Le réseau de transport d'électricité

GT Tension - atelier 3 rémunération des services système tension hors Compensation Synchrone ou statique

27/05/2025

CURTE

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)

Retour des acteurs au 23/05/2025

- **Une concertation rapide:** un temps estimé insuffisant pour les acteurs pour assimiler les évolutions, les analyser et y répondre **=> Allongement du planning proposé**
- **Etude CentraleSupélec** qui définit les surdimensionnements en réglage de tension et les niveaux de pertes, à méthodologie 2015 constante**: en attente du retour des acteurs**
- **Diminution de la part fixe** en transférant la rémunération des capacités réglementaires vers la part variable: **augmentation d'un risque financier** sur la potentielle viabilité des projets car difficulté à se projeter à long terme sur le volume d'énergies réactives
- **Fin de gestion des jetons: pas d'opposition à cette proposition** et simplification pour les acteurs
- **Pénalité à partir de 2 ans (2 x l'abattement)**: **opposition à cette pénalité**. Les acteurs estiment qu'ils n'ont pas de leviers pour éviter la pénalité et demandent à rester sur une pénalité à 3 ans
- **Abattement calculé sur la part variable en fonction du ratio de la plage du groupe en écart par rapport au site** : souhait d'un abattement sur la base du compteur en sortie du groupe dès qu'il est disponible
- **Comptage que sur les PLIC (installation) et pas sur les PPE (par groupe dont ceux en décompte) :** opposition de certains acteurs à ne pas avoir de données sur les groupes en décompte

Projet d'évolution des Règles Services Système Tension

Nouveau planning de concertation sur les nouvelles règles services systèmes tension

Retours attendus des acteurs

Toutes **questions sur la méthodologie des coûts** pour **30/6**

Du **questionnaire sur la compensation synchrone ou statique** pour le **26/8/2025**

Des **coûts** pour le **26/8/2025**

- **27/5/25 matin** (atelier dédié): atelier 3 sur la rémunération des SSY-U hors Compensation Synchrone ou statique (structure)
- **11/6/25 après-midi lors du GT producteur**: atelier 4 sur la compensation statique (explication plus détaillée avec exemple sur les GMP)
- **3/7/25 matin (atelier dédié): atelier 5 dédié à la filière des producteurs éoliens, photovoltaïques ou stockage** pour répondre à toutes leurs questions
- **10/7/25 après-midi lors du GT producteur :** atelier 6 retour des acteurs sur les questions de méthodologie sur les coûts
- **28/8/25 matin** (atelier dédié): atelier 7 réponses aux acteurs sur les différentes questions dont méthodologique
- **9/9/25 matin lors du GT producteur :** atelier 8 retour sur le niveau
- **25/9/25 matin** (atelier dédié): atelier 9 retour sur la compensation statique
- **9/10/25 après-midi lors du GT producteur :** atelier 10 sur les retours éventuels et approfondissement si nécessaire
- **21/10/25 matin** (atelier dédié): conclusion et synthèse de cette concertation

mars à octobre 2025	Novembre à décembre 2025	Janvier à février 2026	
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.

