Le réseau de transport d'électricité

GT Producteurs et Stockeurs

09 octobre 2025

Présentation externe

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

Actualités

1. Grid forming : stockage non synchrone type C et D
2. Simplification contractuelle raccordement producteurs (convention de raccordement producteur)
3. Suite de la concertation « Evolution des règles sur les services systèmes tension »

Actualités

- Mise à jour de Cartostock **ce matin** :
  - Mise à jour des capacités sans contraintes
  - Publication des zones éligibles au tarif injection du TURPE (données téléchargeables)
  - Publication des zones éligibles au tarif soutirage du TURPE (données téléchargeables)
  - Publication des postes éligibles au gabarit « injection » et les capacités associées en MW

Les demandes peuvent être envoyées dès la publication de cette carte.

1 Grid forming : stockage non synchrone type C et D

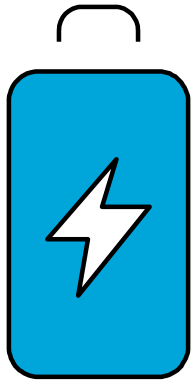
Objectifs

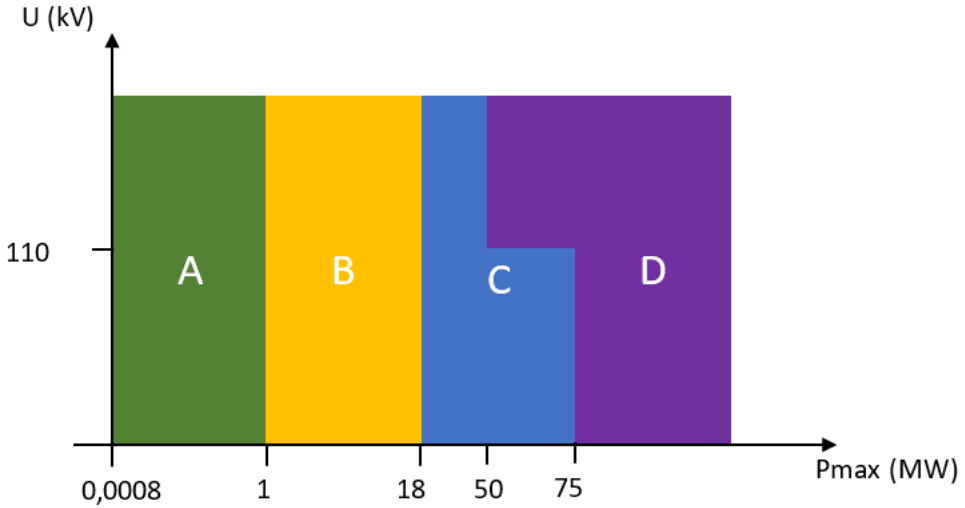
Comportement en Grid forming pour les unités de stockage non synchrone de type C et D afin de contribuer à la stabilité du système

En réunion **plénière de la Commission Accès au Réseau du 26/06/2025**, identification des **axes prioritaires** pour répondre aux évolutions du système électrique et de son fonctionnement, en cohérence avec les principes du SDDR.

Axe sur le renforcement de la contribution des clients en matière de gestion de la tension et de **stabilité du système**.

→ Lancement d'une concertation sur une exigence technique en comportement **Grid forming** dans les **limites constructives du matériel** des unités de **stockage non synchrone de type C et D**





Synthèse

1. La transformation du système électrique d'ici à 2030 et le déploiement d'électronique de puissance génère des **interactions entre convertisseurs**.

2. Les convertisseurs des unités non synchrones permettent d'atténuer le risque d'instabilité quand leur mode de contrôle est en **Grid forming.** Ce mode de contrôle est prévu dans la prochaine version du code RfG v2.

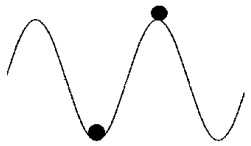
3. Les **unités de stockage non synchrone** permettent un contrôle en **grid forming dans les limites constructives déjà prévues par l'unité** (dimensionnement en puissance, en énergie) **sans interférer avec le fonctionnement de l'unité** (services systèmes ou injection/soutirage d'énergie).

4. En **Europe** et dans le monde, **le Grid Forming se déploie** et des projets sont déjà opérationnels.

5. **Programmation de 2 ateliers techniques les 4 et 17 novembre pour enrichir la proposition qui sera consultée par la suite.**

Le phénomène d'interactions entre convertisseurs va s'amplifier d'ici 2030 avec l'insertion des unités non synchrones sur le réseau

Le phénomène

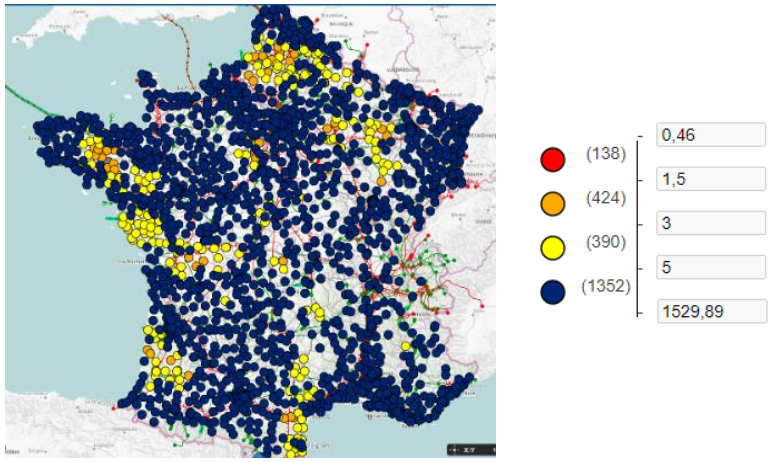


La « **stabilité des convertisseurs** » est un phénomène issu des **interactions entre convertisseurs**. Ces interactions peuvent prendre une multitude de formes avec une participation de différentes parties du contrôle, et des fréquences d'oscillations variables.

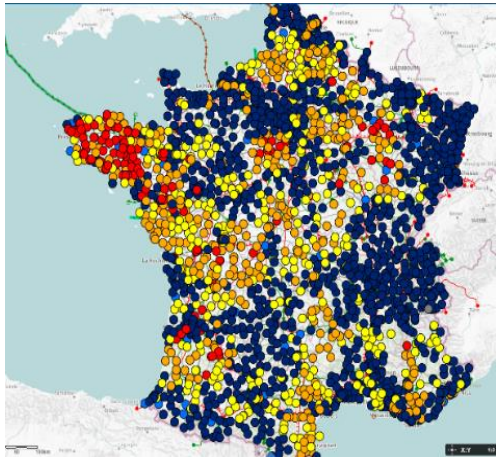
Ces interactions sont complexes à anticiper car ce sont des **phénomènes très rapides,** qu'il n'est pas possible de surveiller avec les capteurs aujourd'hui présents (de l'ordre de quelques dizaines de millisecondes, plus rapides que les délais d'activation des services systèmes fréquences ou tension).

Sa projection en 2030

Été 2022



Projection été 2030



Utilisation de l'indicateur ESCR pour mesurer l'évolution de la stabilité entre convertisseurs sur une situation d'été entre 2022 et 2030.
(ESCR – Equivalent Short Circuit Ration – indicateur représentant la force du réseau en un nœud.
3 est la valeur limite basse classiquement utilisée pour mesurer l'apparition du risque)

Le Grid Forming contribue à la stabilité en cas de perturbation sans modifier le fonctionnement de l'unité

Aujourd'hui, le comportement d'un convertisseur en Grid following est passif et suit les perturbations

Aujourd'hui la majorité des convertisseurs fonctionnent en **Grid Following** (GFL). Ils se **synchronisent avec la tension et la fréquence qu'ils mesurent sur le réseau**.
En raison de leur nature « suiveuse », **ils ne s'opposent pas aux variations**. Les dispositifs GFL seuls ne peuvent pas contribuer à maintenir la force du signal de tension locale, ni amortir les oscillations de puissance active.

