Le réseau de transport d'électricité

GT Stockage

4 juillet 2023

Accessibilité libre

Version présentation

Copyright RTE – 2021. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité (RTE)

SOMMAIRE

1. Actualités

- Modalités d'inscription aux listes de diffusion des GT de la CAM
- Etat des lieux du stockage en France
- Focus Tmin LER
- Cartographie des contraintes résiduelles

2. Retour sur la consultation de l'été 2022 portant sur l'AO stockage

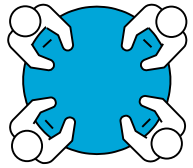
3. Bilan de l'appel d'offre flexibilité expérimental de la zone de Perquie

4. Participation du stockage aux SSYf : rappel des grands principes

1 Points d’actualité

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 Effacement Transverse*
- ❑ *GT Stockage*
- ❑ *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 relatifs aux effacements*

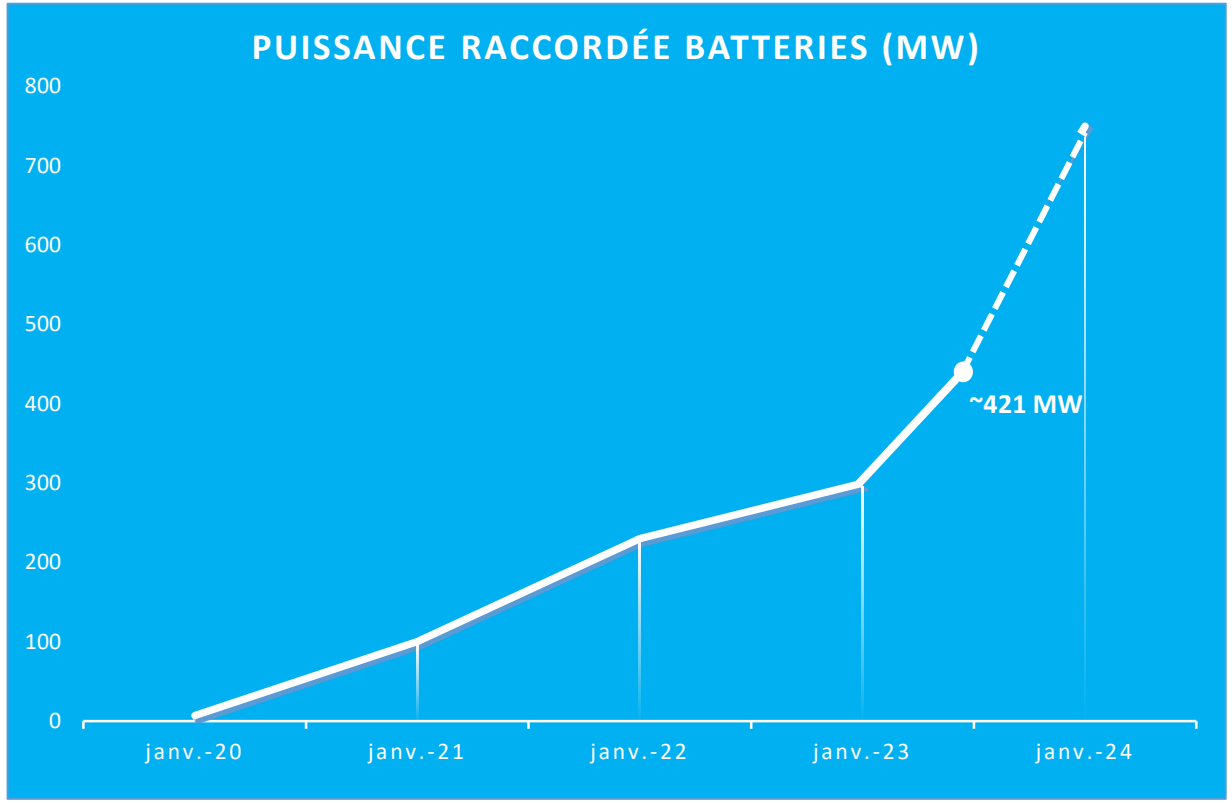
Etat des lieux du stockage en France

A date,

421 MW de batteries (136 MW en HTB et 285 MW en HTA) sont certifiées pour participer à la réserve primaire (FCR) **pour 514 MW** de réserve primaire pour 2023.

Les batteries certifiées représentent aujourd'hui environ 81% de la réserve primaire.

NB : la puissance certifiée ne correspond pas à la puissance raccordée



Tmin LER

- L'Article 156(11) de SOGL demande aux GRTs de réaliser une analyse coûts bénéfices sur le Tmin LER.

- Une première analyse a été fournie fin 2021 par les GRTs aux régulateurs. Celle-ci met en avant :
  - La pertinence d'un Tmin 30', notamment en raison de la présence des LLEFD (Long Lasting Extraordinary Frequency Deviations) ;
  - L'importance d'avoir une période transitoire pour appliquer ce Tmin du fait de la différence des modèles en Europe.

  Les régulateurs ont réclamé suite à ce livrables **des analyses supplémentaires.**

- Ces analyses s'articulent autour de 2 axes :
  - Mise à jour du coût de la FCR (LER et non LER) : une consultation sera lancée fin 2023 sur la base des résultats de l'étude ;
  - Perspective de réduction des LLEFD au regard des projets en cours.

