Le réseau de transport d'électricité

Commission d'accès au marché

15/06/2023

Copyright RTE – 2022. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité (RTE)

Ordre du jour

1.	Actualités et faits marquants	9h30 – 9h45
2.	Enjeux, résultats et perspectives à 1 an	9h45 – 10h45
3.	Focus refonte RR-RC	10h45 – 11h15
4.	Information sur refonte mécapa	11h15 – 11h30
5.	AOB	11h30 - 12h00

1 Actualités et faits marquants

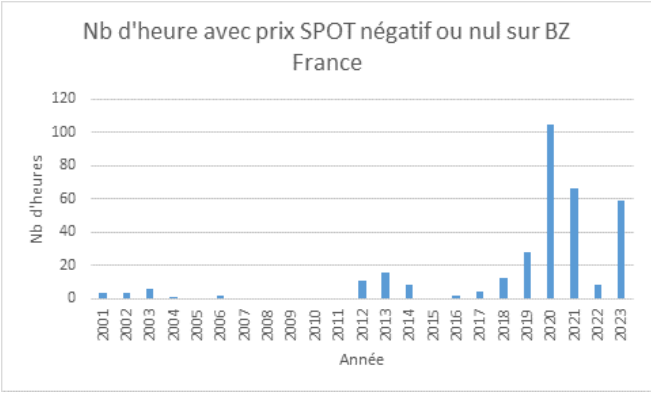
Brèves du marché de l'électricité

- **Saisine / Consultations / Appels à contribution en cours :**
  - HaRMonie (Dispositions générales chapitres Programmation, MA, RE et SSYf) : Fin de la consultation le 30/06
  - NEBEF 3.5 : Saisine depuis le 01/06, délibération pour fin juillet
  - AOE Crise : Fin de consultation le 18/06
  - Refonte RR-RC : 23/06 -> 26/07
  - Augmentation des guichets TERRE : 29/05 -> 30/06

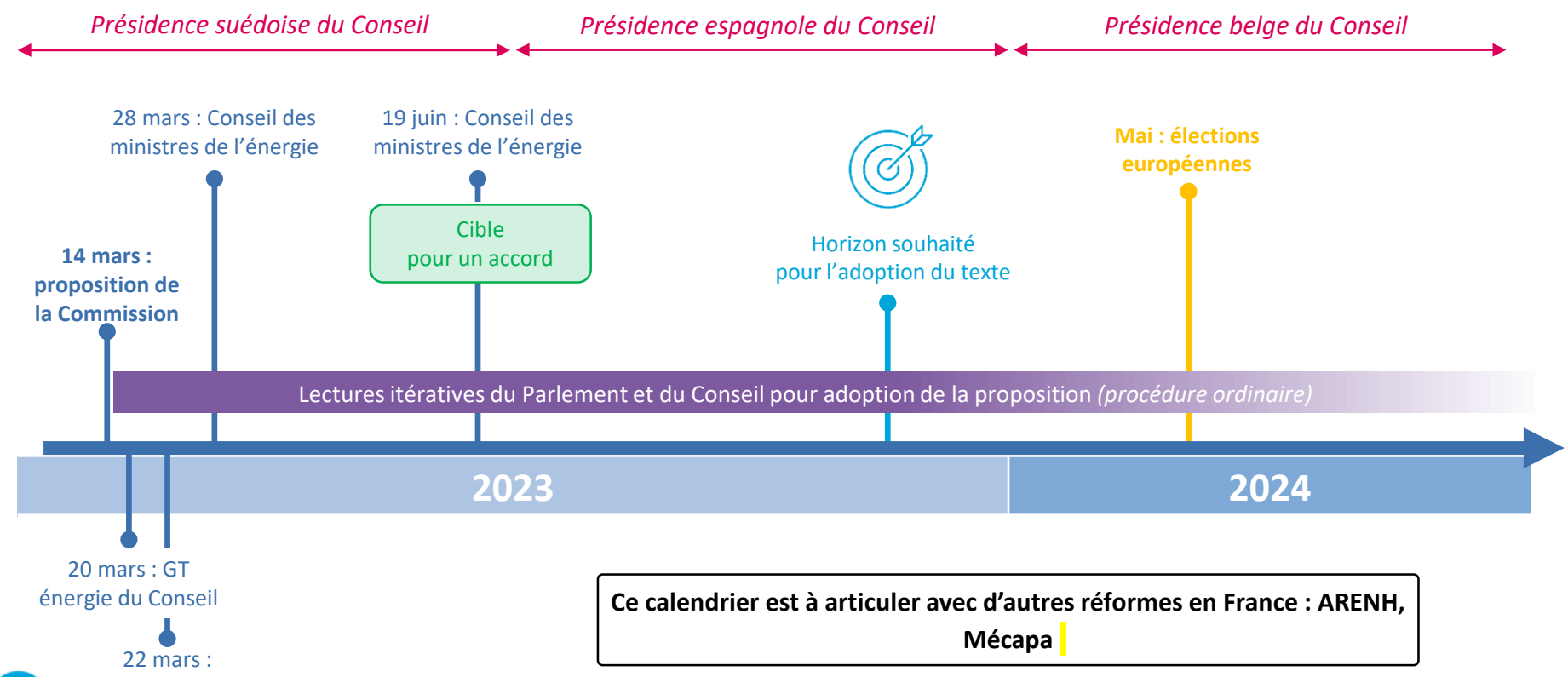
- **Délibération CRE autorisant la contractualisation de ½ volume de la RR-RC** 2024 sous forme d'un AO annuel en date du 25/05/2023