Le Grid forming permet d'imposer les signaux en U et f localement et de résister aux perturbations

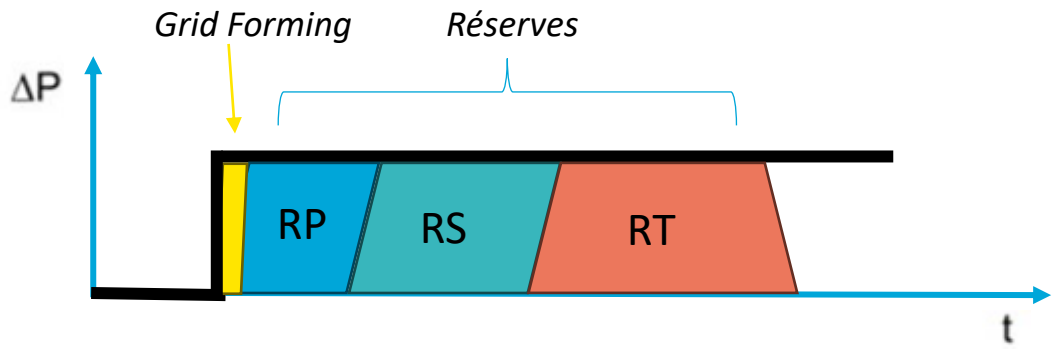
Un convertisseur en mode **Grid Forming génère ses propres signaux de fréquence et de tension**, ce qui signifie qu'au lieu de suivre les signaux d'autres installations, l'unité peut **maintenir son fonctionnement et contribuer à la stabilité en cas de perturbation du réseau**.

Cette fonction est présente nativement sur les onduleurs, et ne nécessite pas un dimensionnement particulier du matériel. **Les constructeurs proposent ce mode de contrôle pour leurs équipements.**

Le Grid Forming n'interfère pas avec le fonctionnement prévu de l'unité

Par exemple, le mode grid forming ne change pas la participation aux services systèmes

Le comportement Grid Forming n'a d'influence ni sur la capacité du système de stockage par batteries à rendre les services système fréquence ou tension, ni sur la qualité du service système rendu.



→Le fonctionnement du grid forming est < 500ms donc n'interfère pas avec les services systèmes.

Liens utiles :
1. Analysis of the synchronisation capabilities of BESS power converters / 2. Quantification of multi-service synergy

En Europe et dans le monde, le Grid Forming se déploie et des projets sont déjà opérationnels

Le comportement en **Grid Forming sera imposé par la prochaine version du code RfG 2.0 à toutes les unités de production et de stockage non synchrones.**

D'ici l'entrée en vigueur du code, **des pays** ont déjà annoncé **l'entrée en vigueur de l'exigence pour les batteries.**

Quelques exemples (liste non exhaustive)

Energinet a lancé une concertation pour le grid forming pour les unités de stockage

NESO a déjà inclus le grid forming dans son grid code. Une batterie grid forming opérationnelle en Ecosse

TERNA a lancé un appel à contribution pour du connaître le fonctionnement en grid forming des unités

En Allemagne, le grid forming va être rendu obligatoire par les 4 GRT

Fingrid rend obligatoire le grid forming sur les batteries depuis mars 2025.

Beaucoup d'autres exemples dans le monde de batteries grid forming (Australie, Texas, Chili…)

1. Danemark : Stakeholder meeting on grid-forming capabilities of transmission-connected energy storage facilities
2. Allemagne : vde-fnn-hinweis-netzbildende-eigenschaften-download-data.pdf
3. Grande-Bretagne : GC0137: Minimum Specification Required for Provision of GB Grid Forming (GBGF) Capability (formerly Virtual Synchronous Machine/VSM Capability) | National Energy System Operator
4. Italie : Spotlight: Energy System Innovation - Terna spa - Terna spa
5. Finlande : Temporary restrictions on grid connections for grid energy storage to be lifted on the west coast, south of Vaasa - Fingrid
6. Lien vers le site web de l'ESIG qui dresse un panorama de quelques travaux sur le grid forming : GFM Landscape - Specifications and Interconnection Requirements - ESIG

La capacité en Grid forming pour le stockage non synchrone ne nécessite pas de surdimensionnement

Un comportement grid forming dans les limites des capacités du matériel

Les exigences sont formulées pour que le système de stockage puisse toujours limiter sa réponse aux capacités physiques du matériel:

→ **PAS DE SURDIMENSIONNEMENT en courant,** si le courant atteint son maximum (absorption ou fourniture) alors il peut être limité.
→ **PAS DE LIMITATION sur la plage de fonctionnement, de –Pmax à Pmax, pas de réservation de capacité pour le GFM**
→ **PAS DE RESERVATION D'ENERGIE,** si la batterie est totalement pleine ou vide, le mode GFM n'est pas exigé

Une exigence qui s'appuie sur les propositions de l'ACER et de l'ENTSOE pour RfG 2.0, sans en reprendre l'intégralité

Les exigences sont basées sur **la proposition de l'ACER du RfG 2.0**[1], et le document d'accompagnement **ENTSOE**[2]**.**

La **proposition de RTE ne reprend pas l'exhaustivité des exigences prévues par le futur code** (par exemple : capacité à fonctionner en réseau séparé, exigence pour toutes les unités non synchrones)

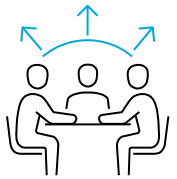
1. ACER_Recommendation_03-2023_Annex_1a_NC_RfG_TC_to_original.pdf / 2. Grid forming capability of power park modules

Calendrier de concertation

Aujourd'hui
Lancement de la concertation en GT

31 octobre
Retour des contributions

4 novembre
10h-12H
Atelier technique n°1 entre experts



17 novembre
14h-16h
Atelier technique n°2 entre experts

Documents soumis à la concertation :

- Description de l'exigence Grid forming qui sera intégrée à la trame de cahier des charges capacités constructives. Version français et anglais.
- Fiche de contrôle de conformité - Simulation (fiche I18)
- Fichier excel pour les retours à la contribution

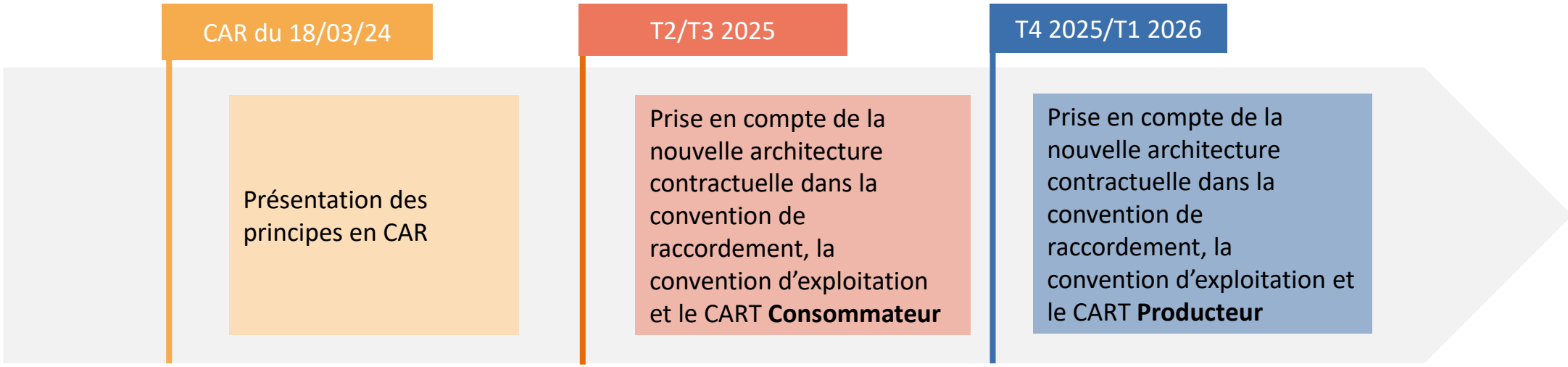
- Les ateliers techniques du **04/11** (10h) et **17/11** (14h) permettront d'échanger sur la description technique de la proposition :
  → Merci de faire suivre l'invitation à toute personne en charge du contrôle de conformité et/ou des modèles de simulation à fournir lors de la mise en service de l'unité de stockage

2 Simplification contractuelle

RTE propose une simplification du cadre contractuel

Poursuite du processus de simplification

- Améliorer la **lisibilité des contrats** liants RTE à ses clients
- Eviter les **redondances d'informations** structurantes pour les relations contractuelles RTE ⇔ Clients
- **Simplifier les démarches** en cas de modification d'une installation



Une réorganisation des trames contractuelles : les principes

Convention de Raccordement

Conditions techniques, juridiques et financières du raccordement :

- Engagements QDE en Phase Exploitation
- Modification en phase d'exploitation

Repris dans →

Contrat d'Accès au Réseau Public de Transport

Engagements entre client et RTE : comptage, puissance souscrite, Interruption programmée, QDE
Règles tarifaires
Responsabilités
Facturation
Articulation Règles RE-MA

- Engagements coûts et délais Phase travaux

- Cahiers des charges (comptage, protection, performances …)

Repris dans →

Convention d'Exploitation et de Conduite

Règles d'exploitation et de conduite de l'installation, en conformité avec la réglementation en vigueur
Description des ouvrages de raccordement

Modification de la **durée de validité**

Clarification des **engagements contractuels**

Centralisation des données du **Dossier technique**

Cette réorganisation des informations contractuelles ne modifie pas les engagements contractuels respectifs

Durée de la convention de raccordement

- La convention de raccordement est établie pour une **durée déterminée**.
- Elle se termine à la date d'acquisition de l'Accès au Réseau Définitif (à la date de signature du PV étape 3).