⇒ **Ces entrants serviront à mettre à jour l'Analyse Coûts Bénéfices pour fournir un livrable aux régulateurs au S2 2024.**

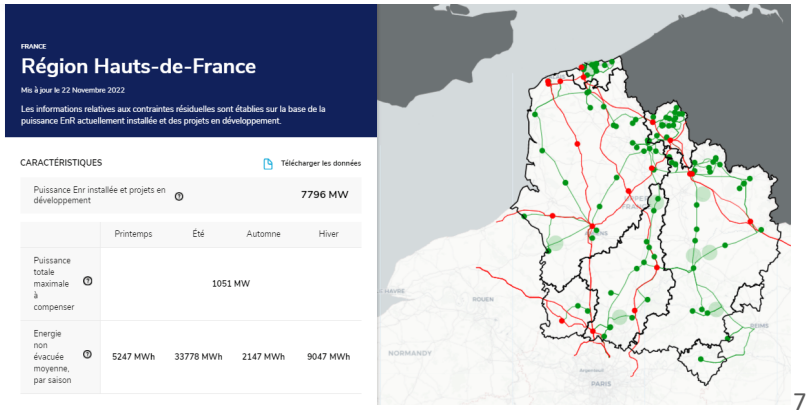
Publication des contraintes résiduelles

- ✓ La cartographie des contraintes résiduelles donne une indication sur la localisation des contraintes sur le réseau de transport d'électricité à d'éventuels porteurs de projets.
- ✓ Elle couvre depuis Novembre 2022 l'ensemble des régions de France métropolitaine hors Corse
- ✓ Les contraintes concernées par cette publication sont les **contraintes résiduelles** (à traiter en préventif) **prévues à un horizon de 3 à 5 ans** sur le réseau de transport d'électricité après adaptation du réseau aux besoins à cette échéance.
- ✓ Elles tiennent compte des **capacités EnR déjà installées ainsi que les projets EnR en développement.**



https://www.contraintes-reseau-s3renr-rte.com/

- **Rappel :**
  - Ces contraintes ne feront pas l'objet d'AO de type AO Flex : RTE a déjà fait l'arbitrage entre renforcer le réseau et avoir recours à de l'écrêtement de production
  - Comme indiqué au GT du 28/10/2021, la participation des flexibilités à la résolution de ces contraintes se fera sans engagement de disponibilité car l'écrêtement ENR est le levier par défaut



2 Retour sur la consultation de l'été 2022 portant sur l'AO Stockage

Rappel du cadre juridique d'un AO stockage

Cadre juridique :

- **La loi n°2021-1104 du 22 août 2021** portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets prévoit le cadre d'un AO Stockage à savoir :
  - **«** ***lorsque les capacités de stockage ne répondent pas aux objectifs de la PPE***
  - ***ou lorsque le bilan prévisionnel de RTE met en avant des besoins de flexibilités*** **»** [L.352-1-1 du code de l'énergie]
- **Le décret d'application du 7 mai 2022** fixe les modalités de la procédure de mise en œuvre des appels d'offres stockage et renvoie à un cahier des charges pour la définition plus précise des objectifs, du design et des caractéristiques.
- Il est confié **à RTE le rôle d'organiser la concertation sur les modalités techniques** de mise à disposition des capacités flexibles en association avec les professionnels et les GRD en vue de définir le ou les cahiers des charges du ou des futurs AO Stockage.

En conséquence, l'inscription préalable **d'objectifs de développement de la filière stockage dans la PPE ou dans le bilan prévisionnel de RTE** reste un prérequis à la mise en œuvre des AO Stockage.

La consultation a eu lieu dans le cadre de la préparation de la PPE et du BP de RTE.

La consultation et les répondants

La consultation a été ouverte lors du GT Stockage **du 15 juin au 15 août 2022**

9 contributions ont été soumises.

Elles représentent un **panel assez diversifié de la filière** : stockeurs, agrégateurs, associations professionnelles.

Les questions portaient sur :

- **Le modèle économique** à court et moyen terme de la filière stockage,
- **Les éventuels objectifs de déploiement** à fixer dans la PPE,
- **Les freins au développement / les défaillances marché,**
- **Les besoins en termes de soutien** et les caractéristiques d'un éventuel dispositif de soutien.

3 messages ressortent de cette consultation

1. **Un consensus sur le modèle économique, perçu comme fragile, et sur les freins au développement**
2. **Peu d'acteurs s'expriment sur des objectifs de déploiement chiffrés**
3. **Une demande pour un soutien à long terme qui dérisque le modèle d'affaires**

1 Un consensus sur le modèle économique, perçu comme fragile, et sur les freins au développement

Les projets de stockage trouvent leur équilibre économique dans le cumul de valeur, aujourd'hui MECAPA + FCR.

Cet équilibre est fragile, et les acteurs s'accordent sur les **facteurs de cette fragilité** :

— **Possibilités de valorisation limitées**

- Cannibalisation de la FCR, avec baisse des prix (notamment suite à l'AOLT et l'émergence de gros projets) ; 514 MW de FCR et plus de 700 MW de stockage attendus pour fin 2023 ;
- Absence de visibilité sur la relance des AOJ aFRR ;
- Difficultés affectant le multiservices, qui empêche le cumul de valeurs et nuit à l'équilibre économique.

— **Période d'incertitudes multiples**

- Volatilité des prix de l'énergie : les mécanismes actuels ne leur permettent pas d'avoir des signaux de prix long terme et donc de sécuriser leur investissement ;
- Un acteur met en avant les incertitudes sur le TminLER, avec surcoût de dimensionnement ;
- Incertitude sur le prix et la disponibilité des composants batterie.

1 Un consensus sur le modèle économique, perçu comme fragile, et sur les freins au développement

Cet équilibre est fragile, et les acteurs s'accordent sur les **facteurs de cette fragilité** :

- **Manque de visibilité sur la levée (ou le renforcement) des contraintes techniques** qui permettrait la valorisation des projets hybrides production + stockage (agrégation EDA / EDR mixtes)
- **Demandes sur le TURPE** (abattements type STEP/électro-intensifs, exemption pour cause de service, pas de double tarification soutirage/timbre d'injection…)

Quelques acteurs ont des points spécifiques :

- Un acteur perçoit le réseau comme élément limitant de la transition écologique ;
- Un acteur considère que le passage à 96 guichets réduirait de 30% les coûts de CAPEX.

2 Peu d’acteurs s’expriment sur des objectifs de déploiement chiffrés

Plusieurs acteurs insistent sur l’importance d’avoir des objectifs de déploiement de flexibilités en général, ou de stockage en particulier.

