4 Révision des règles Services Système Tension

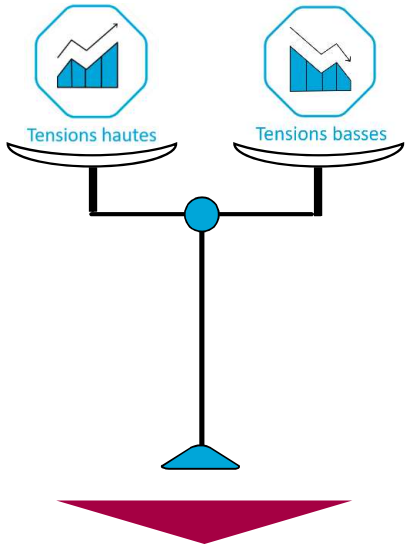
4.1 Evolution des règles de gestion de la tension pour répondre aux besoins du Système électrique

Contexte

La tension, une grandeur locale et fluctuante dont la maitrise est indispensable au bon fonctionnement du système électrique

RTE doit assurer en permanence l'équilibre du système électrique, tant pour des problématiques d'équilibre offre-demande, que pour la **surveillance des flux** (transit, tension).
Des **contraintes de tensions hautes toujours plus importantes**, avec des perspectives d'évolution

- Une **évolution des usages électriques** qui consomment de moins en moins de réactif
- **L'enfouissement des réseaux électriques** de transport et de distribution qui les rend plus capacitifs
- Le **raccordement des nouveaux clients**



La **décarbonation** de l'industrie et les perspectives de **réindustrialisation** dans des zones concentrées pourraient **inverser les tendances localement**

Contraintes de tensions hautes sur l'ensemble du système électrique

Des contraintes de tensions basses pourraient réapparaitre à partir de 2030

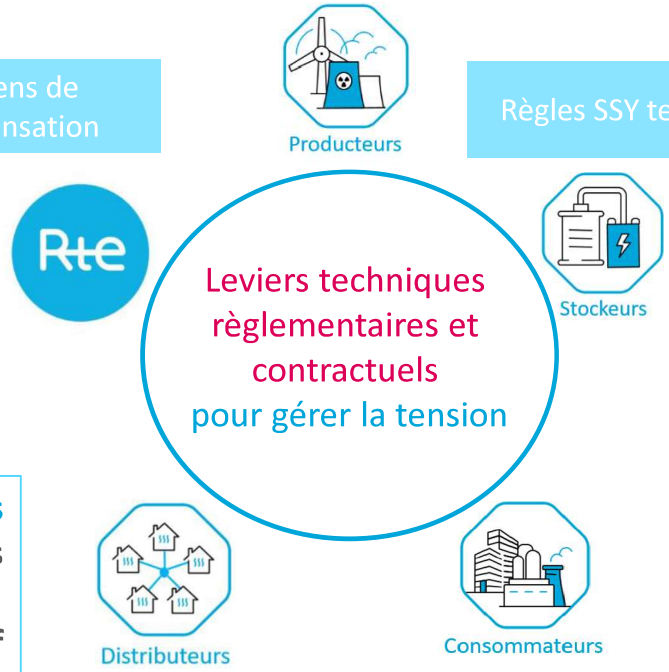
Dans ce cadre RTE doit s'assurer dès maintenant de la **disponibilité des leviers pour gérer le réactif à la hausse comme à la baisse**, pour tous les participants (producteurs, gestionnaires de réseau et consommateurs).

La tension, une grandeur locale et fluctuante dont la maitrise est indispensable au bon fonctionnement du système électrique

La contribution de l'ensemble des acteurs du Système électrique prise en compte dans le SDDR 2025 :
une **combinaison des différents leviers** de réglage de la tension **indispensable**

Un **plan d'investissements** dans des **moyens de compensation** (selfs) sur le RPT

Moyens de compensation



Règles SSY tension

Révision des Règles Services Système (SSY) tension qui rémunèrent les acteurs contribuant au réglage actif de la tension
(ouverte aux producteurs, stockeurs et consommateurs)

La **sollicitation des capacités existantes des producteurs HTA** sur **les réseaux publics** (campagnes annuelles)
La **révision du dispositif de gestion du réactif à l'interface RPT/RPD** (TURPE 7)
Des **travaux conjoints** pour améliorer la tension à l'interface

Interface RPT/RPD
TanPhi (prod HTA)
Gabarit tarifaire

Manœuvre de moyens de compensation
Gabarit tarifaire

Révision des **capacités constructives** en réactif (phase raccordement)
Exploration de leurs capacités de réglage de tension

Des Règles SSY tension qui évoluent

2024

Une première révision des Règles pour **faciliter la signature aux producteurs ENR**
(ouverture à davantage de signataires que les responsables de programmation pour répondre à l'obligation de signer)

suivie d'une campagne nationale d'information et de signature des Règles



2025

Une révision profonde des Règles Services Système tension avec pour objectifs de
- **garantir dans la durée la disponibilité des capacités et services offerts**
- **rémunérer** à l'activation réelle des services fournis, **en réponse aux besoins du réseau**

1. **Evolution de la rémunération en réglage de tension**
2. **Révision des abattements, pénalités et gestion des jetons d'indisponibilité**
3. **Evolution de la rémunération en compensation synchrone ou statique**