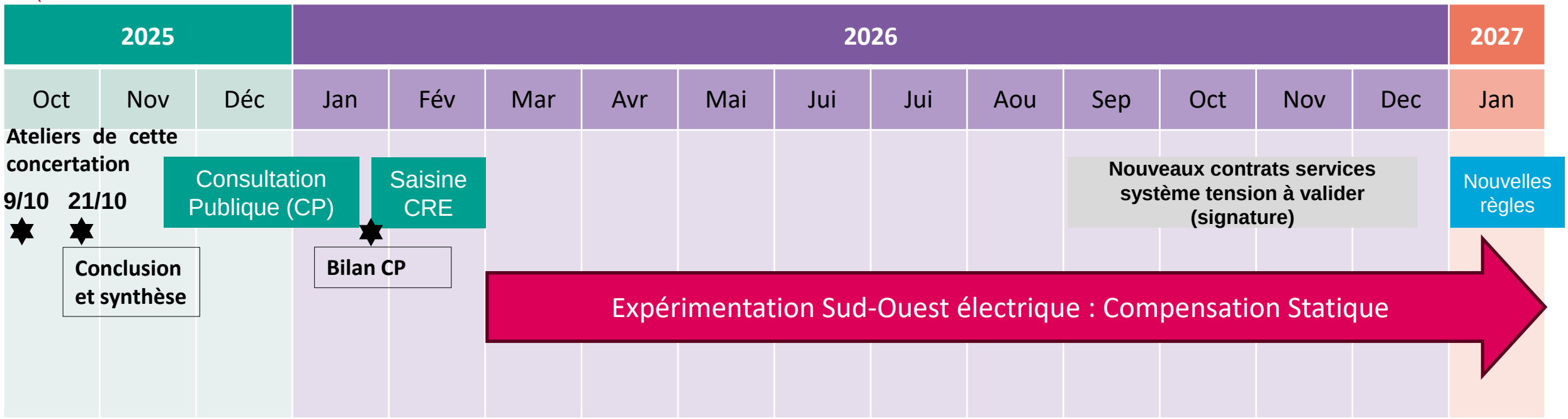


La consultation est envisagée à partir du 15 octobre, pour une période de 3 semaines (du 15/10 au 05/10/25), en vue d'une saisine de la CRE fin novembre 2025

3 Services système tension

Planning de la concertation

Planning de concertation sur les nouvelles règles services système tension



Mars à octobre 2025	Novembre à décembre 2025	Janvier à février 2026	Janvier 2027
Concertation sur les nouvelles règles	Consultation publique sur les nouvelles règles	Saisine CRE pour approbation	Implémentation des nouvelles règles (SI et commerciale)



3.1 Rémunération du réglage de tension hors compensation synchrone ou statique

Choisir un scénario

Rappel du scénario alternatif à l'étude

Compte tenu de vos retours et du besoin de RTE de mobiliser l'ensemble des capacités de réglage de tension disponibles et à venir **pour sécuriser le réseau** via **une rémunération au service rendu, RTE est disposé à étudier un scénario alternatif :**

- **Assurer que les investissements soient tous couverts par la part fixe en revenant à la structure initiale, en continuant avec le niveau des règles actuelles**
- **La Part Fixe (PF) serait versée en fonction d'un taux de disponibilité normatif par filière**, constaté annuellement, avec suppression des souplesses permettant de s'exonérer des pénalités (jetons de maintenance)
- **Passage de la part variable en €/Mvar.h absorbé/injecté** et non plus en €/h afin de pouvoir avoir une rémunération au service rendu. A date, l**e prix serait fixé à environ 0,30 €/Mvar.h.** La prime de RST de 50% est conservée.
- **Renforcement des pénalités dès 3 ans**

La durée de disponibilité est la période pendant laquelle le groupe est opérationnel et prêt à produire (même s'il ne produit pas effectivement). Elle inclut la durée de couplage (période pendant laquelle le groupe produit de l'énergie active).

Taux de disponibilité d'un groupe = durée de disponibilité / 8760 heures

Les 2 scénarii sur la rémunération du réglage de tension

Un seul scénario doit être retenu et pourra être mis en consultation publique

Scénario initial

Réglage de tension

Modification de la **structure** 2/3 PF et 1/3 PV à **1/3 PF et 2/3 PV** **Avec recalcul du niveau**
PV: rémunération basée sur la **quantité d'énergie réactive** fournie ou absorbée sur la base du comptage
PV basée sur le comptage par filière au lieu du temps de couplage
Modification de l'indice **d'actualisation des prix** : **IPC** au lieu du Kt
Facturation par site au lieu par groupe

Abattements et pénalités

Fin de la gestion des jetons : PF maintenue si indisponibilité inférieure à 1 an
Modification du cap des pénalités égale au maximum des pénalités
Introduction d'une pénalité à 2 ans : abattement x 2
Ajout d'un contrôle U2 pour le respect du réglage de type 2
Ajout d'un contrôle U5 pour le respect du réglage secondaire de tension et **renforcement du taux d'abattement**

Scénario alternatif

Réglage de tension

Pas de modification de la **structure des règles actuelles**: **PF versée en fonction du taux de disponibilité du groupe par rapport au taux normatif de la filière**
PV: rémunération basée sur la **quantité d'énergie réactive** fournie ou absorbée sur la base du comptage
PV basée sur le comptage par filière au lieu du temps de couplage
Modification de l'indice **d'actualisation des prix** : **IPC** au lieu du Kt
Facturation par site au lieu par groupe

Abattements et pénalités

Fin de la gestion des jetons : ~~PF maintenue si indisponibilité inférieure à 1 an~~
Modification du cap des pénalités égale au maximum des pénalités
Modification des pénalités : renforcement des pénalités dès 3 ans
Ajout d'un contrôle U2 pour le respect du réglage de type 2
Ajout d'un contrôle U5 pour le respect du réglage secondaire de tension et renforcement du taux d'abattement

Ce scénario est votre scénario préférentiel et sera donc décliné

Un scénario alternatif à l'étude
Modulation de la part fixe

Assurer la couverture des investissements par la part fixe

Encourager la disponibilité du service en modulant la part fixe de la rémunération selon le taux de disponibilité du groupe, comparé à une cible prédéfinie

Maintenir un niveau de rémunération équivalent aux années antérieures

Une rémunération évolutive, proportionnelle au niveau d'activité du service

Refléter plus justement l'équilibre entre la capacité à absorber et la capaciter à fournir du réactif

$$Pf\ future = \text{Kpf} * \left(\frac{Q_+ - Q_-}{0{,}32\ \text{Pmax} - -0{,}35\ \text{Pmax}}\right) * (Q_+ - Q_-) * \text{d} * \left(\frac{taux\ de\ dispo\ année\ N}{taux\ de\ dispo\ cible}\right)$$

K_{PF} paramètre fixé chaque année en €/Mvar/an dans la continuité des règles actuelles soit dans notre exemple. Exemple sur 2024 à 612€/Mvar/an

Q_+ capacité réelle maximale en fourniture
Q_- capacité réelle maximale en absorption
$(Q_+ - Q_-)$ plage contractualisée

d coefficient de disponibilité dédié aux parcs éoliens et solaires (le nombre de Mvar mis réellement à disposition de RTE en moyenne par rapport au nombre de Mvar installés)

Versé mensuellement: taux de disponibilité calculé mensuellement

Kpf sera réinitialisé à l'implémentation des règles de manière à maintenir une invariabilité de part fixe avec un taux de disponibilité au niveau de la cible.