- **Début de l'exploitation sous contrôle de Stanway : cible mi-juillet**

- **Épisodes de prix négatifs récurrents depuis la fin de l'hiver**

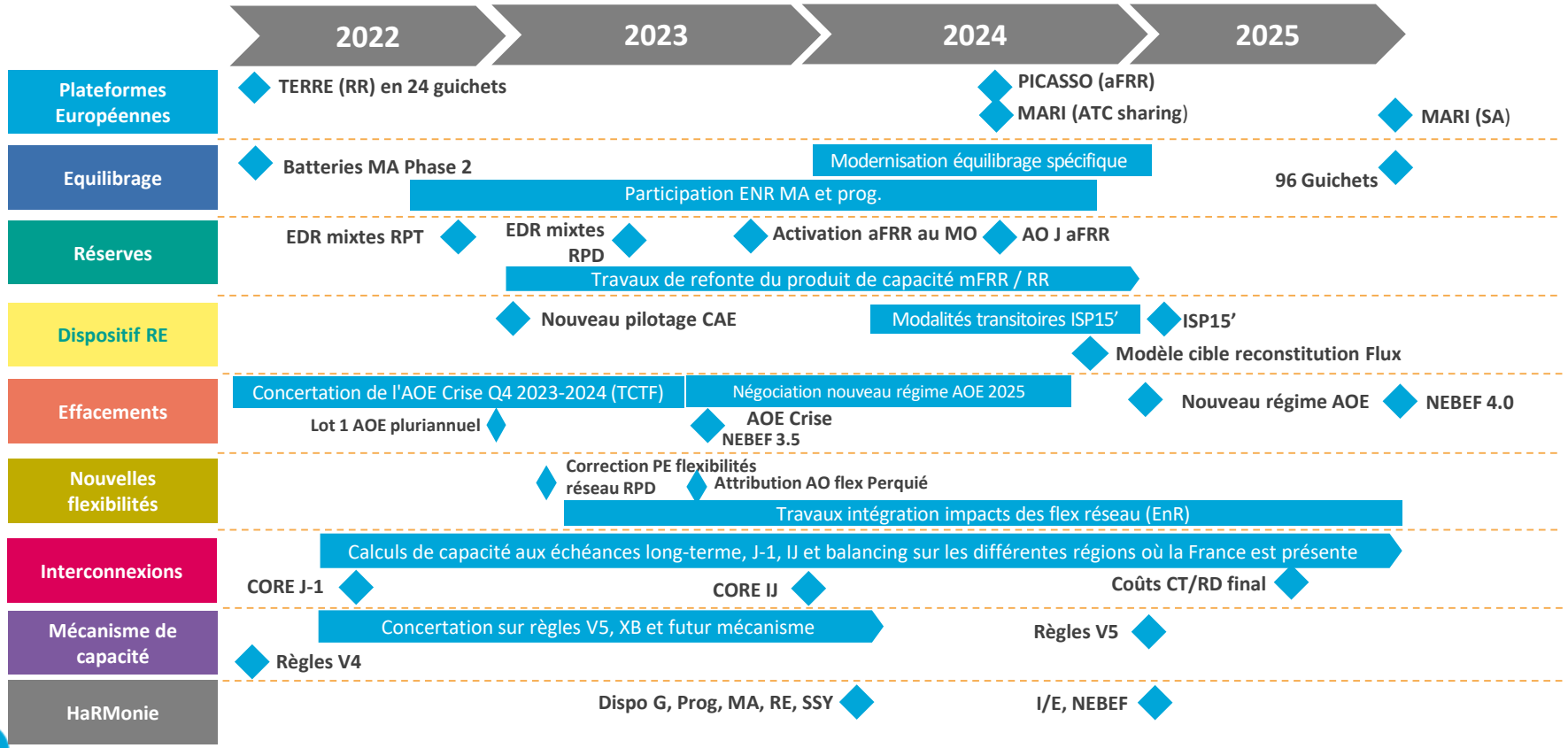


Statut réforme du marché



Ce calendrier est à articuler avec d'autres réformes en France : ARENH, Mécapa

Programme de travail marchés 2022-2025



Les évolutions vs. la dernière présentation

- **Ce qui est confirmé/précisé :**
  - Le démarrage de l'ISP 15 au 1er janvier 2025 avec MES progressive à partir de l'été 2024
  - Fusion des processus écarts et réconciliation temporelle en octobre 2024
  - Transmission des volumes effacés pour les sites en modèle corrigé à une maille hebdo & gestion des périmètres EDE dans GIPSE depuis juin
  - Une augmentation progressive du nombre de guichets de programmation à compter de mi 2025
  - La trajectoire de connexion à la plateforme MARI