- Ces objectifs seraient **à décliner selon les scenarii de RTE, aux différents horizons** Infra-J, journalier, hebdo, voire saisonnier.
- **L’ATEE recommande de donner des objectifs en termes de flexibilité**, sans viser exclusivement le stockage.
- Un acteur propose d’établir les objectifs en **prenant pour référence les perspectives d’effacement évoquées dans les BP de RTE.**
- Seuls **deux acteurs font des propositions chiffrées** :
  - + 5 à 10 GW pour 2028, alignés sur la prod ENR ;
  - +1,5 GW pour le stockage journalier pour 2025.

3 Demande pour un soutien à long terme dé risquant le modèle d'affaires

Les acteurs sont favorables à la mise en œuvre d'un mécanisme de soutien. Ils convergent sur la nécessité de soutenir des actifs déjà en place ou en projet, en sécurisant les mécanismes de valorisation existants.

S'il y a un nouvel AO :

- Il devrait **concerner l'ensemble des projets**, existants ou à développer.
- Il devrait spécifier un (ou plusieurs) **besoin**, pas viser une technologie en particulier.
- Les acteurs ne pourront pas vivre du seul service subventionné : il sera nécessaire de clarifier l'**articulation de ce mécanisme avec les mécanismes existants**.
- Il devrait permettre une **contractualisation long terme avec un signal de prix fixé** pour sécuriser l'investissement.

D'éventuelles opportunités de valeur sont évoquées par plusieurs acteurs :

- Un acteur mentionne les **SSY tension ;**
- Un acteur mentionne la g**estion des écarts de fréquence déterministes** – un autre le passage des heures rondes ;
- Un acteur mentionne **AO aFRR** sur un volume limité ouvert aux seuls stockeurs.

Certains acteurs soulignent qu'avec déjà près d'un 1GW de capacités installées à court terme, les stockeurs n'ont pas besoin de subventions pour s'installer.

L'enjeu n'est pas de développer la filière mais de renforcer son intégration par rapport aux ENR et de faciliter le déploiement de sites hybrides.

Quelle finalité pour cet AO Stockage ?

Les contributions des acteurs nous conduisent à interroger l'objet d'un appel d'offres Stockage.

- **Le Bilan Prévisionnel et Futurs Energétiques 2050 de RTE ne font pas état à date d'un besoin de stockage à moyen terme (2030).**

  En attente du BP 2023 viendra clarifier les hypothèses. Ce BP révisé pourrait ouvrir des perspectives justifiant de la mise en place d'un AO Stockage ;

- **Le besoin identifié par RTE concerne des batteries de 4h, dès les prochains hivers** et jusqu'au retour du fonctionnement nominal du parc nucléaire français (~2025). L**'AO n'est pas adapté pour répondre à ce besoin court terme** compte tenu des délais administratifs et des délais de raccordement ;

- **Selon les acteurs, ce n'est pas tant l'arrivée de nouveaux actifs qui doit être soutenue que la valorisation de leur contribution au système électrique et à la transition énergétique.** Aujourd'hui, celle-ci est sujette à trop d'incertitudes ce qui nuit à son développement.

Ces résultats ont été partagés en août 2022 avec la DGEC.

3 Bilan de l’appel d’offre flexibilité expérimental de la zone de Perquie

Rappel des objectifs et grands principes de l'AO Flexibilités

Objectifs de l'AO flexibilités

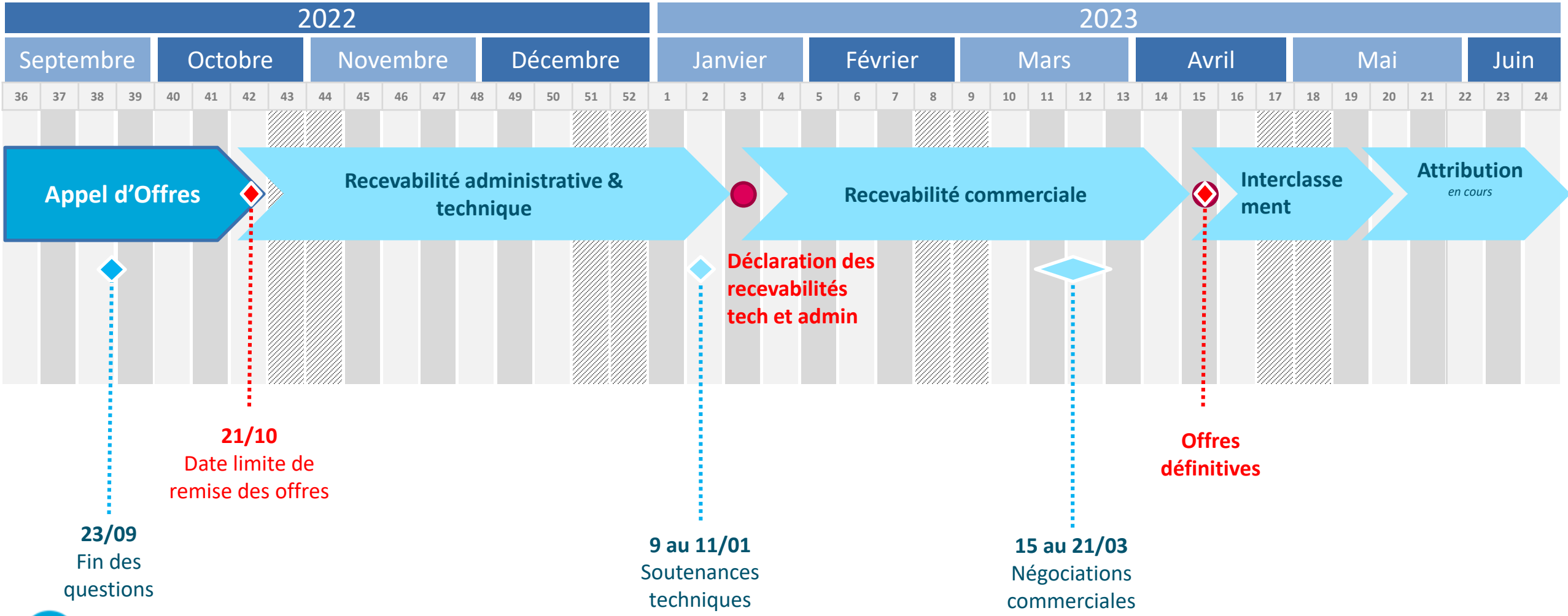
- L'AO flexibilités doit permettre de **tester la capacité de flexibilités à résoudre des congestions nécessitant a priori un investissement réseau (contrainte structurelle).**
- Le service offert par les flexibilités permettrait de **reporter ou d'éviter l'investissement considéré**.
- La **flexibilité offerte par le lauréat serait activée via NAZA, en priorité** (ie avant l'écrêtement de production), à chaque occurrence de congestion et dans la limite de sa disponibilité contractualisée.