Exemple en 2024 : Kpf 2024 serait à 612€/Mvar/an

- Part fixe réalisé 2024: 77,9 M€ avec Q+ à 39 Gvar et Q- à 49 Gvar
- Part fixe simulée avec un taux de disponibilité de tous les groupes égal à leur taux cible sur 2024 : 77,9 M€

=> A iso-service rendu, la rémunération est stable par rapport à la situation actuelle

- Si en 2024, on disposait de Q+ = 53 Gvar et Q- = 64 Gvar, la part fixe serait de 101,6 M€

=> L'enveloppe n'est pas figée. Elle évoluera de manière proportionnelle à la capacité mise à disposition par les acteurs.

Définition du taux de disponibilité et proposition de cibles par filière

Principe général : Le taux de disponibilité désigne l'ensemble des périodes au cours desquelles le groupe délivre de l'actif ou est à l'arrêt mais est en capacité de démarrer sur demande de RTE. Pour les groupes présentant des contraintes dynamiques fortes (par exemple temps minimum d'arrêt entre deux démarrages), le groupe doit avoir fait une offre sur le MA pour permettre à RTE de prolonger son fonctionnement si requis avant arrêt.

Détermination du taux de disponibilité de référence (encore appelé taux cible) :

- L'objectif poursuivi par RTE est de déterminer un taux de disponibilité de référence représentatif des performances moyennes passées des unités de production, intégrant donc un niveau moyen d'indisponibilité programmées et non programmées ce qui justifie de supprimer les jetons d'indisponibilité. Afin que le taux cible n'intègre pas de biais méthodologique, il est proposé de

  1/ définir la méthode de calcul qui permettra d'apprécier chaque année le taux de disponibilité effectif. Cette méthode de calcul doit être objectivable et simple à mettre

  2/ appliquer cette méthode sur un historique long, hors évènements exceptionnels, pour déterminer le taux cible de manière à ce que celui-ci soit réellement représentatif

  Par exemple pour les groupes > 100 MW, le calcul du taux de disponibilité pourrait s'appuyer sur les données publiées par les producteurs sur la plateforme REMIT.

RTE est à l'écoute des acteurs pour construire ensemble ces méthodes de calcul (par filière, par puissance,…)

- A défaut de proposition, la cible normative pour chaque filière pourrait être définie en se basant sur des benchmarks internationaux avec déclaration volontaire par les producteurs de chaque inaptitude au réglage de tension et contrôle par RTE

Filière	Borne basse	Borne haute
Nucléaire	77%	80%
Thermique à flamme	77%	80%
Solaire	44%	50%
Eolien terrestre	80%	98%
Stockage	95%	99%
Hydraulique	A définir	A définir
Eolien en mer	A définir	A définir

Définition du taux de disponibilité et proposition de cibles par filière

Principe général : Le taux de disponibilité désigne l'ensemble des périodes au cours desquelles le groupe délivre de l'actif ou est à l'arrêt mais est en capacité de démarrer sur demande de RTE. Pour les groupes présentant des contraintes dynamiques fortes (par exemple temps minimum d'arrêt entre deux démarrages), le groupe doit avoir fait une offre sur le MA pour permettre à RTE de prolonger son fonctionnement si requis avant arrêt.

Proposition ou exemple de proposition pour définir le taux de disponibilité

Différenciation entre les groupes qui font des publications sur REMIT et ceux qui n'en font pas

a. Pour les groupes > 100 MW, le calcul du taux de disponibilité pourrait s'appuyer sur les données publiées par les producteurs sur la plateforme REMIT
b. Pour les groupes où l'information par groupe n'est pas disponible sur le portail REMIT, taux de disponibilité basé sur la production d'énergies actives et réactives complétées par des offres disponibles sur le MA par groupe
c. Pour les groupes hydrauliques où les données sont agrégées par site: demande d'envoi d'un fichier d'indisponibilité par groupe en J-1 avec une synthèse à la fin du mois – **sous réserve d'une meilleure proposition des acteurs**

Définition du taux cible

Une fois la méthode définie comme ci-dessus, le taux cible est calculé sur une moyenne des 8 meilleures années sur un historique depuis 2015

+ Proposition de réviser les taux cibles à chaque TURPE

Proposition non retenue

Le taux de disponibilité calculé sur les données du contrat relatif à la gestion prévisionnelle du réseau où les acteurs nous informent des indisponibilités pour travaux programmés. Le fichier est envoyé une semaine avant ; ce qui a pour conséquence que les dates de fin de travaux ne sont pas toujours exhaustives et il n'inclut pas les fortuits (ou avaries)

Exemple illustratif

- Cas d'un groupe dont les cycles de maintenance sont récurrents sur une période de 10 ans, qui toucherait une prime actuelle de 100 par an, avec un taux normatif pour la filière fixé à 90%
- Sous réserve que le groupe respecte ces engagements contractuels en terme de plage de réglage, le tableau ci-dessous présente les flux financiers au titre de la part fixe :

	Système actuel	Système futur	
	Prime fixe actuelle	Taux de dispo constatée	Prime versée
année 1	100	85%	94,44
année 2	100	88%	97,78
année 3	100	84%	93,33
année 4	100	97%	107,78
année 5	100	95%	105,56
année 6	100	91%	101,11
année 7	100	85%	94,44
année 8	100	96%	106,67
année 9	100	90%	100,00
année 10	100	89%	98,89
Total sur 10 ans	**1000**	**90%**	**1000**

Les années au cours desquelles des actions de maintenance renforcée/des fortuits plus élevés se produisent conduisent à une moindre rémunération, mais qui est compensée par une plus forte rémunération les années où la disponibilité est supérieure à la cible

Proposition sur la part variable

Part variable (PV_{RPT}) | PV_{RST}

$$PV = PV_{RPT} + PV_{RST}$$

~ 1/3 du niveau pour le scénario alternatif

$$PV_{RPT} = K_{WQ} . W_Q$$

$$PV_{RST} = 0,5 . K_{WQ} . W_Q$$

majoration 50% si RST (Réglage secondaire de Tension)

W_Q quantité d'énergie réactive (fournie et absorbée) mesurée via les **compteurs** au point de connexion

K_{WQ} paramètre en €/Mvar.h/an soit **~0,3 €/Mvar.h** pour le scénario alternatif

+ de variabilité sur la PV car les volumes d'énergie dépendent des besoins du réseau

Des règles de gestion nécessaire pour exclure l'énergie réactive mesurée lorsque les entités sont à l'arrêt

Une phase d'implémentation nécessaire pour :

- Identifier les compteurs pour chaque site
- Définir la formule électrotechnique de correction pour le compteur d'un site non situé au point de connexion
- Un délai incompressible pour une évolution des outils SI
- Contractualiser les points de comptage retenus et les éventuelles formules de correction

Comptage

La rémunération, et par conséquent **les abattements et pénalités**, **sont calculés à partir des données d'énergie réactive** mesurées et/ou corrigées si nécessaire au point de connexion.

Afin de prendre en compte les sites multi filières (éolien, stockage, photovoltaïque, thermique, nucléaire, hydraulique…),

- Si un compteur au point de connexion existe par groupe, il sera utilisé
- S'il y a un ou plusieurs compteurs au point de connexion et aucun compteur par groupe, ce sont la somme des compteurs au point de connexion qui sera utilisé
- S'il y a un ou plusieurs compteurs au point de connexion et des compteurs en décompte par groupe
    - Si le site a plusieurs groupes d'une seule filière (éolien, stockage, photovoltaïque, thermique, nucléaire, hydraulique), le ou les compteurs au point de connexion seront utilisés
    - Si le site a plusieurs groupes composés de différentes filières, les compteurs en sortie des groupes (en décompte) seront utilisés

Seuls les compteurs référencés dans les règles services système tension disposeront des données d'énergies réactives corrigées au point de connexion et dont les données seront utilisées pour la rémunération et les abattements et pénalités.

Comptage

Proposition de formules de corrections

La formule de correction si le compteur n'est pas situé à la limite de propriété est :

$$W_{Q\,A\ facturer} = W_{Q\,mesuré\ groupe} - Pertes_{inductives_transfo} - Pertes_{inductives_ligne} - Pertes_{capacitives_ligne}$$

$Pertes_{inductives_transfo} = X_{transfo} * I_{secondaire}^2$ avec $I_{secondaire}^2 = (P_{mesuré\ groupe}^2 + Q_{mesuré\ groupe}^2) / U_{secondaire}^2$.