Projet d'évolution des Règles Services Système Tension

Planning de concertation publique sur les nouvelles règles

- **27/3/25 après-midi lors du GT transverse**
  présentation du projet d'évolution de la rémunération des services système tension
- **8/4/25 matin lors du GT producteur**
  atelier 1 sur la rémunération des SSY-U hors Compensation Synchrone ou statique
- **6/5/25 matin** (atelier dédié)
  atelier 2 sur la Compensation Synchrone ou statique, et abattement et pénalités
- **12/5/25 après-midi lors du GT producteur**
  atelier 3 sur les retours éventuels et approfondissement si nécessaire
- **27/5/25 matin** (atelier dédié)
  atelier 4 sur les retours éventuels et approfondissement si nécessaire

mars à mai 2025	juin à juillet 2025	septembre à octobre 2025	
Concertation sur les nouvelles règles	Consultation publique sur les nouvelles règles	Saisine CRE pour approbation	Implémentation des nouvelles règles (SI et commerciale)

La rémunération du réglage de la tension

Les règles services système tension sont complémentaires au code de l'énergie pour définir les droits et devoir de chaque partie.



Objectifs de la rémunération des services système tension

- inciter à **maintenir dans la durée les capacités de réglage de tension** (rémunération et abattement/pénalités) des entités de réglage de tension (producteurs, unités de stockage et consommateurs),
- inciter à **développer des capacités supplémentaires** au-delà des obligations réglementaires,
- permettre à RTE de les utiliser pleinement avec l'objectif **d'optimiser le coût de gestion du système électrique** et
- **ajuster les pénalités** pour mieux correspondre au préjudice subi par RTE en cas de défaillance des acteurs sur le réglage de tension

En visant une **juste rémunération** du service pour les entités de réglage de la tension au sein d'une enveloppe financière raisonnable pour les utilisateurs du réseau public de transport.

4.2 La rémunération du réglage de la tension (hors Compensation Synchrone ou statique)

4.2.1 La rémunération du réglage de la tension (hors Compensation Synchrone ou statique)

Modalités actuelles

La rémunération actuelle du réglage de la tension

Part Fixe $= K_{PF}\left(\frac{Q_+}{0{,}32\ P_{max}}\right)(Q_+ - Q_-) \times d$

Part Variable $= K_{PV}(Q_+ - Q_-)\,D_h \times d$

2/3 de la rémunération actuelle

1/3 de la rémunération actuelle

Part fixe couvre les surcoûts d'investissement liés au réglage

- Surdimensionnement de l'alternateur / des onduleurs
- Surdimensionnement du transformateur
- Coût du régulateur de tension
- Impact du surdimensionnement sur les pertes électriques (gain car le surdimensionnement diminue les pertes)

Pondération appliquée uniquement sur la fourniture d'énergie réactive (Q_+)

Part variable couvre les coûts de fonctionnement liés au réglage

- Coûts de maintenance liés au réglage de tension (préventive et « fortuite »)
- Pertes liées au réglage de la tension

La puissance réactive réellement délivrée n'est pas prise en compte, seules les plages [Q- ; Q+] et la durée de fonctionnement en réglage sont considérées

K_{PF} paramètre fixé chaque année en euros/Mvar/an - 657,40 en 2024
0,32 Pmax correspond aux capacités constructives demandées en fourniture de réactif (Q_{+cc})
d coefficient de disponibilité

K_{PV} paramètre fixé chaque année en euros/Mvar/demi-heure de fonctionnement en réglage primaire de tension (0,02932 en 2024)
D_h nombre de demi-heure de fonctionnement au titre du Réglage Primaire de Tension (*pour la production éolienne ou PV, correspond à une **durée forfaitaire annuelle** déclarée par le Titulaire)*

La rémunération actuelle du réglage de la tension

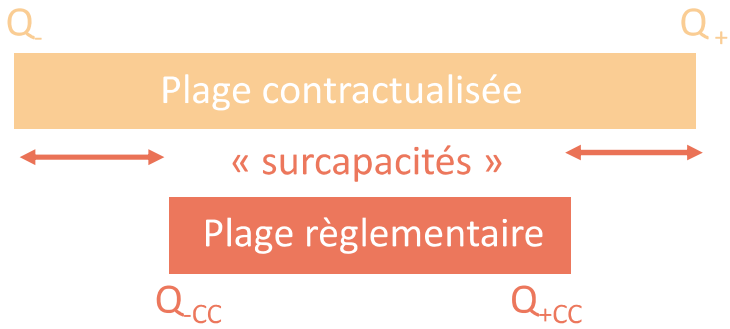
Constats sur les règles actuelles

- Une rémunération fonction de
  - la **durée de fonctionnement** en réglage
  - la **plage de réactif contractualisée** (capacité offerte)

Pas représentatif du service rendu au réseau ni de la réelle contribution de l'entité de réglage

- Une rémunération de la capacité **qui n'incite pas toujours l'entité de réglage à offrir plus de service que le strict réglementaire**
- Une **dissymétrie de pondération** entre la capacité de fourniture Q+ et d'absorption Q-