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

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

2/3de 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

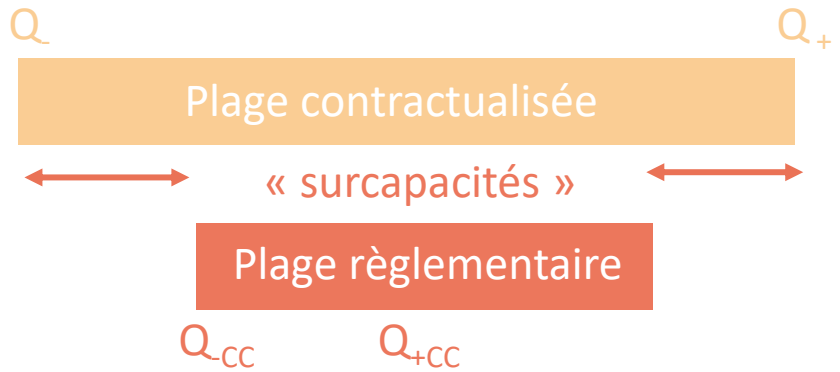
Constats sur les règles actuelles

- 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



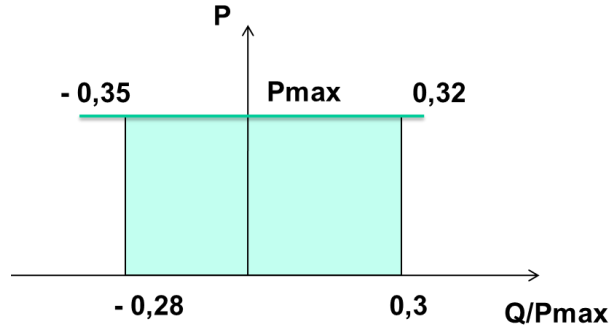
2 La rémunération du réglage de la tension (hors Compensation Synchrone ou statique)

Propositions d'évolutions

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

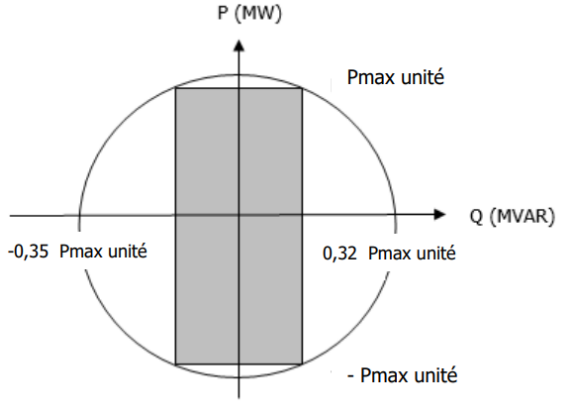
« Le gestionnaire du réseau public de transport veille également à la disponibilité et à la mise en œuvre des services nécessaires au fonctionnement du réseau. ***Tout producteur dont les installations disposent d'une capacité constructive de réglage de la fréquence ou de la tension met, en application 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

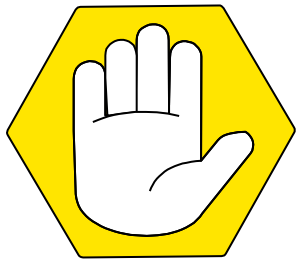
Arrêté du 9 juin 2020 définit les prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement aux réseaux d'électricité. **La DTR** (Documentation Technique de Référence) **via le Cahier des charges des capacités constructives impose aux producteurs et aux unités de stockage non 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

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

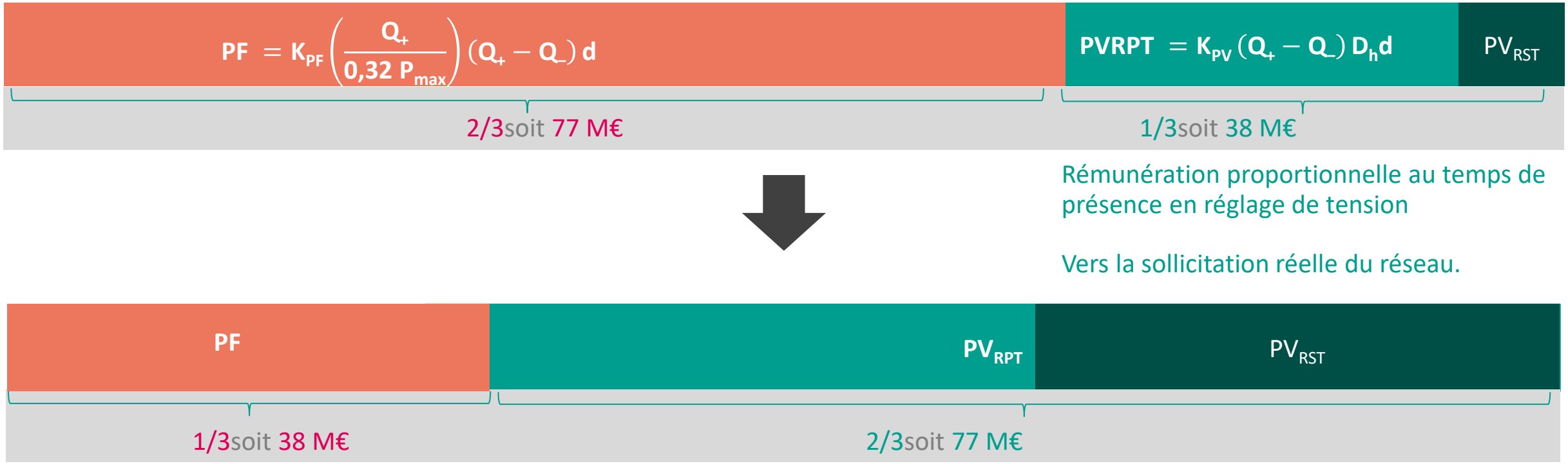
le parc d'entités de réglages existant à fin 2024