$Pertes_{inductives_ligne} = X_{transfo} * I_{ligne}^2$ avec $I_{ligne}^2 = (P_{stator}^2 + (Q_{mesuré\ groupe} - Pertes_{inductives_transfo})^2) / U_{nom}^2$.

$Pertes_{capacitives_ligne} = - U_{nom}^2 * Y$ avec $Y = (2\pi.f.\ C_{ligne})$.

Les données nécessaires à fournir par le client pour définir la formule de correction sont:

- La réactance $X_{transfo}$ du transformateur
- La réactance X_{ligne} de la ligne
- La capacité C_{ligne} de la ligne

Contrôles

Réglage	Code d'écart	Description	Pris en compte dans le calcul
RPT	U1	Respect Zone d'Engagement Contractuelle pour le RPT	[Taux] abattement RgUQ Abattement sur la PF
	U2	Réactif fourni au Point de Livraison avec un réglage de type 2 (réseau ou mixte)	
	U7	Défaillance de TM (TéléMesure)	
RST	U4	Respect Zone d'Engagement Contractuelle pour le RST	[Taux] abattement RST Abattement sur la PV De 8% à 16% De 16% à 25%
	U5a	Fourniture de puissance réactive en RST en sortie du générateur conforme au contrat	
	U5b	Fourniture de puissance réactive conforme au contrat (groupes RSCT) : L'Entité de Réglage de la Tension est conforme au critère U5b si la tension stator mesurée Us est conforme à la tension stator estimée par l'identification du régulateur primaire appelée Us estimée	
	U5c	Fourniture de puissance réactive en RST en sortie du ou des onduleur(s) conforme au contrat	
	U6	Temps de réponse à une consigne de RST envoyée par RTE U6a : pour les groupes ayant une limitation technique à la variation de puissance réactive U6b : pour les groupes n'ayant pas de limitation technique	
		Indisponibilité (au-delà des seuils autorisés)	Abattement 100% sur la PF

RPT : Réglage Primaire de la Tension

RST : Réglage Secondaire de la Tension

Abattements et pénalités : proposition d'évolution

Modifications du contrôle U2, Réactif fourni au Point de Livraison avec un réglage de type 2 (réseau ou mixte) d'un critère statistique à un critère de contrôle

U2 contrôle que la **puissance réactive fournie au Point de Livraison** est conforme à la valeur calculée en fonction des paramètres de réglage définis par RTE pour les installations participant au réglage de tension de Type 2 dont tous ceux qui utilisent un onduleur (groupes photovoltaïque, éolien, HVDC et Stockage)

Ecart élémentaire (en kV) = $(U_{PDC}+\lambda Q) - U_{cons}$

- U_{PDC} est la tension mesurée au point de connexion
- U_{cons} est la tension consigne

Période d'observation :

- Durée de 1 à 6 mois avec plus de 100h de fonctionnement
- Exclut les périodes où l'Entité De Réglage est en butée U_{Q-} ou U_{Q+}

Critère et Seuil de Notification :

- Critère d'écart > max (1kV ; 0.5%Un)
- Notification si Durée >10% du temps de fonctionnement en RPT
- Notification de l'écart si écart > 10 %

Règle d'abattements:

- Dès l'écart validé entre Rte et le client, abattement de 30 % (PF + PV)
- Si écart >= 6 mois, abattement de 100% (PF + PV)

Abattements et pénalités : proposition d'évolution

Formule de Calcul des abattements

Défaillances de Réglage affectant la capacité de l'Entité de Réglage de la Tension à participer au Réglage Primaire de Tension (U1) et Réactif fourni au Point de Livraison (U2) - suppression de l'abattement sur la part variable

Abattement mensuel (en Euros) = Jdef x %def x [PFj_{groupe}]

Jdef	nombre de Jours en écart dans le Mois
NbJ_{mois}	nombre de Jours du Mois concerné
%def	part de réglage indisponible
Pfj_{groupe}	Part Fixe de l'Entité de Réglage de la Tension défaillante calculée sur une Journée (en Euros)

La PV étant rémunérée au Mvar.h, le non-respect de la plage contractuelle induit de fait un abattement de la PV. Le renforcement des abattements du scénario initial est repris avec le renforcement des pénalités

Défaillances de Réglage uniquement sur le Réglage Secondaire de Tension: ~~limitations par rapport à la Zone d'Engagement Contractuelle en RST (U4),~~ limitations portant sur les variations possibles de la tension stator (U5), temps de réponse au RST (U6).

Abattement mensuel (en Euros) = Jdef x %def x (PVj)

PVj_{groupe}	rémunération moyenne journalière du groupe appartenant à l'Entité de Réglage de la Tension défaillante, au titre de la part variable, dans le Mois considéré (en Euros)

Tous les abattements et pénalités seront recalculés avec les nouvelles règles lors l'implémentation des nouvelles règles sans remise à zéro du T0 de défaillance

Abattements et pénalités : proposition d'évolution

Modifications des % d'abattements sur U1, Performance statique RPT : zone d'engagement (U1)

Les % d'abattements sont modifiés pour être en corrélation avec les besoins actuels fourniture comme absorption.

Règles actuelles

Pour un écart en absorption x exprimé en % de Qmin(ZEC RPT)	Taux d'abattement pour un écart en absorption	Pour un écart en fourniture x exprimé en % de Qmax(ZEC RPT) :	Taux d'abattement pour un écart en fourniture
x<15%	3%	x<15%	6%
15%≤ x <30%	8%	15%≤ x <30%	16%
30%≤ x <45%	13%	30%≤ x <45%	26%
45%≤ x <60%	18%	45%≤ x <60%	36%
60%≤ x <75%	23%	60%≤ x <75%	46%
75%≤ x < 90%	28%	75%≤ x < 90%	56%
x > 90%	33%	x > 90%	67%

Nouvelles règles

Pour un écart en fourniture x exprimé en % de Qmax (ZEC RPT) ou un écart en absorption x exprimé en % de Qmin (ZEC RPT)	Taux d'abattement pour un écart en fourniture ou en absorption
x<15%	5%
15%≤ x <30%	12%
30%≤ x <45%	20%
45%≤ x <60%	27%
60%≤ x <75%	35%
75%≤ x < 90%	42%
x > 90%	50%

Abattements et pénalités : proposition d'évolution

Modifications des % d'abattements sur U4, Performance statique RST et RSCT : zone d'engagement (U4)

Les % d'abattements sont modifiés pour être en corrélation avec les besoins actuels fourniture comme absorption.

Règles actuelles

Pour un écart en absorption x exprimé en % de Qmin(ZEC RPT)	Taux d'abattement pour un écart en absorption	Pour un écart en fourniture x exprimé en % de Qmax(ZEC RPT) :	Taux d'abattement pour un écart en fourniture
x <30%	2%	x <30%	3%
30%≤ x <60%	5%	30%≤ x <60%	10%
60%≤ x < 90%	8%	60%≤ x < 90%	17%
x > 90%	11%	x > 90%	22%

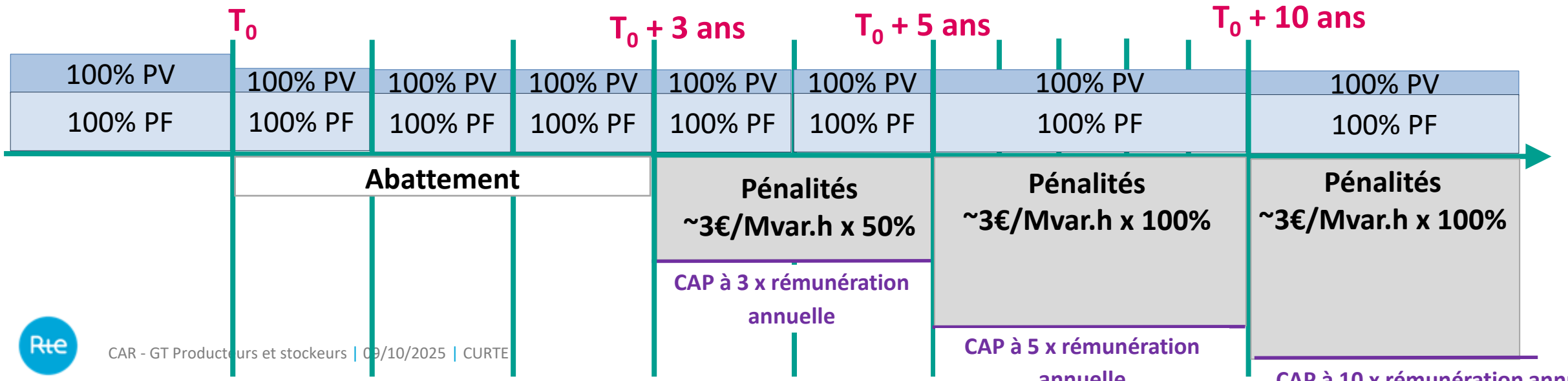
Nouvelles règles

Écart en fourniture x en % de Qmax (ZEC RST) ou en absorption x en % de Qmin (ZEC RST)	Taux d'abattement pour un écart en fourniture ou en absorption
x <30%	3%
30%≤ x <60%	8%
60%≤ x < 90%	13%
x > 90%	17%