Pas d'incitation actuelle à offrir plus en absorption de réactif



4.2.2 La rémunération du réglage de la tension (hors Compensation Synchrone ou statique)

Propositions d'évolutions

Proposition d'une nouvelle structure

Souhait de RTE : disposer d'un cadre de rémunération qui

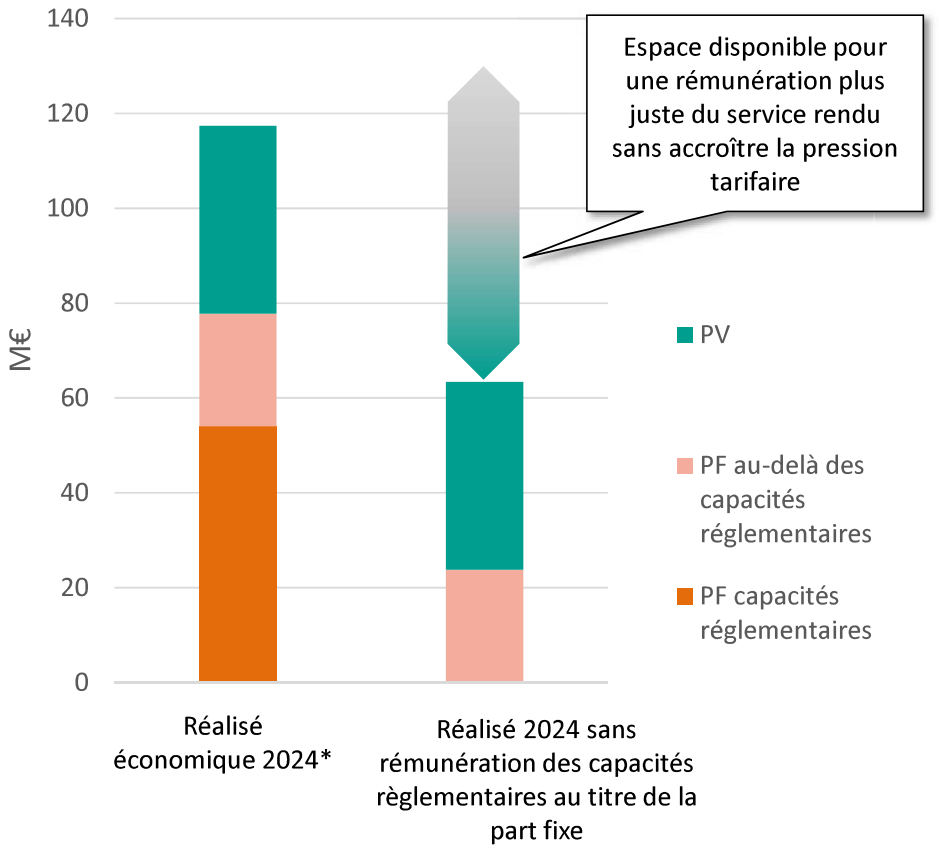
- corresponde mieux aux besoins du système électrique
- qui reflète le service réellement rendu

Deux composantes de rémunération à l'avenir :

- une **rémunération variable** proportionnelle aux énergies réactives fournies et absorbées pour tous

- Un **bonus sous forme de prime fixe** pour ceux qui mettent à disposition des capacités de réglage au-delà des obligations règlementaires actuelles

=> Cette proposition conduit à revoir la structure de la rémunération de la part variable



sous réserve de l'approbation du réalisé 2024 par la CRE

Couverture des coûts associés au réglage

Par an en M€	Basse	Haute
Pertes liées au réglage de la tension		
Coût de Maintenance lié au réglage		
Part d'investissement liée au Surdimensionnement (alternateur / onduleur et transformateur)		
Gains liés à la diminution des pertes grâce au surdimensionnement		
Coût des régulateurs de tension		
Total	**80**	**130**

Estimations réalisées sur la base du parc de réglage de tension à fin 2024 contractualisé: 93 GW, Q+: 39 Gvar et Q-: -49 Gvar

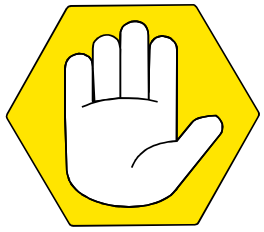
Variables structurantes :

- Durée de vie des matériels en nombre d'années
- Coût alternateur en k€/MVA
- Coût onduleur en k€/MVA
- Coût transformateur en k€/MVA
- Coût des régulateurs de tension en k€ par groupe
- Coût de maintenance pour 100 MW en k€/an
- Part de maintenance liée au réglage de la tension en %



Besoin de travailler ensemble pour affiner les hypothèses du futur niveau

Proposition de nouvelles règles



Dans la suite, l'exemple d'un niveau constant par rapport à TURPE 6 à 115 M€ est décliné dans l'objectif de donner des repères avec

le parc d'entités de réglages existant à fin 2024

une répartition à 2/3 et 1/3 entre part variable et part fixe

(les chiffres sont à titre indicatif)

Lorsque le niveau sera affiné avec vos données, les paramètres chiffrés seront mis à jour

Proposition d'une nouvelle structure



Rémunération proportionnelle au temps de présence en réglage de tension

Vers la sollicitation réelle du réseau.