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

(les chiffres sont à titre indicatif)

Lorsque le niveau sera simulé avec vos données, une nouvelle proposition sera communiquée

Proposition d'une nouvelle structure



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

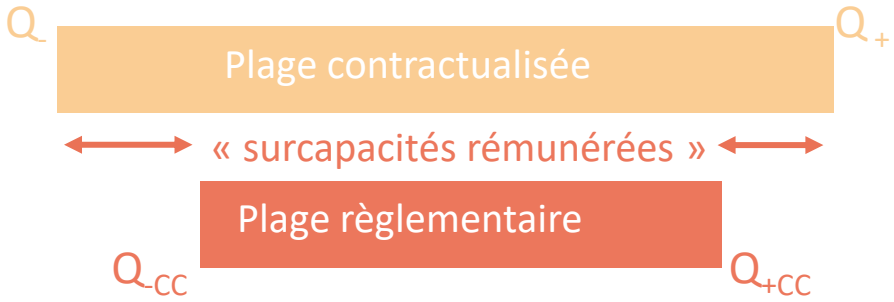
} $(Q_+ - Q_-)$ plage contractualisée

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.
(il n'y a pas de part fixe négative)

Proposition sur la part variable

~ 77 M€ | Part variable (PV_{RPT}) | PV_{RST}

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

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

$$PV_{RST} = 0{,}5 . K_{WQ} . W_Q$$ 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 **0,62 €/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

Comptage – nouvelle proposition

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.

Proposition initiale: Ce sont les compteurs au point de connexion (exemple ceux du **PLIC**, Point de Livraison et d'Injection Contractuel servant déjà à la facturation du TURPE, Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité) **qui devraient être utilisés**

Voici la nouvelle proposition 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.

Avez-vous besoin de disposer de l'énergie réactive brute des groupes (sans correction) en décompte inutilisée dans la rémunération ? Si oui, pour quelles raisons?

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

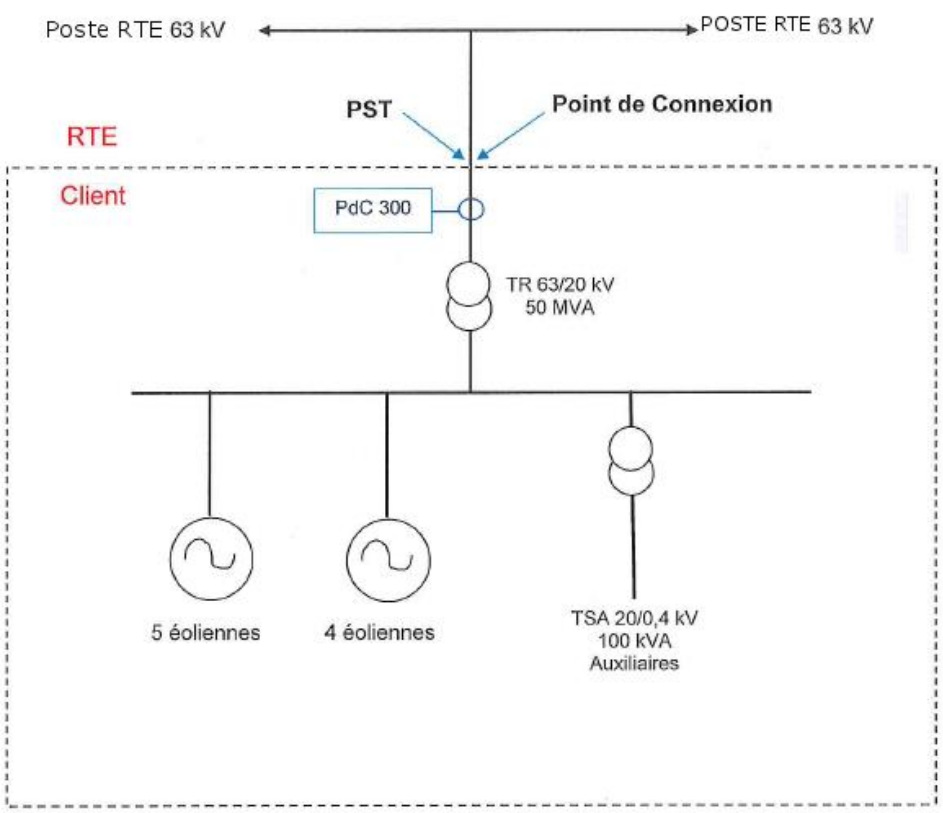
$Pertes_{capacitives_ligne} = - U_{nom}^2 * Y$ avec $Y = (2\pi.f.\ C_{ligne})$.