Un scénario alternatif à l'étude
Abattement et Pénalités

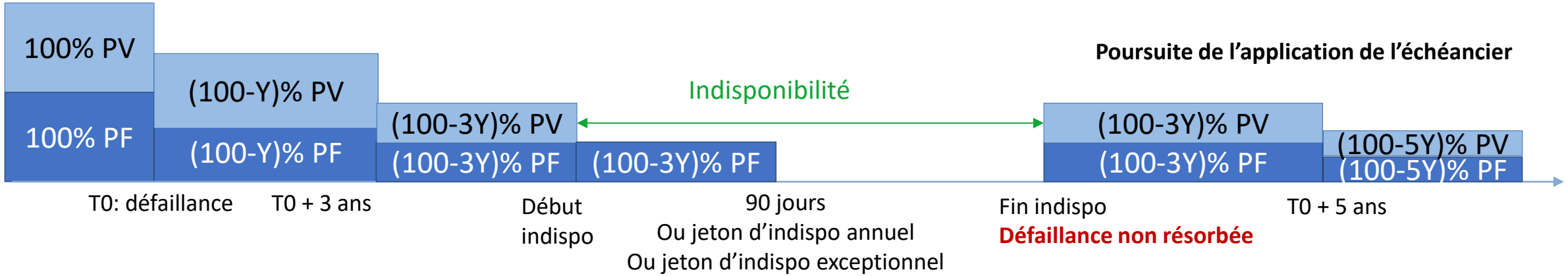
Renforcement des pénalités dès 3 ans, basées sur le coût d'indemnisation du préjudice subi par les utilisateurs du réseau. Ce coût est défini par l'installation d'un dispositif de réglage dynamique soit environ **3€/Mvar.h.** Ce mètre étalon a été calculé dans l'objectif de refléter les coûts induits par la défaillance de l'acteur pour l'ensemble du système électrique.

- **Formule de calcul des pénalités à 3 ans = ~3€/Mvar.h x 50% x coefficient d'abattement x plage contractuelle de réglage de tension x nombre d'heures de disponibilité du groupe**
- **Formule de calcul des pénalités à 5 ans = ~3€/Mvar.h x 100% x coefficient d'abattement x plage contractuelle de réglage de tension x nombre d'heures de disponibilité du groupe**
- **Cap des pénalités entre 3 et 5 ans à 3 fois la rémunération annuelle du groupe**
- **Cap des pénalités entre 5 et 10 ans à 5 fois la rémunération annuelle du groupe**
- **Cap des pénalités au-delà de 10 ans à 10 fois la rémunération annuelle du groupe**

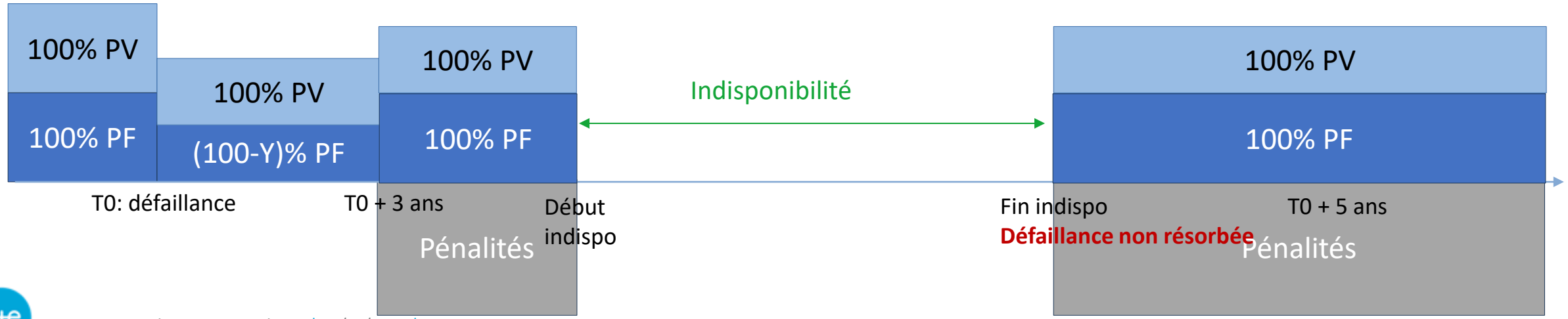


Un scénario alternatif à l'étude
Abattement et Pénalités

La règle actuelle



La règle proposée avec le scénario alternatif



Un scénario alternatif à l'étude
Abattement et Pénalités

Exemple de pénalités

Groupe 1 en RST avec une Pmax à 25 MW, un Q+ à 10 Mvar et un Q- à -10 Mvar soit une plage de 20 Mvar et en moyenne 8 Mvar mesurés sur l'année pendant 8760 heures soit 70 080 Mvar.h mesurées

Part Fixe avec un taux de disponibilité correspondant à celui normatif en 2025 soit

PF annuelle= (650 x ((10 - -10)/((0,32 x 25)-(-0,35 x 25))) x 20) **= 15 522,39 €**

PV annuelle= 0,3 x 1,5 x 70 080 Mvar.h mesurées au compteur = **31 536 €**

Kpv en RST = 1,5 x 0,3 €/Mvar.h

Rémunération annuelle = **47 058,39 €**

Défaillance avec un écart de 10%

Abattement annuel entre T0 et T0 + 3ans = taux d'abattement x PF = 10% x 15 522,39 € = **1 552,24 €**

Pénalité annuelle entre T0 + 3 ans et T0 + 5 ans est de 26 280 € soit ~1,5€/Mvar x 10 % x 8760 x 20 = **26 280 € capée à 141 175,16 €** (3 fois la rémunération annuelle)

Si le groupe est indisponible tout une année, la pénalité est à 0 €

Pénalité annuelle entre T0 + 5 ans et T0 + 10 ans est de 52 560 € soit ~3€/Mvar x 10 % x 8760 x 20 = **52 560 € capée à 235 291,94 €** (5 fois la rémunération annuelle)

Pénalité annuelle au-delà de T0 + 10 ans est de 52 560 € soit ~3€/Mvar x 10 % x 8760 x 20 = **52 560 € capée à 470 582,88 €** (10 fois la rémunération annuelle)

Proposition d'une nouvelle indexation des prix tout scénario

Constat : Le K_t actuel est le résultat de la pondération de 2 indices

$$K_t = 0,2 + 0,4 \frac{ICHT - revTSn_{-1}}{ICHT - revTS_0} + 0,4 \frac{FSD1_{n-1}}{FSD10}$$

- ICHT (Cout horaire du travail des industries mécaniques et électrique)
- FSD (Frais et services divers) lui-même la pondération de deux indices dont la représentativité vis-à-vis des coûts supportés est discutable :
  - TCH (Transports, communications et hôtellerie)
  - EBI (Energie et biens intermédiaires)

Par ailleurs, ce K_t est basé sur des indices qui ne sont pas publics, dont les séries peuvent être arrêtées et pour lesquels il n'existe pas de projections.