- **Ce qui est décalé :**
  - La mise en œuvre du merit order France pour l'afrr (projet Mars) en octobre 2023
  - La connexion à la plateforme PICASSO au T2 2024 (plutôt que T3 2023)

2 Enjeux moyen-terme
Résultats et perspectives à 1 an

Plateformes européennes d'équilibrage

Résultats S1 2023

- MARS/PICASSO : fin des tests prorata avec Stanway et première session de tests acteurs pour l'activation au Merit Order
- MARI : poursuite de la concertation au niveau national concernant la formulation, le filtrage, la valorisation et la rémunération des offres ainsi que la publication des indicateurs

Objectifs 2023-2024

- **Plateforme TERRE** : en fonction du scénario d'augmentation des guichets retenu au niveau européen, des orientations du Market Design, des contraintes des acteurs français...

  => Etudier des solutions efficaces pour la déclinaison nationale

- **Plateforme PICASSO :**
  - Basculer vers une activation de l'aFRR au Merit Order en octobre 2023
  - Préparer la connexion à la plateforme en limitant les risques pour les RE
- **Plateforme MARI :**
  - Poursuivre la concertation (qualification, contrôle du réalisé, cohabitation des offres standards et spécifiques...) notamment via un appel à contribution en S2 2023
  - Préparer l'ATC sharing pour mi 2024

Equilibrage national

Résultats S1 2023

- Projet haRMonie : refonte structurelle de la rédaction des règles liées au MA et au Dispositif de Programmation, ainsi que lancement de la consultation
- Accompagnement au changement pour la bascule applicative SYGA-TOPASE
- Concertation des règles Programmation-MA v11 (en vue d'une consultation en octobre 2023)

Objectifs 2023-2024

- Réaliser la bascule de SYGA vers TOPASE pour la soumission des offres spécifiques (2ème quinzaine sept. 2023)
- Rendre plus robuste le processus de déclaration des sites (y compris RPD) rattachés à une EDP
- **Affiner les principes pour une augmentation progressive des guichets de programmation et d'offres -> 96 guichets fin 2025 :**
  - pas de big bang ni de passage par 48 guichets toutes les 30min pour limiter les risques opérationnels et la durée de la trajectoire d'augmentation tout en focalisant la conduite du changement sur la cible
  - prise en compte du besoin de visibilité des acteurs
- **Renforcer la participation des EnR à l'équilibrage :**
  - Une meilleure vision : améliorer la programmation
  - De nouveaux leviers : développer les offres à la baisse sur MA
- Lancer un projet de modernisation du MA : seuil de participation, redéclarations automatique IJ pour les offres implicites, adaptation aux SSY en dissymétrique, EDA multi EDP...

Contractualisation des réserves

Résultats S1 2023

- Projet haRMonie : refonte structurelle de la rédaction des règles liées aux SSYf et à la Programmation & lancement de la consultation
- Concertation SSYf v8 (en vue d'une consultation en octobre 2023) : intégration d'ISP15, évolutions trames de certification, clarifications des abattements, calcul de prescriptions, …
- Lancement du projet de "Refonte de la RR-RC" (cf topic dédié)
- Go live des EDR mixte RPT, puis RPD afin de renforcer les possibilités d'agrégation pour la fourniture des SSYf et ainsi favoriser notamment la participation du stockage
- 1ères batteries certifiées pour fournir de l'aFRR

Objectifs 2023-2024

- Préparer la relance de l'AOJ aFRR :
  - Assurer le suivi et la gestion des nouvelles certifications dans le but d'atteindre la cible fixée par la CRE
  - Envisager une adaptation de l'algorithme de sélection des offres et de fixation du prix pour une contractualisation plus efficace
- Poursuivre le projet / concertation de "Refonte de la RR-RC" (cf topic dédié)
- Adapter les méthodes de certification et de contrôle de performance des SSYf aux spécificités des EnR

Responsable d'Equilibre: les enjeux moyen-terme pour un dispositif plus performant

- **Transformer et accélérer les processus de reconstitution des flux suite au déploiement des compteurs communicants**
- **Réussir la transition vers le 15' sur les marchés avec un 1er jalon en passant à un ISP 15**
- **Améliorer l'intégration des différents mécanismes dans l'économie du système électrique**
- **Identifier et mettre en œuvre des axes de simplification opérationnelle**