Sur la base du parc d'entités de réglage à fin 2024

La PF rembourse seulement les surinvestissements liés aux capacités **extra réglementaires**

La **PV** devient la **rémunération du service en fonction de la sollicitation réelle des entités de réglage** pour les besoins du réseau

Proposition sur la part fixe

~ 38 M€

Part Fixe

$$PF = K_{PF}\left(\frac{Q_+}{Q_{+CC}}\right)\left(\frac{Q_-}{Q_{-CC}}\right)((Q_+ - Q_-) - (Q_{+cc} - Q_{-cc}))\ d$$

K_{PF} paramètre fixé chaque année en €/Mvar/an soit dans notre exemple 649€/Mvar/an

Q_+ capacité réelle maximale en fourniture

Q_- capacité réelle maximale en absorption

} $(Q_+ - Q_-)$ plage contractualisée

Q_{+cc} capacité réglementaire demandée en fourniture (0,32 Pmax)

Q_{-cc} capacité réglementaire demandée en absorption (-0,35 Pmax)

} $(Q_{+cc} - Q_{-cc})$ plage réglementaire

d coefficient de disponibilité

Une contribution pour les capacités de réglage de tension **supérieures aux capacités réglementaires** avec une meilleure rémunération des surcapacités de **fourniture ET d'absorption** de réactif.

PAS de Part Fixe pour les entités qui proposent des **capacités égales ou en deçà des capacités réglementaires**, pour inciter les acteurs à avoir des capacités de réglage supérieures et de les mettre à disposition du réseau.

Proposition sur la part variable

~ 77 M€

Part variable (PV) | PV_{RST}

$$PV = K_{WQ} . W_Q$$

$$PV = 1{,}5 . K_{WQ} . W_Q$$

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 **0,62 €/Mvar.h** dans notre exemple à 115 M€

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

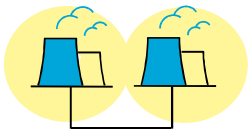
Des règles de gestion nécessaire pour exclure l'énergie réactive mesurée lorsque les entités sont à l'arrêt

Une phase d'implémentation nécessaire pour :

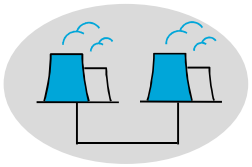
- Identifier les compteurs pour chaque site
- Définir la formule électrotechnique de correction pour le compteur d'un site non situé au point de connexion
- Un délai incompressible pour une évolution des outils SI
- Contractualiser les points de comptage retenus et les éventuelles formules de correction

Proposition d'une facturation à la maille du site

Il se peut qu'il n'y ait qu'un seul compteur au point de connexion, et par uniformisation avec la facturation du TURPE :

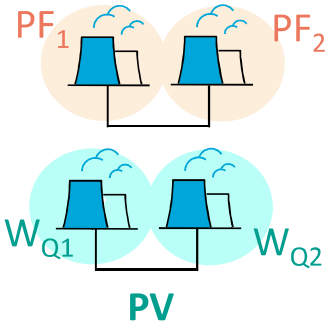


Les contrôles de performance sont réalisés à la maille des entités de réglage



La facturation s'effectue à la maille du site

soit par centrale pour le nucléaire et par usine pour l'hydraulique



Les **parts fixes** sont calculées par entité de réglage puis additionnées

$$\mathbf{PF} = PF_1 + PF_2$$

La **part variable** est calculée en additionnant les énergies réactives relevées par les compteurs au(x) point(s) de connexion

$$\mathbf{PV} = K_{WQ}(WQ_1 + W_{Q2})$$

S'il n'y a qu'un seul point de comptage pour plusieurs entités, les Mvar.h mesurés au niveau du compteur sont facturés sans distinguer ce que chaque entité aura fourni ou absorbé.

Proposition d'une nouvelle indexation des prix

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

Synthèse pour la rémunération du réglage de la tension

Un niveau (ou enveloppe budgétaire) **à affiner avec votre contribution**

Règles actuelles: sur un exemple d'enveloppe à 115 M€ - facturation par groupe

K_t Révision annuelle des prix
Formule historique basée sur différents indicateurs

Part Fixe 2/3 de l'enveloppe budgétaire 77 M€
Remboursement du surdimensionnement nécessaire pour fournir des capacités de réglage de la plage contractualisée

Part Variable 1/3 de l'enveloppe budgétaire 38 M€
Fonction de la durée de couplage et de la plage de réactif [Q- ; Q+] pour toutes les installations.

Evolutions proposées sur un exemple d'enveloppe à 115 M€ - facturation par **site**

K_t Révision annuelle des prix
Basé sur l'inflation (IPC)

Part Fixe dépendante des surcapacités du parc ~1/3 de l'enveloppe budgétaire sur le parc de 2024 : 38 M€
Remboursement du surdimensionnement pour fournir uniquement **les capacités de réglage au-delà de la plage réglementaire**