Grands principes

- Un AO (ou un Lot) par zone, **un lauréat par zone.**
- Caractérisation fine de la contrainte sur les différentes zones.
- **Éligibilité : restreinte aux flexibilités HTB** pour les premiers AO ; les offres de consommation sont exclues.
- **Nature du service : service de soutirage**.
- Durée du contrat : **5 ans avec 5 extensions optionnelles**, d'un an chacune.
- **Engagement de l'acteur** : mise à disposition d'un volume minimal (MWh) par période d'engagement de 6 mois (une période hiver et une période été) dans la limite de la puissance maximale d'activation indiquée par le lauréat
- Rémunération selon une **prime fixe annuelle (€) et une prime variable à l'activation (€/MWh)** proposées dans l'offre du candidat.
- Modalités d'activation : **pas de délai de prévenance.** La flexibilité sera activée, dans **un délai court (10 secondes) par automate de zone NAZA.**
- Principe d'interclassement :

le coût de la flexibilité (fixe + variable) + le coût de l'écrêtement résiduel < **coût de l'investissement réseau annualisé + le coût de l'écrêtement résiduel**

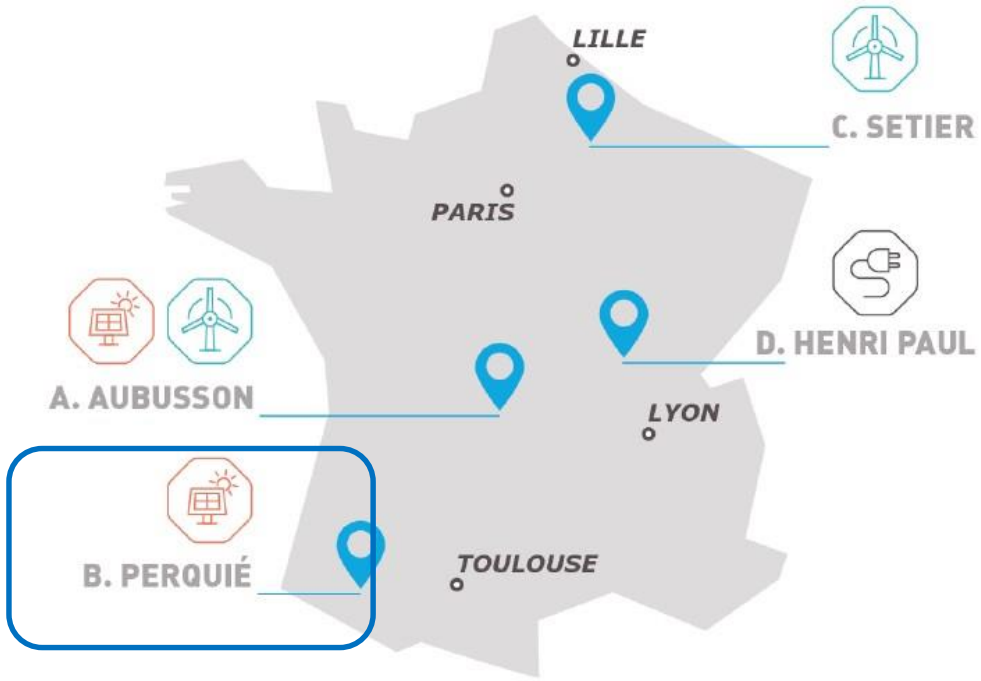
Le calendrier de l'AO Flexibilités expérimental



3.1 Les caractéristiques des offres

La zone choisie : candidate idéale pour l'AO flexibilité

Sur les 4 zones pressenties, seule la zone de Perquie a été retenue et a fait l'objet d'un AO