Responsable d'Equilibre: résultats & perspectives

Résultats S1 2023

- Pilotage ex-ante du compte ajustement écarts début 2023
- 1ère étape du système cible de reconstitution des flux mi 2023 : utilisation des énergies quotidiennes sur le périmètre Enedis
- Poursuite des travaux ISP 15 et de la concertation
- Bascule règles RE dans HaRMonie

Objectifs 2023-2024

- Poursuite des travaux ISP 15 et de la concertation (MES échelonnées entre T1 2024 et T1 2025)
- Fusion des processus écarts et réconciliation temporelle (oct 2024)
- Prise en compte des flexibilités réseau dans le calcul d'écart RE et le CAE (V11)

Nouvelles flexibilités : les enjeux moyen-terme marchés & réseau

Neutraliser les impacts marchés liés aux limitations appliquées aux EnR dans le cadre de notre politique de dimensionnement optimal (limiter coût dvpt réseau pour la collectivité)

Faciliter les évolutions du mix énergétique en anticipant les évolutions nécessaires sur les mécanismes de marchés pour **mieux exploiter le potentiel de nouvelles flexibilités en EOD** (EnR stockage)

Nouvelles Flexibilités : résultats & perspectives

Résultats S1 2023

- Flex réseau - Neutralisation des impacts RE en cas d'activation de flex réseau (correction PE RPD)
- EnR – Lancement projet visant à créer un entrepôt de données pour gérer impacts post temps réel des écrêtements (de 400 ordres d'écrêtements en 2021 à 3800 en 2025...)

Objectifs 2023-2024

- EnR – Poursuite travaux pour neutraliser impacts RE liés aux écrêtements (CAE, indemnisation des sites sous OA et en CR, correction PE RPT)
- AO Flex Perquié:
  - Attribution & mise en œuvre contractuelle
  - REX

Effacements : les enjeux moyen-terme pour un dispositif plus performant

- **Développer des capacités d'effacement utiles au système et permettant d'atteindre les objectifs de la PPE (AOE-AO EIF)**
- **Permettre l'émergence de nouvelles capacités et mieux valoriser l'effacement réellement réalisé en améliorant nos méthodes de contrôle du réalisé et en statuant sur la généralisation de la sous-mesure**
- **Identifier et mettre en œuvre des axes de simplification opérationnelle**

Effacements: résultats & perspectives

Résultats S1 2023

Mise en œuvre

- AOE 2023 et de sa composante pluriannuelle
- Règles NEBEF 3.4 (agrément technique, barème versement fournisseur, homologation, etc.)
- Evolutions opérationnelles pour gagner en efficacité:
  - Harmonisation de la gestion des périmètres MA/NEBEF (GIPSE)
  - Fiabilisation des délais de publication du CR NEBEF
  - Transmission des volumes effacés pour les sites au modèle corrigé à la maille hebdo
  - Aide aux acteurs concernant partage de données (CUO incompatibles, relance CdC manquantes)

Concert.

- AOE Crise
- Règles NEBEF 3.5 (déclinaison ISP15, encadrement des eff longs, poursuite expé sous-mesure, etc.)
- Règles MARE V11 pour rapprocher les MCR MA/NEBEF et améliorer les MCR prévi/histo.

Objectifs 2023-2024

- Préparation mise en œuvre de l'AOE Crise et des évolutions concertées pr MARE V11 et NEBEF 3.5
- Concertation du futur régime AOE dans la continuité de l'AOE Crise et en lien avec la refonte du MKP
- Début de la concertation NEBEF 4.0
  - Intégration dans HaRMonie
  - Nouvelles méthodes de contrôle du réalisé (panel) ou amélioration des méthodes existantes
  - Quelle suite à l'expérimentation sur la sous-mesure?

3 Refonte de la Réserve Rapide et Réserve Complémentaire (RR-RC)

Réflexions en cours

Contexte refonte de la RR- RC

- **Origine des réflexions autour de la nécessité d'une refonte de la RR-RC**
  - De premiers éléments remontés dans le cadre de la concertation sur la **RR baisse**
  - Nécessité de réduire le pas de contractualisation pour faciliter la **participation des EnR et des capacités à stock**
  - Evolution du besoin vers un volume variable en cours de journée :
    besoin à la hausse pour les pointes du matin et soir et **besoin à la baisse pour les creux d'après-midi et de nuit**

- **Contraintes externes impactant le processus de contractualisation RR-RC**
  - Adaptation de la RR-RC pour **ISP 15 d'ici 2025**
  - **Fin** de la contractualisation en appel d'offre **annuel en 2026** (maximum semestriel)
  - Arrivée de **MARI en 2025-26 (SA) et 2027 (DA)**