Part Variable ~2/3 de l'enveloppe budgétaire sur le parc de 2024 : 77 M€

Rémunération au service rendu :
à l'énergie réactive

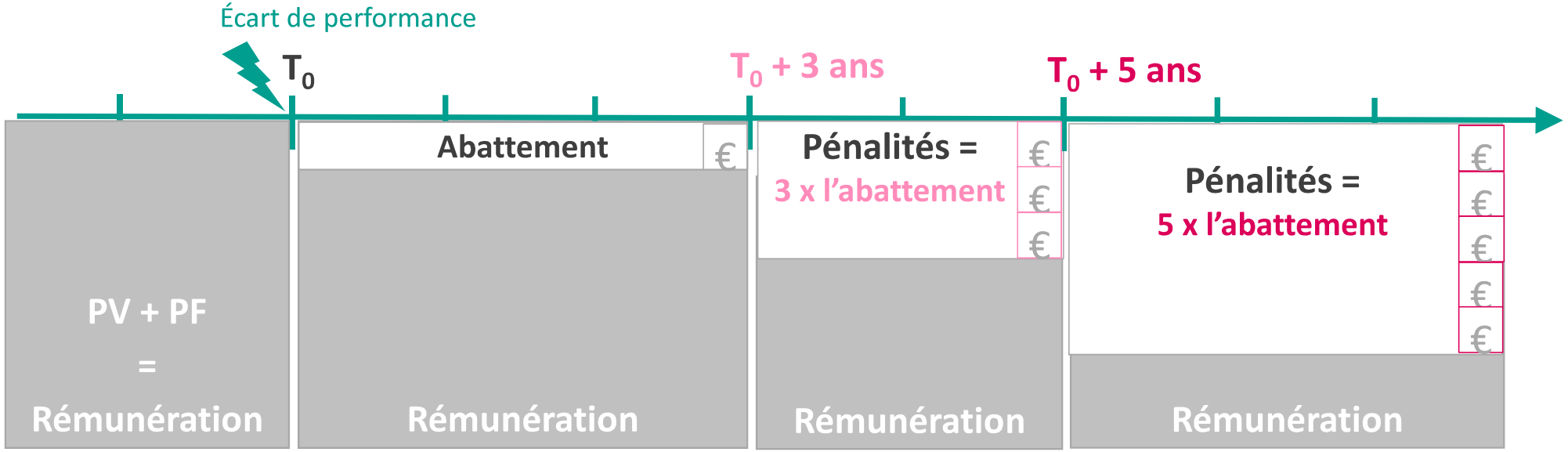
4.3 Les abattements et pénalités

4.3.1 Les abattements et pénalités

Modalités actuelles

Abattements et pénalités : règles actuelles

Les défaillances de réglage de la tension peuvent donner lieu à des Abattements de rémunération ou à des Pénalités selon un **échéancier graduel**, dès lors que les écarts de performance dépassent certains seuils à compter d'un T_0.



Gestion des indisponibilités ou jetons

Selon les modalités actuelles suivantes :

Si indisponibilité < 10 jours consécutifs → pas d'abattement de la PF

Sinon

Si utilisation de jetons d'indisponibilité (gestion des interventions programmées ou fortuites)

Un jeton annuel
(pour indisponibilité < 90 jours consécutifs)

Un jeton exceptionnel
(pour indisponibilité < 6 mois tous les 4 ans ou pour indisponibilité < 12 mois tous les 10 ans)

→ pas d'abattement de la PF
sauf si dépassement de la période

sinon → abattement de la PF

Constat :

Plus de la moitié des groupes utilise un **jeton annuel** (Jeton A)
soit 90 jours d'arrêt pendant lesquels la part fixe est maintenue

Le suivi et la gestion des jetons sont réalisés manuellement => complexe et chronophage

4.3.2 Les abattements et pénalités

Propositions d'évolutions

Revue de la gestion des indisponibilités

Contexte : Avec les nouvelles règles, la majeure partie de la rémunération serait assurée par la PV qui est fonction du service rendu

- **une indisponibilité entrainerait de fait l'absence de perception de Part Variable**

ce qui représente une perte financière et une incitation à satisfaire ses obligations plus rapidement

- La part fixe diminuant fortement, la gestion manuelle des jetons deviendrait encore moins efficace plus onéreuse pour l'incitation souhaitée

Fin des jetons, une seule règle pour abattre la PF :

Si un groupe est indisponible depuis plus d'un an, sa PF devient nulle

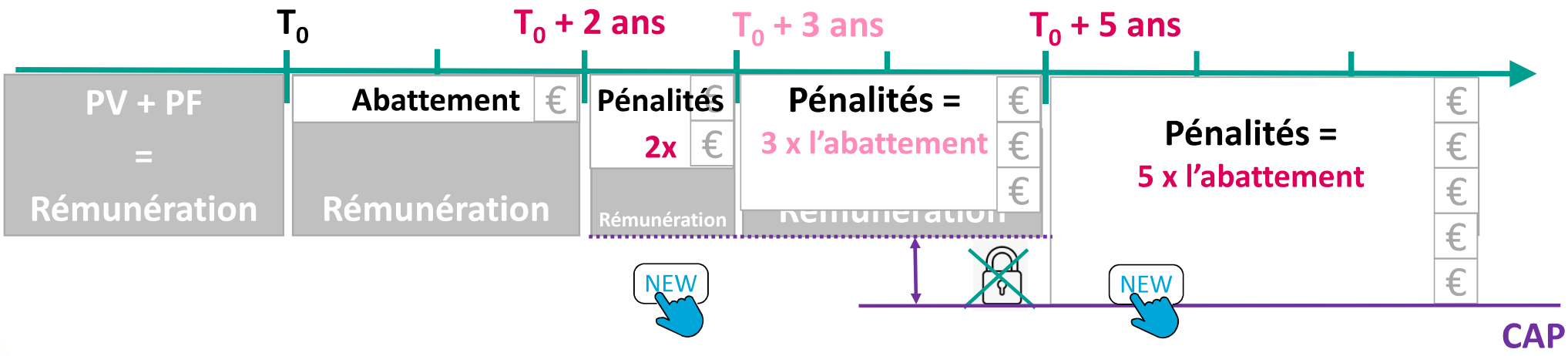
Afin de ne pas pénaliser davantage le groupe.
Ce dispositif revient à intégrer systématiquement le jeton exceptionnel maximum (Jeton Décennal D soit 12 mois pour tous).