– PERQUIE –

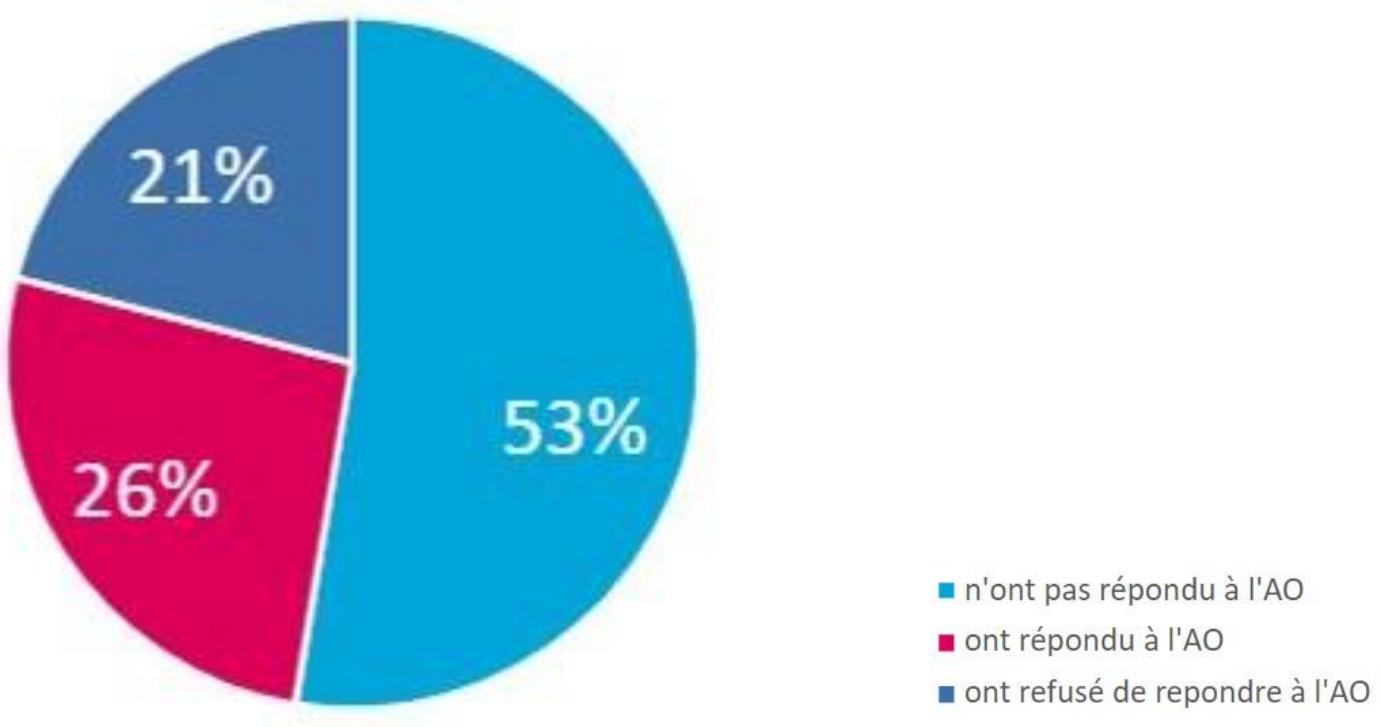
Zone "candidate idéale" pour la solution flexibilité

- Zone de contraintes d'évacuation de production PV donc prévisible ;
- Zone en antenne avec un coefficient d'influencement à 100 % ;
- Solution réseau très coûteuse et pas très efficace (arbitrage avec la construction d'une liaison souterraine 63 kV).

AO lancé en juin 2022

Les candidats à l’appel d’offre

Parmi les acteurs ayant candidaté à l'avis de marché, RTE a reçu 6 offres



Les principales caractéristiques des offres des candidats

Un dimensionnement de la batterie

Le stockage devant être raccordé en antenne sur un poste HTB1, sa $P_{installée}$ doit être inférieure à 100 MW.

Le dimensionnement de la batterie oscille entre 30 MW/60 MWh et 59 MW/125 MWh.

Un taux de couverture de la contrainte variable

Pour une contrainte de **31 594 MWh/an**, le **taux de couverture de la contrainte varie selon les offres entre 28% et 58%** de la contrainte. Cela influence l'interclassement puisque les limitations d'EnR induites sont prises en charge.

Une rémunération fondée sur une prime fixe

Les stockeurs n'ont pas déposé d'offres fondées sur une prime variable **à l'activation (€/MWh)**.

Les stockeurs ont déposé des offres fondées uniquement sur une prime **fixe annuelle (€) dont le montant a évolué suite aux négociations.**

Des candidats ont proposé des offres gratuites.

Les principales caractéristiques des offres des candidats



Les stockeurs se rémunèrent principalement sur le marché

- **L'AO flexibilité ne permet d'assurer que 10 à 15 % de la rentabilité des stockeurs.**

- Les candidats nous ont indiqué se rémunérer essentiellement sur les mécanismes de marché :
  - A titre principal **sur les SSYf : FCR et aFRR**
  - Et subsidiairement : Marché de gros (day ahead et intra day), Mécanisme d'ajustement et Mécanisme de capacité.

- **Le REX confirme les analyses du SDDR 2019 :**

  Le gain réseau accessible par les batteries représentait environ 10% des coûts d'une batterie dimensionnée à quatre heures de stock à l'horizon 2035 (entre 5 et 15% selon les autres hypothèses).

3.2 L’appréciation des offres et leur mise en concurrence

Recevabilité technique : critères étudiés

Conformité administrative

Recevabilité technique

Soutenance technique

Recevabilité commerciale

Négociations

Interclassement et attribution

Signature RTE

Notification et signature Titulaire

Pour être recevable techniquement, l'offre du Candidat doit remplir l'ensemble des critères définis :

Critère de recevabilité (résumé)
1. La solution de flexibilité est une solution de stockage ;
2. La solution de flexibilité permet une réinjection de l'énergie sur le RPT ;
3. La solution de flexibilité sera raccordée au RPT selon les conditions décrites à l'article 3.1 ;
4. Le planning prévisionnel permet le respect des jalons contractuels définis dans le Contrat et la fourniture du service au plus tard à la Date de Seuil de Déclenchement ;
5. La solution technique permet l'activation de sa solution de flexibilité par un Automate Réseau, conformément aux exigences définies à l'article 5.1 ;
6. La solution technique permet l'activation de la flexibilité dans les délais précisés à l'article 5.1.1 ;
7. Les Volumes d'Engagement proposés sont inférieurs ou égaux aux volumes maximum théoriquement réalisables par une flexibilité présentant les mêmes caractéristiques techniques, cf 4.2.2.1 ;
8. Les Volumes d'Engagement annuels varient, dans la limite des bornes définies à l'article 4.2.2.2 ;
9. Les moyens de réalisation des tests décrits à l'article 5.3 sont détaillés ;
10. Le Candidat doit s'engager à respecter l'ensemble des exigences du Cahier des Charges.