4 besoins exploitation, marché, règlementaire et opérationnel à couvrir

A **Renforcer & optimiser la sécurité du système**

Garantir un volume minimum offert sur le MA pour faire face à l'incident dimensionnant aussi bien qu'aux déséquilibres

B **Favoriser l'arrivée des nouvelles flex**

Faire émerger des nouveaux gisements de réserve manuelle notamment à la baisse avec les EnR

C **Standardiser**

Disposer de réserve standard type « mFRR » et « RR » en capacité (pouvoir partager / échanger la réserve avec d'autres GRT) et en énergie (garantir un volume minimum offert sur les plateformes pour couvrir les besoins SA et DA)

D **Simplifier**

Rendre les réserves manuelles contractualisées contrôlables (au sens pénalités) plus facilement (processus opérationnel et SI) – Réduire les risques d'erreurs pour les acteurs et pour RTE

4 besoins exploitation, marché, règlementaire et opérationnel à couvrir

A — Renforcer & optimiser la sécurité du système

- A_1 Faire face à l'incident dimensionnant et aux déséquilibres à la hausse (arrivée de FLA 3 ~1700 MW)
- A_2 Faire face à l'incident dimensionnant et aux déséquilibres à la baisse (perte pompage 1280 MW)
- A_3 Disposer d'une réserve disponible à tout moment de la journée (pas de gestion du stock par RTE) (1)
- A_4 Optimiser le volume contractualisé en fonction des « moments » de l'année (ou de la journée (2)) et en lien avec les autres dimensionnements (aFRR)

(1) peu/pas pertinent sans réduction du pas de contractualisation – voir point B_1

(2) nécessite la réduction du pas de contractualisation – voir point B_1

B — Favoriser l'arrivée des nouvelles flex

- B_1 Permettre une contractualisation à un pas de temps inférieur à la journée (ex : horaire, 2h ou 4h)
- B_2 Contractualiser à la hausse et à la baisse
- B_3 Permettre d'avoir des liens entre offres reflétant les contraintes des acteurs

C — Standardiser

- C_1 Contractualiser (et activer) de la mFRR/RR standard en activation « programmée » (SA) (3)
- C_2 Contractualiser (et activer) de la mFRR standard en activation « directe » (DA) (3)
- C_3 Aligner / mutualiser la pré-qualification standard énergie (TERRE & MARI) / capacité (4)

(3) garantit un volume minimum offert sur les plateformes en énergie (TERRE/MARI) pour couvrir les besoins avec activation en énergie via TERRE et MARI (sans filtrage), et dépôt / activation en spécifique uniquement en cas de « backup » des plateformes std

(4) La préqualification aux produits standard d'énergie TERRE/MARI et son processus de suivi/maintien fait office d'agrément pour la capacité – préqualification obligatoire (yc DOmin 15')

D — Simplifier

- D_1 Abandonner / rationaliser les listes d'engagement (LE) et les contrôles déclaratifs (CUO) (5)
- D_2 Abandonner les contrôles spécifiques à l'activation

(5) Les CUO des offres étant standard, un « simple » contrôle du volume offert par les acteurs permet de vérifier leurs engagements

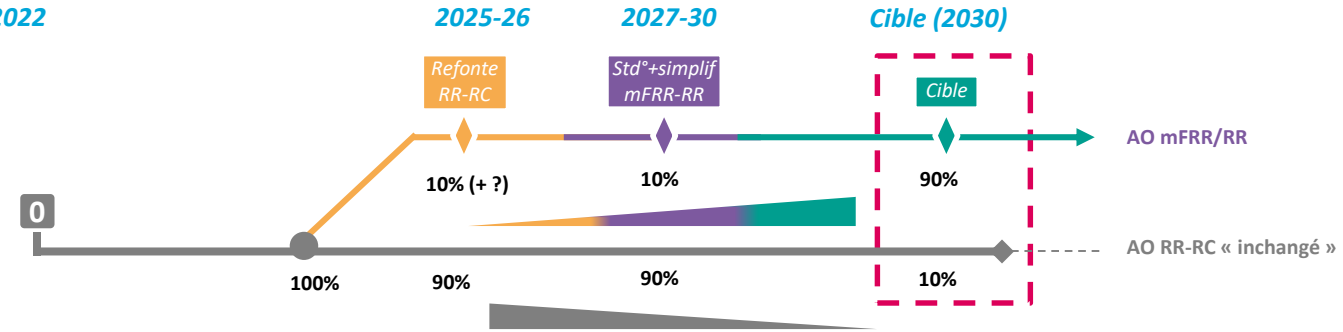
Les types de produits et temporalités de contractualisation envisagés (en réflexion)