Abattements et pénalités : propositions d'évolution

1 Ajout d'un jalon de pénalité : dès 2 ans de défaillance

- La majorité des groupes en écarts soldent leur écart en moins de 2 ans
- => Inciter les groupes à résorber plus vite

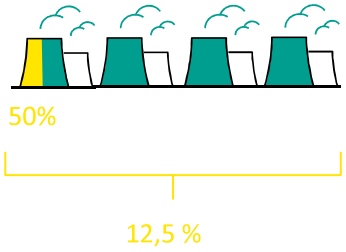
2 Modification du cap des pénalités



Abattements et pénalités : proposition d'évolution

Nouvelles règles : adaptation de l'application de l'abattement

Abattement au prorata de l'indisponibilité de l'entité sur la **FACTURE TOTALE DU SITE (PF et PV)**



- Le groupe G1 est en écart de 50% par rapport à sa capacité contractualisée
- Cet écart représente 1/8 d'indisponibilité de la capacité contractuelle totale offerte à la maille du site, soit un écart de 12,5% à la maille site

  (Hypothèse que les 4 groupes ont les mêmes capacités)
- **Abattement de 12,5% de la facture totale** (PF + PV) à la maille site (G1 + G2 + G3 + G4)



L'objectif

Inciter chaque entité de réglage à résorber plus rapidement ses écarts

Abattements et pénalités : proposition d'évolution

Modifications de 2 contrôles existants :

Contrôle U2 : contrôle la conformité de la **puissance réactive fournie au Point de Livraison**.

Contrôle U5 : vérifie les **performances du RST (Réglage Secondaire de Tension).**

Modifications apportées :

- Ces contrôles vont être **appliqués à toutes les installations**
  dont les **productions non synchrones tels que les parcs photovoltaïques, éoliens, HVDC et stockages.**

- Ces contrôles jusque-là statistiques vont désormais ouvrir **droit à des abattements et pénalités**
  Pour ce faire, des pourcentages d'abattements ont été définis

4.4 La rémunération de la Compensation Synchrone ou statique

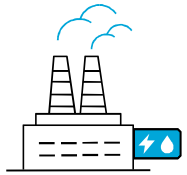
4.4.1 La rémunération de la Compensation Synchrone ou statique

Modalités actuelles

Compensation Synchrone ou statique

La compensation synchrone ou statique est un service de réglage de la tension (fourniture ou absorption d'énergie réactive) alors que le moyen de production est à l'arrêt (ne produit pas d'énergie active). Le moyen de production fournit ou absorbe de l'énergie réactive en soutirant de l'actif.

Il s'agit d'un **service optionnel** fourni par le producteur contre une **rémunération complémentaire** encadrée par les règles Services Système tension (SSY-U).



Les groupes hydrauliques ou thermiques, dont l'alternateur synchrone fonctionne en mode moteur quand ces moyens sont sollicités, font de la **Compensation Synchrone**.

Le principe de la compensation synchrone pour les groupes hydrauliques : par exemple la turbine, qui se trouve habituellement dans l'eau, doit tourner dans l'air pour éviter des frottements hydrauliques.



On parle de **Compensation Statique** lorsque le réglage de la tension est effectué à partir d'équipements à base d'électronique de puissance non synchrones (par exemple producteurs éoliens et photovoltaïques…).

Compensation Synchrone ou statique: règles actuelles

En complément de la rémunération du réglage de tension

1) une rémunération égale au **surcoût de la facture d'utilisation du RPT aux points de connexion**

part fixe du prix annuel et de la Contribution Tarifaire sur l'Acheminement payés par le Participant pour la **sursouscription de Puissance Souscrite** (égale au delta de PS entre un fonctionnement en et hors CS)

+

part variable payée annuellement par le Participant pour les heures de fonctionnement en CS pendant lesquelles le PdL est en soutirage

TURPE

2) une rémunération spécifique couvrant **les coûts propres au fonctionnement en CS**

part fixe qui couvre l'annuité d'investissement et les coûts d'exploitation/maintenance liés aux équipements supplémentaires dédiés au fonctionnement en CS

+

part variable qui couvre le remboursement de l'énergie active soutirée

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

k_{cs} part de la P_{max} soutirée
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)

Cette PF comprend des éléments variables dépendant des heures de sollicitation ou du nombre de démarrages en CS

4.4.2 La rémunération de la Compensation Synchrone ou statique

Propositions d'évolutions

CS: propositions d'évolutions

En complément de la rémunération du réglage de tension

1) une rémunération égale au **surcoût de la facture d'utilisation du RPT aux points de connexion**

part fixe du prix annuel et de la Contribution Tarifaire sur l'Acheminement payés par le Participant pour la **sursouscription de Puissance Souscrite** (égale au delta de PS entre un fonctionnement en et hors CS)

+

part variable payée annuellement par le Participant pour l'énergie active soutirée dédiée à la CS

NEW

TURPE

2) une rémunération spécifique couvrant **les coûts propres au fonctionnement en CS**

part fixe qui couvre l'annuité d'investissement liés aux équipements supplémentaires dédiés au fonctionnement en CS