Recevabilité technique : critères étudiés

Conformité administrative

Recevabilité technique

Soutenance technique

Recevabilité commerciale

Négociations

Interclassement et attribution

Signature RTE

Notification et signature Titulaire

Compte tenu du caractère expérimental de l'AO, une phase de soutenance technique a été organisée avec tous les candidats les 10 & 11 janvier

Elle a permis de vérifier les critères 5, 6 et 7 regrouper dans les points suivants :

- **Choix du dimensionnement** des batteries pour répondre aux services demandés ;
- **Méthode de calcul du rendement** et des pertes ;
- Description de la **solution technique complète permettant d'activer** l'actif en cas de contraintes, avec le délai et rampes d'activation demandés ;
- **Impact sur les différentes formes de contraintes** sur le RPT dans la zone (par exemple : forte puissance et faible durée ou faible puissance et étalée dans le temps) ;
- **Planning envisagé et moyens mis en œuvre pour les tests** (humains et matériels) ;
- **Services envisagés** dans le cadre d'autres mécanismes de marché proposés par RTE.

Toutes les offres ont été déclarées recevables techniquement.

Recevabilité commerciale :

Conformité administrative
Recevabilité technique
Soutenance technique
Recevabilité commerciale
Négociations
Interclassement et attribution
Signature RTE
Notification et signature Titulaire

Pour être recevable et interclassé, une offre doit vérifier le critère :

BILAN FLEXIBILITÉ

Coût de la flexibilité
(fixe + variable)

Coût de l'écrêtement résiduel

<

BILAN RÉSEAU – BORNE HAUTE 11M€

Coût de l'investissement annualisé
(+ maintenance)

Coût de l'écrêtement résiduel

Coût des pertes électriques sur le réseau

Toutes les offres ont été déclarées recevables commercialement.

Les enjeux de la phase de négociation

Conformité administrative

Recevabilité technique

Soutenance technique

Recevabilité commerciale

Négociations

Interclassement et attribution

Signature RTE

Notification et signature Titulaire

Au vu des offres commerciales reçues, une phase de soutenance commerciale a été organisée avec tous les candidats recevables commercialement entre le **15 et le 21 mars** :

Lors de ces soutenances, une phase de négociation commerciale s'est tenue.

Elle a permis de vérifier les points suivants :

- Présentation de l'offre commerciale du candidat
- Echange sur les réserves contractuelles émises ;
- Présentation d'une éventuelle contre-offre commerciale par le candidat.

Plusieurs candidats ont décidé de modifier leurs offres commerciales en baissant leur prime fixe ce qui a pu modifier les résultats de l'interclassement. Un candidat a retiré son offre.

A la fin de cette phase, les offres définitives des candidats ont été transmises le 11 avril 2023.

Focus sur les réserves :

Conformité administrative

Recevabilité technique

Soutenance technique

Recevabilité commerciale

Négociations

Interclassement et attribution

Signature RTE

Notification et signature Titulaire

Les offres des candidats ont justifié de revoir les modes de calcul des pénalités :

- **7.3.1.1 Défaillance entre la Date de Fourniture Attendue et la Date de Fourniture Effective du Service**

$$Pénalité = 35\% \times \max(PME_{moyen}; 0) \times min\left(VE_{période}; 80\% \times V_{théorique}\right) \times \frac{nb\ jours\ sans\ Service}{nb\ jours\ période}$$

- **7.3.2.1.2 Défaillance après la Date de Fourniture Effective du Service**

$$Pénalité = \left(\frac{Prime_{fixe}}{VE_{période}} + 35\% \times \max(PME_{moyen}; 0)\right) \times V_d$$

Interclassement : Comparaison des bilans de la flexibilité

Conformité administrative

Recevabilité technique

Soutenance technique

Recevabilité commerciale

Négociations

Interclassement et attribution

Signature RTE

Notification et signature Titulaire

Les offres respectant les critères de recevabilité technique et économique **sont interclassées** selon la formule suivante :

$$Bilan_{Flexibilité\ interclassement} = Bilan_{Flexibilité} + \sum_{t=1}^{10} \alpha_t \times \frac{Volume_{non\ réinjecté}(t) \times Coût_{ENE}(t)}{(1+4.5\%)^t}$$

Avec :

- α_t : le coefficient de pondération associé à l'année t
- $4{,}5\,\%$: le taux d'actualisation
- $Volume_{non\ réinjecté}(t)$: le volume des pertes d'énergie liées au rendement de la solution de flexibilité
- $Coût_{ENE}(t)$: la valorisation économique d'un MWh de production écrêtée sur le Réseau de Transport à l'année t (€/MWh). Ce coût est compris entre 65 €/MWh et 95 €/MWh et est considéré comme constant sur la Durée d'Engagement

Le Candidat ayant le $Bilan_{Flexibilité\ interclassement}$ le plus bas sera le Candidat retenu comme lauréat de l'Appel d'Offres flexibilités expérimental.

3.3 Le retour des acteurs sur l'AO flexibilité

Principales raisons au renoncement à candidater à l'AO

Nécessité du multiservice

- ✓ Le multiservice est indispensable à la rentabilité des stockeurs.

ORO horodatée trop contraignante

- ✓ L'offre de raccordement optimisée (ORO), même horodatée, impose **des contraintes de limitations jugées trop importantes** aux stockeurs pour leur permettre de se valoriser sur d'autres mécanismes de marché.

Part de risque élevée

- ✓ Du fait de la part de risque prise par le stockeur dans le cadre de cet AO, **certains acteurs n'ont souhaité se positionner**.
- ✓ La majorité des candidats ne se sont pas engagés sans réserves.

Une temporalité trop lointaine

- ✓ Un projet attendu dans 4 ans, **une temporalité trop lointaine** pour les stockeurs incompatible avec la vitesse de développement des projets stockage et les incertitudes sur le marché des flexibilité.

Manque de visibilité

- ✓ Les acteurs montrent cependant un intérêt pour les services de gestion de la congestion locale dans le but de leur fournir un complément de rémunération**.**
- ✓ **La durée du contrat de flexibilité de 5 ans est jugée trop courte.**

Principales réserves contractuelles émises par les candidats

Incertitude sur l'obtention des autorisations administratives



- ✓ Ajouter un cas de **résiliation sans faute en cas de non obtention des autorisations administratives**.
- ✓ Report de la date d'entrée en vigueur du contrat en cas de contentieux.