STATUT Produit	TYPE RESERVE	SENS	CUO	PAS DE CONTRACTUALISATION	DIMENSIONNEMENT	CONTRACTUALISATION POSSIBLE ?
✓ Existe	mFRR	hausse	spécifique	Au pas 24h (Peut être géré avec un pas 2h)	Aléa dimensionnement historique	AO LT et AO J-1 ?
❑ Nouveau	mFRR	hausse	spécifique	Au pas 2h (nouveau)	Besoin pic hiver	AO J-1 ?
❑ Nouveau	mFRR	**Baisse**	spécifique	Au pas 2h (nouveau)	Besoin creux de nuit et apm	AO J-1 ?
✓ Existe	RR	hausse	spécifique	Au pas 24h (Peut être géré avec un pas 2h)	Aléa dimensionnement historique	AO LT et AO J-1 ?
❑ Nouveau	RR	hausse	spécifique	Au pas 2h (nouveau)	Besoin pic hiver	AO J-1 ?
❑ Nouveau	mFRR	hausse	**standard**	Au pas 2h (nouveau)	Besoin pic hiver	AO J-1 ?
❑ Nouveau	mFRR	**Baisse**	**standard**	Au pas 2h (nouveau)	Besoin creux de nuit et apm	AO J-1 ?

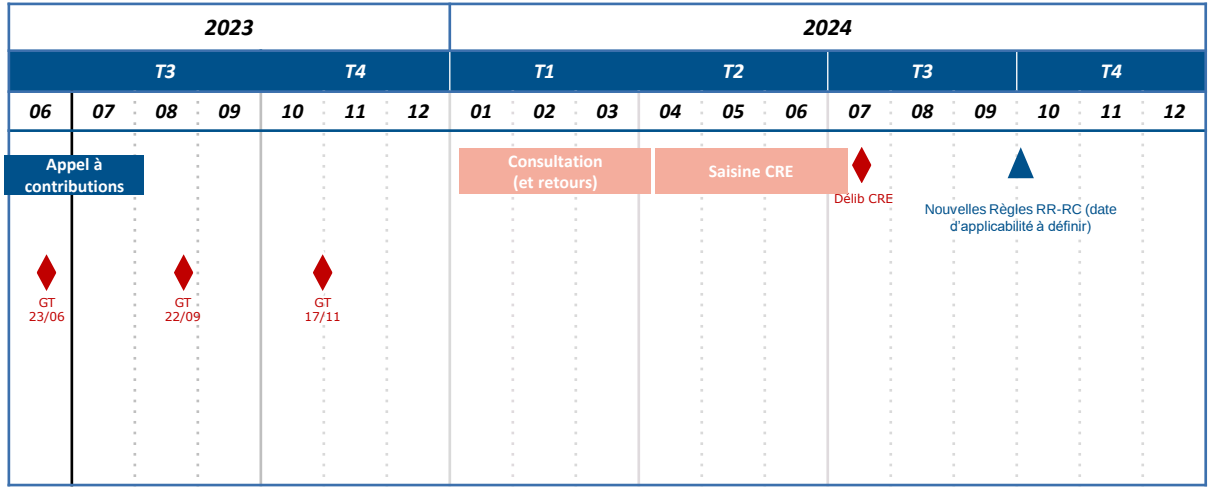
Scénario d'une refonte progressive privilégié (à ce stade des réflexions)

Scénario progressif :

- ✓ *Ajout des nouveaux produits requis*
- ✓ *Refonte et Standardisation **progressive***
- ✓ *Possibilité de fallback*



Calendrier de consultation



Phases du projet :

- **2023 : Cadrage**
  - Recueil du besoin, conception de la solution (produits, dimensionnement, contractualisation), analyse des impacts sur la chaine opérationnelle, raffinement du besoin
  - Questionnaire envoyé aux acteurs et partage en GT
- **2024 : Préparation de nouvelles règles et de l'implémentation**
  - Consultation des acteurs
  - Saisine CRE
  - Développements SI, insertion

➔ Démarrage **au plus tôt** du premier jalon au **1er janvier 2025**

4 Travaux de refonte du mécapa

Deux chantiers distincts à mener parallèlement en 2023

1

Mécanisme actuel

Préparation et mise en œuvre du prochain jeu de règles v4.1

Définition de certains paramètres pour l'AL 2025 (prix administré, etc.) et de la date d'ouverture des échanges

La plupart des paramètres prévus pour 2024 sont reconduits pour 2025 ($C_{filière}$, contraintes de stock, vecteur de température extrême)



Définition de ces paramètres dans le cadre du Bilan prévisionnel 2023

Mesures diverses (suppression rétroactive des frais de rééquilibrage à la hausse pour l'AL 2022 et 2023, etc.)

→ Un GT et un appel à contributions spécifiques seront dédiés à la précision de ces mesures et paramètres.

