par étapes: Seconde solution est requise. Un premier prototype a été développé par le fournisseur d'Euphemia. Les impacts sur l'algorithme et le temps de calcul sont en train d'être étudiés.

    - Programme de R&D: Différentes pistes sont analysées pour réduire le temps de calcul d'Euphemia. Certaines vont être mises en production et d'autres sont en développement.

  - Travaux à court-terme:
    - IFA2: Mis en place dans l'algorithme. Attente d'une date précise pour activation.

    - CORE: Phase de test SI va commencer en 2020/2021. Un retour de la Commission européenne est attendue pour décider de la date de Go-Live en raison des différents projets en cours (intérim coupling, MNA Polonais).

    - MNAs italiens et espagnols en cours, sûrement pour 2021.

Market coupling (2/2)

- **Changement de la deadline du full decoupling :**
  - Changement du timing opérationnel du full decoupling de 13:50 à 14:00
  - Induit une mise à jour des procédures de repli de toutes les CCR (go live à determiner)

- **IJ:**
  - **Travaux à long-terme:**
    - 15mins aux frontières et cross-product matching: Discussions en cours avec DBAG sur le concept et les différentes limitations à appliquer.

    - Intraday auctions: Discussions en cours sur les options d'intégration du processus de couplage (directement dans XBID? En utilisant le CORE CC Tool?)

  - **Travaux à court-terme:**
    - LIP14 (France/Italie): arrivée prévue pour mars 2021.

    - Passage à des produits 30 mins sur France-Belgique: prévue en décembre 2020.

7

Outil de nominations

Changement outil de nomination

RTE développe actuellement un nouvel outil cœur de la gestion des interconnexions: **OCAPPI**

Cet outil reprendra les fonctionnalités suivantes portées aujourd'hui par **MORGAN:**

- Intégration des droits des acteurs
- Gestion des nominations des droits

A partir de **Février 2021** les acteurs devront donc utiliser **OCAPPI** pour nominer leurs droits auprès de **RTE.**

Les spécifications des développements requis ont été transmises à tous les utilisateurs de MORGAN durant l'été.

4 sessions de formation/tests (toutes en anglais) ont été proposées (14,15,16 et 17 décembre).
Les utilisateurs ont jusqu'au **07/10** pour répondre au Doodle.
Les invitations seront envoyées début octobre et les dates reconfirmées au plus tard le 13 novembre.
Contacts: rte-dsit-training-ocappi@rte-france.com et/ou gaelle.ernoux@rte-france.com