+

part variable qui couvre le remboursement de l'énergie active soutirée dédiée à la compensation synchrone ou statique :
Quantité d'énergie active soutirée dédiée à la compensation synchrone ou statique x prix SPOT horaire

NEW

+

part variable (technologique par démarrage) qui couvre les éventuels coûts supplémentaires d'exploitation/maintenance des équipements dédiés au fonctionnement en CS
Coût par démarrage x Nombre de démarrages

NEW

+

Bonus 3% sur toute la rémunération de la compensation synchrone ou statique pour rémunérer le service (y compris part fixe et part variable)

NEW

Compensation statique : opportunité pour le système

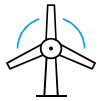
Objectif : mieux maitriser les phénomènes de tension pour la collectivité avec une sollicitation plus fréquente de la compensation statique

- Des expérimentations en cours nous ont permis de vérifier que les parcs éoliens et photovoltaïques sont capables de faire de la compensation statique
- Cependant, l'enclenchement ou l'arrêt du mode compensation statique n'est pas toujours pilotable

La participation des parcs éoliens et photovoltaïques en compensation statique serait de :



4380 heures par an soit 50% du temps



876 heures par an soit 10% du temps



Opportunité pour les parcs de faire de la compensation statique toute l'année
(en autonomie car pas d'outil d'activation de téléconduite)
La compensation statique s'active automatiquement dès qu'il n'y a pas de vent ou de soleil

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)

5 Annexes évolution des règles services système tension

5.1 Rémunération Services Système Tension hors CS

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 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

Proposition de règles de gestion sur la PV

Proposition de règles de gestion sur la rémunération de la part variable en réglage de la tension (hors compensation synchrone ou statique) pour ne mesurer l'énergie réactive que lorsque le groupe est en réglage de tension :

Pour les groupes qui ne font pas de compensation synchrone ou statique:

- Pour une entité nucléaire, éolienne, thermique ou photovoltaïque :
  rémunération s'il y a de l'actif injecté (actif injecté > 1 MW)
- Pour une entité hydraulique hors compensation synchrone :
  rémunération s'il y a de l'actif injecté ou soutiré dans le cas des pompages
  (actif injecté > 1 MW ou actif soutiré > 1 MW)
- Pour les batteries : rémunération tant qu'elles sont couplées (car réglage en permanence).

Pour les groupes qui font de la compensation synchrone ou statique:

- rémunération s'il y a de l'actif injecté ou soutiré (au-delà de l'actif soutiré nécessaire aux auxiliaires) (traitement de la rémunération synchrone ou statique dans un chapitre ultérieur).

Les règles SSY tension – indexation des prix actuelle

Part Fixe (PF)

$$PF\ (€) = K_{PF}\left(\frac{Q_+}{0{,}32\ P_{max}}\right)(Q_+ - Q_-) \times d$$

Part variable (PV)

$$PV\ (€) = K_{PV}\,(Q_+ - Q_-)\,D_h \times d$$

$$PV\ (€) = 1{,}5\ KPV\,(Q_+ - Q_-)\,D_h \times d$$ **majoration 50%** si RST

Les montants de la part fixe et de la part variable sont **révisés au 1er janvier** de chaque année « n », à compter du 1er janvier 2018 inclus, en multipliant les coefficients K_{PF} et K_{PV} par un coefficient K_t

$$K_{PF\ n} = K_t \cdot K_{PF\ n-1}$$

$$K_{PV\ n} = K_t \cdot K_{PV\ n-1}$$

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

$ICHT - revTS_{n-1}$ Indice du mois de juillet de l'année n-1 du coût horaire du travail tous salariés charges salariales incluses pour les industries mécaniques et électriques, publié au BOCCRF ou par toute autre revue spécialisée

$ICHT - revTS_0$ Indice du Mois de juillet 2016 du coût horaire du travail tous salariés charges salariales incluses pour les industries mécaniques et électriques (= 117,7)

$FSD1_{n-1}$ Indice du Mois d'octobre de l'année n-1 des frais et service divers 1 publié par le Moniteur des TP et B, ou par toute autre revue spécialisé

$FSD1_0$ valeur de cet indice au premier octobre 2016 (= 124,7)

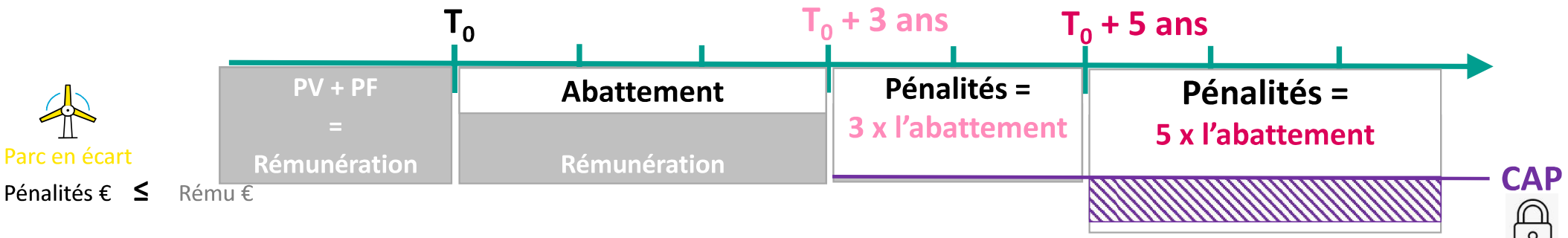
Par application successive de la règle de révision des prix depuis le 1er janvier 2018 le coefficient K_t est égal à 1,26107 au 1er janvier 2024