Deux chantiers distincts à mener parallèlement en 2023

2

Futur mécanisme de capacité

Finalisation de la conception du mécanisme

Le contexte de la concertation a significativement évolué en quelques mois :

- Plusieurs incertitudes, liées essentiellement au contexte inédit de crise énergétique et aux perspectives de **réforme du *market design* au niveau européen**, sont dès l'origine identifiées comme pouvant perturber les travaux de refonte.
- **A l'échelle nationale, RTE a lancé les travaux autour du prochain Bilan prévisionnel** qui portera sur l'horizon 2025-2035, c'est-à-dire l'horizon du futur mécanisme.

→ L'objectif d'une mise en œuvre du futur mécanisme à l'horizon de l'hiver 2026-2027 implique d'en avoir finalisé le design d'ici à **fin 2023/début 2024**, de façon à préparer le cycle d'échanges avec la DG COMP et la notification du mécanisme au titre des aides d'Etat qui suivra la réforme des marchés de l'électricité.

Futur mécanisme : un design à finaliser d'ici fin 2023, en précisant le « portrait-robot » achevé fin 2022

1. **Une architecture centralisée (transfert vers l'Etat/RTE du risque de dimensionnement en contrepartie d'une simplification très significative) :**
   - ✓ Définition et contractualisation par RTE du volume de capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement
   - ✓ Une ou deux enchères pour chaque année de livraison et transparence accrue de la formation du prix

2. **Un financement ne reposant plus sur des acteurs obligés** mais sur les consommateurs, possiblement via un « terme tarifaire » ou les fournisseurs

3. **Une période de livraison correspondant à l'hiver électrique**, à cheval sur deux années civiles

4. **Un mécanisme conservant le rôle d'inciter à l'investissement** dans de nouvelles capacités lorsque cela est nécessaire pour la sécurité d'approvisionnement en les sécurisant à long terme au moyen de **contrats pluriannuels**

5. **Un périmètre par principe *market-wide*** à adapter en fonction de l'issue de la réforme du *market design* et de la mise en œuvre de **dispositifs redistributifs exogènes** (CfD, etc.) ou **endogènes** (plafonds de prix, etc.) au mécanisme

Un programme de travail en deux étapes pour tenir compte du contexte de la refonte et stabiliser le *design* à fin 2023

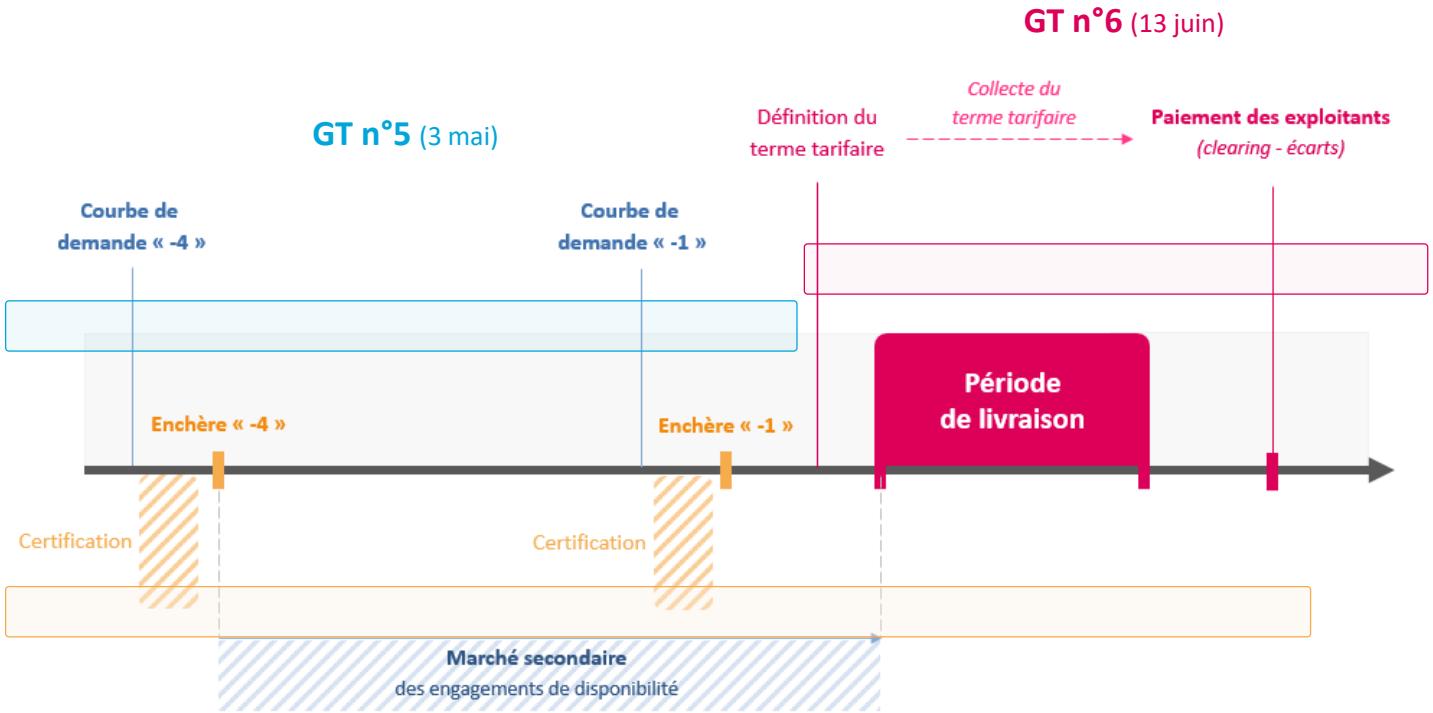
Sujets traitables « avant l'été »