Proposition :

Indexation du Kt sur l'IPC (dont la corrélation avec les précédents indices (Kt) est supérieure à 0,9 en série longue depuis 2017)

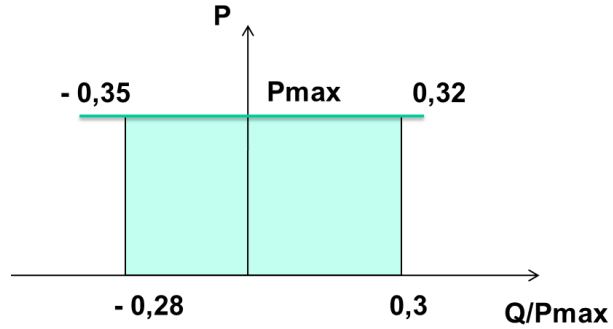
$$Kt_n = \frac{IPC_{n-1}}{IPC_{202A}}$$

Avec IPC_{n-1} indice du mois de juillet de l'année n-1 et IPC_{202A} où 202A est l'année de mise en service des règles afin que le nouveau Kt_{202A} soit fixé à 1

Obligation de signer les règles services système tension

L'article L. 321-11 du Code de l'énergie oblige les producteurs à faire du réglage de tension

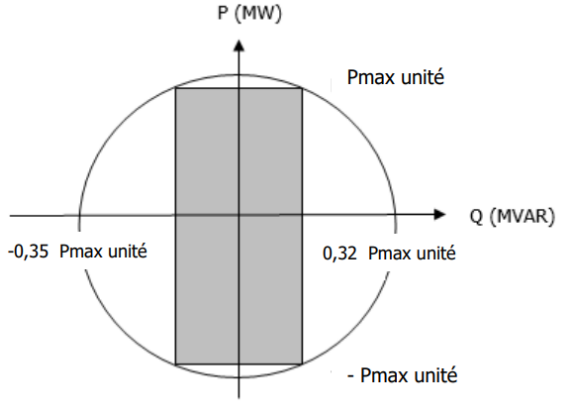
« Le gestionnaire du réseau public de transport veille également à la disponibilité et à la mise en œuvre des services nécessaires au fonctionnement du réseau. ***Tout producteur dont les installations disposent d'une capacité constructive de réglage de la fréquence ou de la tension met, en application de l'article L. 342-25, cette capacité à la disposition du gestionnaire du réseau public de transport, selon des modalités de participation et des règles de détermination de la rémunération*** *fondées sur des critères objectifs et non discriminatoires, qui sont élaborées et publiées par le gestionnaire du réseau public de transport. Ces modalités et règles sont approuvées par la Commission de régulation de l'énergie préalablement à leur mise en œuvre. Elles garantissent dans des conditions transparentes et non discriminatoires que toute entreprise d'électricité et acteur de marché, y compris ceux offrant de l'électricité produite à partir de sources renouvelables, les opérateurs d'effacement, les agrégateurs, les exploitants d'installations de stockage d'électricité peuvent offrir de tels services nécessaires au fonctionnement du réseau, dès lors que ces services permettent, moyennant un bon rapport coût/ efficacité, de réduire la nécessité de moderniser ou remplacer des capacités électriques et favorisent l'exploitation sûre et efficace du réseau de transport. Le gestionnaire du réseau public de transport conclut les contrats nécessaires à l'exercice de cette mission. »*



Capacités constructives exigées pour les producteurs

Arrêté du 9 juin 2020 définit les prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement aux réseaux d'électricité. **La DTR** (Documentation Technique de Référence) **via le Cahier des charges des capacités constructives impose aux producteurs et aux unités de stockage non synchrones de disposer au minima des capacités de réglage de tension de -0,35 Pmax à 0,32 Pmax**

Par conséquent**, tous les producteurs et les unités de stockage** non synchrone raccordées sur le réseau HTB en tant que producteur **doivent signer les règles services système tension.** Cette obligation de signer sera inscrite dans le CART-Producteur



Capacités constructives exigées pour les unités de stockage

3.2 Compensation synchrone et statique (CS)

Rappel de la Commission Perspectives Système et Réseau qui s'est tenue le 23/6/2025

Contexte : zoom sur le printemps 2025

Les épisodes de faibles prix de marché conduisent à l'arrêt de groupes de production raccordés au réseau de transport.

Or, ces producteurs disposent de fortes capacités d'absorption de réactif.

+

Les niveaux de soutirage en provenance des gestionnaires de réseau de distribution sont bas (volumes d'injection élevés sur les réseaux de distribution + consommations faibles)

→

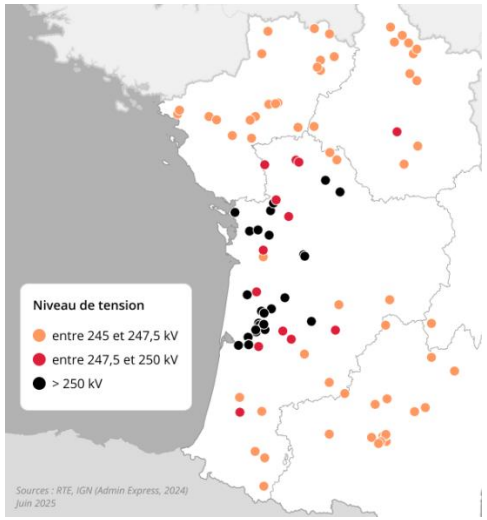


Illustration du plan de tension pour la journée du 8 juin – avant activation des actions hors marché

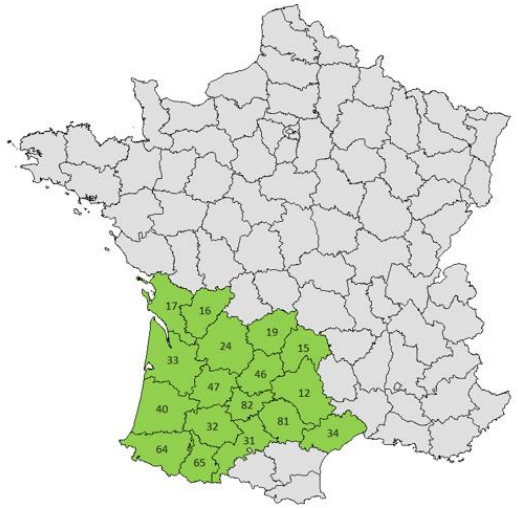
Les résultats du marché ne conduisent pas « naturellement » à un plan de tension équilibré (volumes plus importants et localisation spécifiques)

La tension mesurée dans certains postes serait de nature à dépasser les 250 kV. RTE met donc en place des actions « hors marché » pour modifier le plan de production. Ces actions sont financées par le TURPE

CS: nouvelle proposition – Incitation financière zonale et temporaire pour le Sud-Ouest électrique 26 à 28

Accélération sur le déploiement de la compensation statique sur la zone du Sud-Ouest électrique dès 2025 mis en œuvre sous forme expérimentale en attendant les nouvelles règles pour en disposer dès le printemps 2026 (soit 15/03/2026)

- **L'incitation financière est accessible à tout acteur qui peut nous proposer des capacités supplémentaires en absorption aux capacités contractualisées en CS dans la zone définie ci-dessous en vert**
- **Cette incitation financière si elle est choisie remplace la part fixe dédiée CS sur tout le contrat**
- **Soumis à un retour d'expériences réalisé annuellement sur le coût et la maintenance de l'implémentation des équipements dédiés CS**



Prime fixe (€/Mvar/an)

- Calculée sur la capacité d'absorption maximale
- Versée au prorata temporis du service réalisé de CS sur la période 2026-2028
- Majoration de 50% si raccordement au RST

(€/MVAR/an)	Réglage primaire de tension (RPT)	Réglage secondaire de tension (RST)
Eolien	2560	3840
PV	4000	6000

Exemple

Pour un **PV en RST** qui peut faire une **absorption de 80 Mvar** : une prime fixe de **480 k€/an** (80 Mvar x 6 000€)

Pour un **éolien en RPT** qui peut faire une **absorption de 25 Mvar** : une prime fixe de **64 k€/an** (25 Mvar x 2 560€)

Cette incitation financière zonale et temporaire prend la forme d'une **prime fixe** au lieu de la prime fixe dédiée CS

Le service de compensation synchrone ou statique est **primordial pendant la période du 15/3 au 31/10 de chaque année.**

CS : nouvelle proposition – Incitation financière zonale et temporaire pour le Sud-Ouest électrique 26 à 28

Pour 2026

Contractualisation **avant le 1/3/2026 pour l'année 2026**	**Contractualisation entre le** 1/3/2026 et 30/09/2026 pour l'année 2026	**Contractualisation entre le** 1/10/2026 et 31/12/2026 pour l'année 2026
Être apte à faire de la CS à partir du 15/3/2026	**Être apte à faire de la CS entre le 15/3/2026 et le 31/10/2026**	**Être apte à faire de la CS dès 2027**
Rémunération trimestrielle avec une incitation entière pour l'année 2026	Rémunération trimestrielle avec une incitation prorata temporis du service 2026	Rémunération trimestrielle **sans incitation sur 2026**