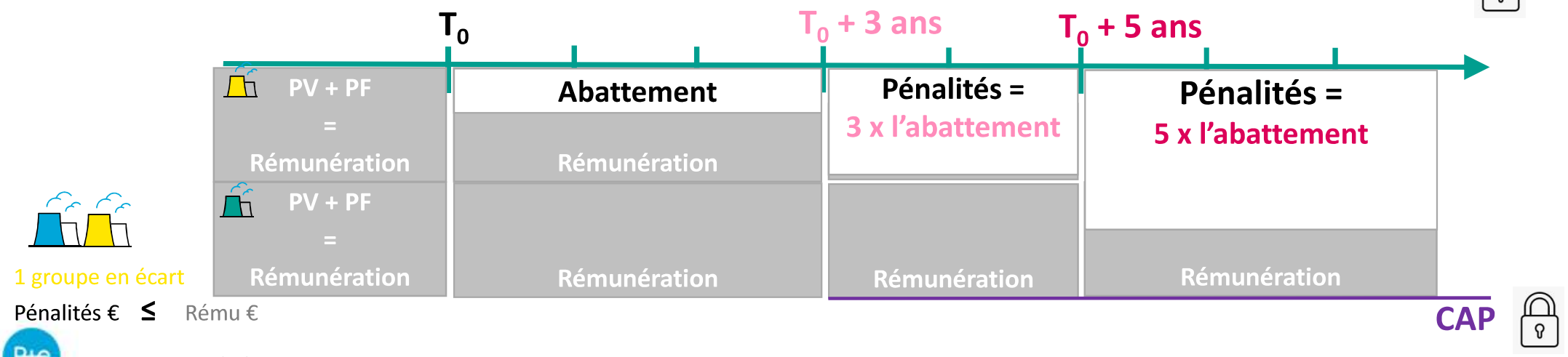
5.2 Abattements et Pénalités

Abattements et pénalités : règles actuelles

Des pénalités au montant capé

Le montant des Pénalités exigible sur une période de 12 mois est capé à la rémunération que le Participant aurait perçue en l'absence de défaillance, pour l'ensemble des Entités de Réglage de la Tension décrites dans l'Annexe 4.





Abattements et pénalités : proposition d'évolution

Modifications du contrôle U2 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 les PPM (PV, éolien, HVDC, Stockage)

Ecart élémentaire (en kV) = (U+lQ) – Ucons

Seuil de Notification :

- Ecart > max (1kV ; 0.5%Un)
- Notification si Durée >10% du temps de fonctionnement en RPT

Période d'observation :

- Durée de 1 à 6 mois avec plus de 100h de fonctionnement
- Exclut les périodes où l'EDR est en butée UQ- ou UQ+

Critères de notification de l'écart :

Les sites ne disposant pas des TI « Ucons et Butées Uq+ et Uq- » (non demandés dans le CdC téléconduite) sont exclus de ces règles.

La Notification des écarts détectés par RTE fait l'objet de la procédure particulière à l'Article 4.5.3.1.3.

Il y a Notification, dès l'écart > 10 % , mais on part du principe qu'on peut adapter en fonction des échanges avec le client, qui permettront de statuer entre le mauvais réglage et une absence de réglage

Règle d'abattements:

On abat de 30 % (PF + PV) dès l'écart validé entre Rte et le client

On passe à un abattement de 100% (PF + PV) si l'écart n'est pas résorbé après 6 mois

5.3 Compensation Synchrone ou statique

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

Part variable dédiée CS

La **part fixe** actuelle comporte le **remboursement de coûts (variables) d'exploitation et de maintenance liés au fonctionnement en CS**, qui ont été calculés dans l'hypothèse d'une utilisation marginale du service.

Or les sollicitations ne sont pas toujours marginales, en conséquence les coûts ne couvrent pas toujours le niveau de sollicitation réelle.

Dans l'objectif d'ajuster les coûts au niveau de sollicitation réelle des groupes, il est proposé un transfert de la Part Fixe à la Part Variable avec la

Mise en place d'une PV technologique pour l'hydraulique et le thermique

= coût par démarrage x un nombre de démarrages sollicité au besoin du réseau

Le coût par démarrage doit être fourni par l'entité de réglage lors de l'implémentation des nouvelles règles et ce coût doit être justifié

Pas de forfait technologique sur les parcs éoliens et photovoltaïques

Revue de la formule PV surcoût facture transport

Rémunération égale au surcoût de la facture d'utilisation du RPT aux points de connexion.

Ce surcoût est la somme :

- de la part fixe du prix annuel et de la Contribution Tarifaire sur l'Acheminement payés par le Participant pour la sursouscription de Puissance Souscrite (égale au delta du besoin en PS entre un fonctionnement en et hors CS),
- de la part variable payée annuellement par le Participant **pour les heures de fonctionnement en CS** pendant lesquelles le PdL est en soutirage**.**

devient

- **Part variable payée annuellement par le Participant pour les énergies actives en CS diminuées de l'énergie active des auxiliaires pendant lesquels le PdL est en soutirage**

Homogénéisation des processus via l'extraction des énergies actives pour calculer la part PV de la CS – reprise de cette donnée pour le remboursement du TURPE en soutirage pour effectuer le service de CS