GT 5	Demande centralisée (définition du besoin / construction de la courbe de demande / enchères)	3 mai
GT 6	Financement - *Finalisation du choix entre modèle 2 (fournisseurs) et modèle 3 (terme tarifaire)* - *Design du terme tarifaire, des flux financiers et modalités d'intégration dans les structures tarifaires*	13 juin
GT 7	Certification, rééquilibrage/marché secondaire et contrôle de disponibilité - *Sélection des principes actuels de fonctionnement à conserver* - *Définition de l'engagement de disponibilité (plages, signal), sur la base des résultats du BP* - *Définition du fonctionnement du marché secondaire*	12 juillet

Sujets traitables « après l'été »

- Contrats de long terme *(modalités d'octroi et de rémunération, articulation avec l'AOE, etc.)*
- Périmètre et encadrement de la rémunération capacitaire *(périmètres envisageables, modalités d'encadrement, etc.)*
- Déploiement de la participation transfrontalière approfondie (sous réserve d'évolution du cadre européen)

Les GT menés avant l'été auront permis d'explorer les pistes de fonctionnement d'un mécanisme pouvant être mis en œuvre « toutes choses égales par ailleurs »



Prochaines étapes : poursuite d'une importante séquence liée au mécanisme de capacité dans les prochaines semaines

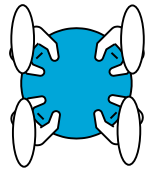
Thèmes à aborder « avant l'été »

1. **GT n°5 – Demande centralisée** — 3 mai
   - *Définition du besoin / courbe de demande / enchères*
2. **GT n°6 – Financement du futur mécanisme de capacité** — 13 juin
   - *Choix entre modèle fournisseurs et modèle de terme tarifaire*
   - *Design du terme tarifaire, des flux financiers et modalités d'intégration dans les structures tarifaires*
3. **GT « Sécurité d'approvisionnement » dans le cadre du Bilan prévisionnel** — **28 juin**
   - Cadrage du diagnostic de sécurité d'approvisionnement sur la période 2023-2035
4. **GT « Economie » dans le cadre du Bilan prévisionnel** — **Début juillet (*tbc*)**
   - Justification sur le plan économique du besoin d'un mécanisme de capacité sur la période 2025-2035
5. **GT « Paramétrage de l'AL 2025 »** — **Semaine du 10 juillet (*tbc*)**
   + appel à contributions à suivre
6. **GT n°7 – Certification, rééquilibrage/marché secondaire et contrôle de disponibilité** — **12 juillet**
   - Sélection des principes actuels de fonctionnement à conserver
   - Définition des principes de l'engagement de disponibilité (plages, signal)
   - Fonctionnement du marché secondaire

5 AOB et conclusion

Participer aux GT/AT de la CAM ou aux sessions plénières

Pour vous inscrire aux listes de diffusion relatives aux groupes de travail (GT) et aux ateliers techniques (AT) organisés dans le cadre de la Commission Accès au Marché (CAM) du Comité des Clients Utilisateurs du Réseau de Transport d'Electricité (CURTE), ou pour rejoindre la liste de diffusion de la plénière CAM, merci de **faire la demande** uniquement à la BAL suivante :





RTE-CONCERTE-CAM@rte-france.com

et de **préciser** le ou les groupes auxquels vous souhaitez participer :



- ❑ Sessions plénières de la CAM
- ❑ *GT RR-RC*
- ❑ *GT MA*
- ❑ *GT SSY*
- ❑ *GT RE*
- ❑ *GT NEBEF*
- ❑ *GT Interruptibilité*
- ❑ *AT dédiés aux responsables de programmation (RP)*
- ❑ *AT dédiés aux acteurs d'ajustement (AA)*
- ❑ *AT dédiés aux responsables de réserve (RR)*
- ❑ *AT dédiés aux responsables d'équilibre (RE)*
- ❑ *AT dédiés aux GRD et ELD*
- ❑ *AT dédiés aux opérateurs d'effacement (OE)*

Le réseau de transport d'électricité

Merci!

Copyright RTE – 2022. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité (RTE)