Pour 2027 et 2028

Contractualisation **avant le 01/01/2027 ou 2028**	**Contractualisation dans l'année 2027 ou 2028**	**Contractualisation entre le** 1/10/2027 et 31/12/2027 pour l'année 2028
Faire de la CS toute l'année	**Etre apte à faire de la CS avant le 31/10/2027 ou 2028**	**Etre apte à faire de la CS dès 2028**
Rémunération trimestrielle avec une incitation totale sur l'année	Rémunération trimestrielle avec une incitation prorata temporis du service	Rémunération trimestrielle **sans incitation sur 2027**

Le service de CS est **primordial pendant la période du 15/3 au 31/10 de chaque année, ce qui explique une incitation basée sur la disponibilité du service pendant cette période**

Déclinaison de la nouvelle proposition pour le Sud-Ouest électrique

Dès 2026, en attendant l'approbation des nouvelles règles
Contractualisation sous forme expérimentale (proposition d'un mix des règles actuelles et futures) pour faciliter le back office en attendant l'implémentation des nouvelles règles

Rémunération de la CS composée de:

\+ Une rémunération égale au **surcoût de la facture d'utilisation du RPT aux points de connexion : PF + PV**
Règles actuelles et futures

\+ Incitation financière zonale et temporaire versée au prorata temporis de la disponibilité du service de CS
Règles nouvelles

\+ **Part variable** qui couvre le **remboursement de l'énergie active soutirée dédié CS**

$$PV_{CS\ pour\ les\ éoliens} = k_{cs}\, P_{max}\, D_{cs} \left(\frac{1}{3}\, P_{pointe} + \frac{2}{3}\, P_{base}\right) \text{ ou } PV_{CS\ pour\ le\ solaire} = k_{cs}\, P_{max}\, D_{cs}(P_{base})$$

k_{cs} part de la P_{max} **soutirée dédiée à la CS définie par groupe**
D_{cs} nombre d'heures de fonctionnement en CS dans le mois
P_{pointe} et P_{base} prix à terme France (EEX Power Derivatives France)

Règles actuelles adaptées

Déclinaison de la nouvelle proposition pour le Sud-Ouest électrique

Dès 2026, en attendant l'approbation des règles **Sous forme expérimentale (proposition mixant les règles actuelles et règles futures)** pour faciliter le back office

A l'implémentation des nouvelles règles qui devraient être validées en T1- 2026

Rémunération de la CS composée de:

\+ Une rémunération égale au **surcoût de la facture d'utilisation du RPT aux points de connexion : PF + PV**

\+ Incitation financière zonale et temporaire

\+ **part variable** qui couvre le remboursement de l'énergie active soutirée **(règles actuelles adaptées)**

$PV_{CS\ pour\ les\ éoliens}$ ou $PV_{CS\ pour\ les\ solaires}$

k_{cs} part de la P_{max} **soutirée dédiée à la CS**

Rémunération de la CS composée de:

\+ Une rémunération égale au **surcoût de la facture d'utilisation du RPT aux points de connexion : PF + PV**

\+ Incitation financière zonale et temporaire

\+ **part variable:**
remboursement de l'énergie active dédiée CS x Prix SPOT

\+ **part variable** (technologique par démarrage ou par heure de CS) par installation qui couvre les **éventuels** coûts supplémentaires d'exploitation/maintenance des équipements dédiés au fonctionnement en CS soumis à approbation de RTE sur justificatifs

Nouvelles règles

Demande de volontariat pour faire de la CS :
Acceptation de RTE sous réserve d'une analyse coûts bénéfices pour la collectivité

Rémunération de la CS composée de:

\+ Une rémunération égale au **surcoût de la facture d'utilisation du RPT aux points de connexion : PF + PV**

\+ Part Fixe pour équipements dédiés CS sur approbation des justificatifs **OU** Incitation financière zonale et temporaire

\+ **part variable:** remboursement de l'énergie active x Prix SPOT

\+ **part variable** (technologique par démarrage ou par heure de CS) par installation qui couvre les **éventuels** coûts supplémentaires d'exploitation/maintenance des équipements dédiés au fonctionnement en CS soumis à approbation de RTE sur justificatifs

Incitation financière zonale et temporaire pour augmenter le service de CS dans les zones à besoin

L'objectif étant d'augmenter les capacités du service de compensation synchrone ou statique rapidement et surtout dans des zones spécifiques comme la zone du Sud-Ouest électrique

Proposition de mettre en place une incitation financière zonale et temporaire pour accélérer le déploiement de la CS sur les zones à besoin. **Elle remplacerait la part fixe dédiée CS.**

Incitation financière zonale et temporaire

La mise en place de cette incitation financière s'accompagne d'un retour d'expériences réalisé chaque année sur le coût et la maintenance de l'implémentation des équipements dédiés CS.

Les bénéficiaires devront fournir à RTE des justificatifs en cas d'investissements réalisés dans des équipements dédiés à la CS, ainsi que sur les coûts d'exploitation et de maintenance associés.

La facturation est réalisée trimestriellement, sur la base de la disponibilité et réalisation du service de CS et du respect de plage contractualisée

Aucune pénalité n'est appliquée en cas de non-réalisation du service.

Remboursement de l'énergie active pour la CS

Règle actuelle : une part variable qui couvre le remboursement de l'énergie active soutirée via un forfait de soutirage

$$PV_{CS} = k_{cs} \times P_{max} \times D_{cs} \times \left(\frac{1}{3} \times P_{pointe} + \frac{2}{3} \times P_{base}\right)$$

k_{cs} part de la P_{max} soutirée soit 1,5% pour le Thermique ; 2,8% pour l'hydraulique ; 2,5% pour l'éolien et le PV
D_{cs} nombre d'heures de fonctionnement en CS dans le mois
P_{pointe} et P_{base} prix à terme France (EEX Power Derivatives France)

Dans un objectif de couvrir au plus juste les coûts supportés par l'acteur, proposition de rembourser la somme des coûts horaires de l'énergie active dédiée à la CS au prix horaire SPOT.

$$PV_{CS} = \sum_{h=1}^{h=n} \left(\boldsymbol{W_{P_{CS}h}} \times \boldsymbol{Prix_{h\ SPOT\ horaire}} \right)$$

h représentant chaque heure de fonctionnement en CS du groupe

W_{PCSh} Energie active totale soutirée en CS sans le soutirage de l'énergie active dédiée aux auxiliaires pendant l'heure h

W_{PCSh} = énergie active mesurée – énergie active de soutirage des auxiliaires

Energie active de soutirage des auxiliaires = nb d'heures en CS x la puissance de soutirage des auxiliaires

Si le groupe ne dispose pas de compteurs, il est possible de mettre en place une puissance de soutirage dédiée à la CS hors auxiliaires à définir par groupe
où W_{PCSh} = puissance d'énergie active de soutirage dédiée CS x nombre d'heures en CS

CS: nouvelle proposition – Coût de maintenance et exploitation dédié CS lorsque la CS est optionnelle

part variable (technologique par démarrage ou heure de CS) qui couvre les éventuels coûts supplémentaires d'exploitation/maintenance des équipements dédiés au fonctionnement en CS dont l'usure des équipements dédiés CS **et qui n'ont pas été rémunérés par la rémunération du réglage de tension**
soumis à approbation de RTE et sur justificatif

Si coût élevé: activation sur demande de RTE

Coût par démarrage x Nombre de démarrages **Ou** **Coût par heure en CS ou par Mvar.h**

- **TAC**: coût par démarrage fourni par l'entité de réglage en septembre de l'année A-1

  Formule de rémunération de la **TAC**: **coût par démarrage x nombre de démarrage**

- **Groupes hydrauliques, Groupes solaires et Groupes éoliens. Mise à jour des coûts par l'IPC basé sur justificatif**

Pour ces groupes, il y a une part variable d'exploitation et de maintenance dédié à la CS qui dépend de la sollicitation du réseau.

- Formule de rémunération des groupes autres que la TAC: **coût par heure de CS x nombre d'heure en CS**

Exemple pour les hydrauliques où c'est le temps en fonctionnement en CS qui provoque des coûts supplémentaires

A ce jour, il n'y a pas de coûts supplémentaires sur les éoliens

Merci !