Incertitude sur l'ouverture de l'aFRR en 2024



- ✓ Souhait d'un nouveau cas de résiliation sans faute.

Clause d'imprévision et prise en compte de l'inflation



- ✓ Insérer une clause d'imprévision **en cas de refonte structurelle et fondamentale du marché** de l'électricité rendant l'exécution du contrat plus onéreuse.
- ✓ **Prendre en compte l'évolution des coûts de matières premières**.

Cap des responsabilités



- ✓ Définition du volume défaillant. La réserve revient à caper les pénalités appliquées au Client.
- ✓ Définir un p**lafond de plusieurs pénalités appliquées avant et après la date de Fourniture Effective du Service** égale à la rémunération du service.

Correction de PE



- ✓ Souhait d'une correction de la courbe de charge en plus de celle du RE permettant de ne pas financer le **coût de la fourniture d'électricité (cout réduit au TURPE).**

4 Participation du stockage aux SSYf : rappel des grands principes

Les critères d'aptitude bloquent aujourd'hui l'accès aux SSYf des sites sous ORO

5.2 Critères d'aptitude

«Critères d'Aptitude Concernant le Réglage Primaire de fréquence […] :

- La réponse instantanée théorique attendue de l'Entité de Réserve peut être limitée à la hausse (respectivement à la baisse) par la capacité de Réglage Primaire à la hausse (respectivement à la baisse) figurant au Programme de Marche de l'Entité de Réserve (en lien avec l'écrêtage indiqué à l'article 4.2.2) ; […]
- **La réponse en puissance, à la hausse ou à la baisse, doit pouvoir être maintenue sans limitation de durée en Etat Normal[1] du réseau.**
- En Etat d'Alerte[2] du réseau, la réponse en puissance, à la hausse ou à la baisse, doit pouvoir être maintenue sans limitation de durée pour les Entités de Réserve qui ne sont pas des Réservoirs à Energie Limitée.
- En Etat d'Alerte ou en Etat d'Urgence[3], les Entités de Réserve qui sont des Réservoirs à Energie Limitée doivent fournir le service de Réglage Primaire de fréquence et être en mesure de maintenir une activation complète de la Réserve Primaire correspondant à un écart supérieur ou égal à +200mHz (respectivement inférieur ou égal à -200mHz), pendant une durée de 15 minutes ou l'équivalent en énergie en cas d'écart de fréquence inférieur à 200mHz (respectivement supérieur à -200mHz). […]

Critères d'Aptitude pour le Réglage Secondaire de fréquence […] :

- La réponse en puissance de l'Entité de Réserve, à la hausse ou à la baisse, doit pouvoir être maintenue sur l'ensemble des pas ou l'Entité est programmée (a minima 30 min) ; »

[1]***Etat Normal du réseau*** *:*

« Situation dans laquelle le réseau se situe dans les limites de sécurité d'exploitation dans la situation N (situation dans laquelle aucun élément du réseau de transport n'est indisponible à la suite d'un aléa) et après la survenue d'un aléa figurant sur la liste des aléas, compte tenu de l'effet des actions correctives possibles. »

Néanmoins l'ambition initialement communiquée en GT Stockage 2022 visait un accès à minima partiel aux SSYf 1/2

GT Stockage 21/01/22

Dans le cadre d'une offre de raccordement optimisée (ORO), une installation de stockage raccordée en HTB pourra se voir imposer des limitations dans la mesure où le raccordement de l'installation est susceptible de faire apparaître ou d'aggraver des contraintes sur le réseau en injection et/ou en soutirage et que le demandeur n'a pas souhaité financer les renforcements nécessaires à la levée de ces contraintes.

2 types de limitations pourront être identifiées :

- Des **limitations préventives** (en N et N-1), qui ont une probabilité d'occurrence forte
- Des **limitations curatives** (en N-1), qui ont une probabilité d'occurrence faible

L'identification de limitations préventives est celle qui impacte le plus le demandeur dans la mesure où cela peut venir limiter la possibilité de participer aux SSYf (réserve primaire et réserve secondaire).

Ces principes s'appliqueront également dans le cadre d'un raccordement anticipé identifiant des limitations

	Limitations préventives	Limitations curatives
Mécanisme d'ajustement	**Pas de restriction à la participation** Défaillance possible au contrôle du réalisé si la limitation empêche de rendre le service →Les pénalités à la charge de l'acteur	
Réserves rapides et complémentaires	**Pas de restriction à la participation à date** Défaillance possible au contrôle du réalisé si la limitation empêche de rendre le service → Les pénalités à la charge de l'acteur + impact sur l'agrément (suspension)	
Services système fréquence	**Restriction à la participation** La restriction dépendra de la profondeur maximale des contraintes identifiées	**Pas de restriction à la participation à date** Défaillance possible au contrôle du réalisé si la limitation empêche de rendre le service → pénalités à la charge de l'acteur
Mécanisme de capacité	Une limitation en injection un jour PP2 pourra impacter le calcul du NCE (pas de neutralisation dans le cas d'une ORO) d'autant plus si elle conduit à un test défaillant Une limitation en soutirage pourra avoir un effet favorable sur le calcul de l'obligation si elle intervient un jour PP1	

Néanmoins l'ambition initialement communiquée en GT Stockage 2022 visait un accès à minima partiel aux SSYf 2/2

GT Stockage 21/01/22

En fonction de la nature permanente ou non de la limitation préventive , la restriction à la participation en SSYf ne prendra pas la même forme :

1 La limitation est permanente, il n'y a aucun moment où l'installation peut injecter/soutirer plus d'une certaine valeur

Ex : cette situation peut se rencontrer dans des cas où RTE impose un bridage de l'installation, en attendant par exemple la mise en service d'un automate pour gérer des contraintes

- Dans ce cas, RTE tiendra compte de ce bridage au moment de la certification en SSYf
- L'installation ne pourra pas être certifiée sur la base de sa Pmax et ne pourra être certifiée que sur la puissance qui peut être garantie à tout moment en N
- En effet, il n'est pas possible dans ce cas de réaliser les essais à la Pmax
- Si la valeur venait à évoluer, il serait nécessaire de procéder à une recertification

2 La limitation est ponctuelle, il y a des moments où l'installation peut injecter/soutirer plus

Ex : cas des limitations gérées par automate qui ne viennent limiter que lorsque cela est strictement nécessaire. Pour une installation de 50 MW dont la profondeur de contrainte max est estimée à 20 MW en injection, il y a des moments où l'installation peut injecter plus que 30 MW

- Dans ce cas, RTE ne tiendra pas compte de la limitation au moment de la certification en SSYf car il sera possible de réaliser les essais jusqu'à la Pmax
- La restriction sera alors au niveau de la programmation de l'EDR concernée qui ne pourra pas injecter/soutirer plus que la valeur autorisée *(i.e Pmax – la profondeur de contrainte)*
- Si les valeurs de limitations étaient amenées à évoluer, il ne sera pas nécessaire de recertifier la batterie (sauf si le mode de fonctionnement change)
- L'acteur tiendra compte des nouvelles valeurs possibles dans la programmation de son EDR

En pratique

- Ces dispositions annoncées en GT n'ont pas été explicitées de cette manière dans les règles v7.1.
- De plus, ces dispositions ne permettraient pas dans la plupart des cas aux installations limités de participer aux services systèmes car ils se retrouveraient empêché de programmer dès le premier MW.

CAS PRATIQUE

Voici l'exemple fictif de limitations préventives de l'Offre de Raccordement Optimisée pour une installation de stockage de 100 MW :

Période	Durée cumulée maximale des limitations à l'injection sur 5 ans (en heures)	Effacement maximal à l'injection (en MW)	Durée cumulée maximale des limitations au soutirage sur 5 ans (en heures)	Effacement maximal au soutirage (en MW)
Hiver	0h/an	20	0h/an	0
Été	200h/an	50	0h/an	0
Intersaison	90h/an	20	0h/an	0
Total	290h/an		0h/an	

L'installation de stockage pourrait être certifiée.

En revanche la programmation serait limitée à hauteur de la valeur autorisé à savoir 50 MW en été et 80 MW en hiver et intersaision.

En conclusion, l'installation de stockage ne pourrait pas participer aux SSYf à hauteur de l'intégralité de la capacité certifiée.

En pratique

- Ces dispositions annoncées en GT n'ont pas été explicitées de cette manière dans les règles v7.1.
- De plus, ces dispositions ne permettraient pas dans la plupart des cas aux installations limités de participer aux services systèmes car ils se retrouveraient empêché de programmer dès le premier MW.

CAS PRATIQUE

Voici l'exemple fictif de limitations préventives de l'Offre de Raccordement Optimisée pour une **installation de stockage de 100 MW** :

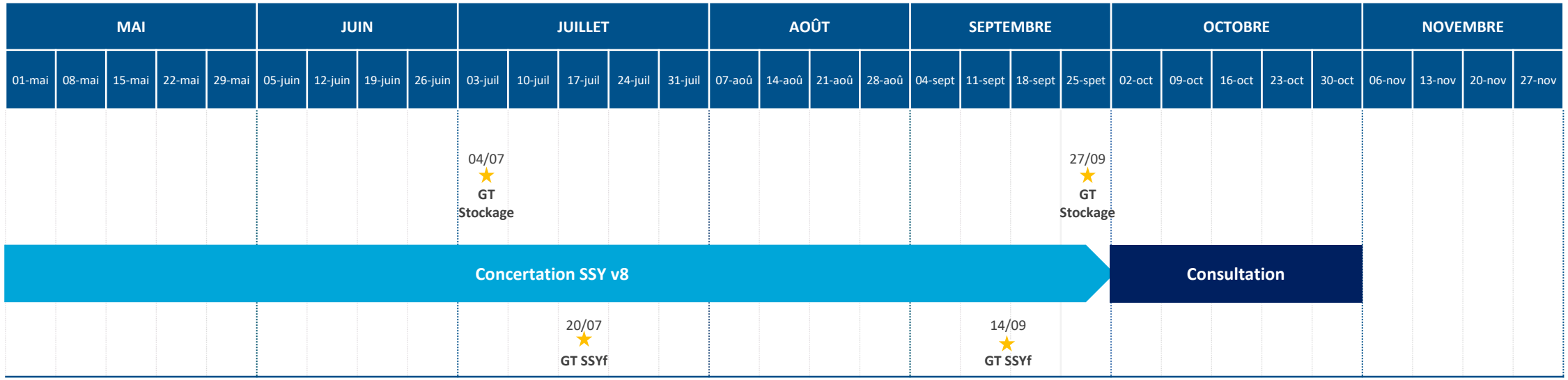
Période	**Durée cumulée maximale des limitations à l'injection sur 5 ans (en heures)**	**Effacement maximal à l'injection (en MW)**	**Durée cumulée maximale des limitations au soutirage sur 5 ans (en heures)**	**Effacement maximal au soutirage (en MW)**
Hiver	0h/an	100	0h/an	0
Été	200h/an	100	0h/an	0
Intersaison	90h/an	100	0h/an	0
Total	290h/an		0h/an	

En application des dispositions annoncées au GT Stockage 2022, l'installation de stockage n'a aucun intérêt à se être certifiée puisque la profondeur de la contrainte est égale à sa Pmax à savoir 100MW.

Ici, l'installation de stockage n'a aucun intérêt à être certifiée.

Une concertation en cours sur les règles SSYf

- Les prochaines dates du GT Services Systèmes fréquence :
  - Le 20 juillet
  - Le 15 septembre



Le réseau de transport d'électricité

Merci !

Copyright RTE – 2021. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité (RTE)