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

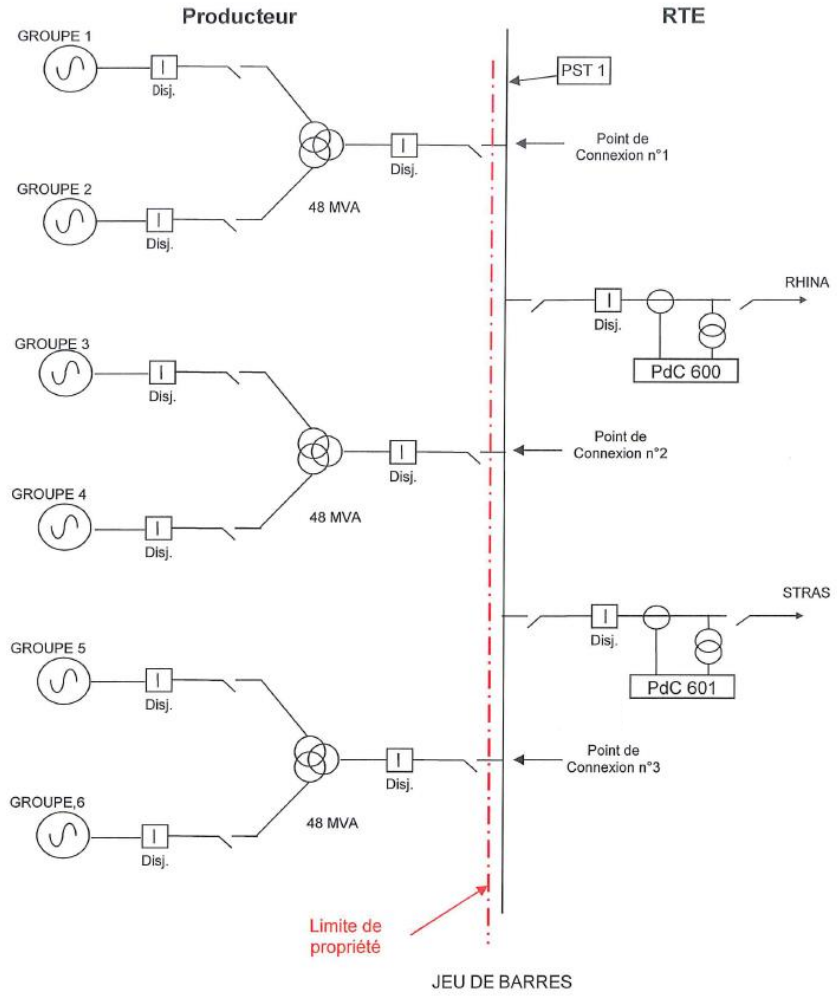
Comptage – nouvelle proposition

1 site avec 1 groupe et 1 compteur: PdC 300



Pas de correction car PdC à la limite de propriété

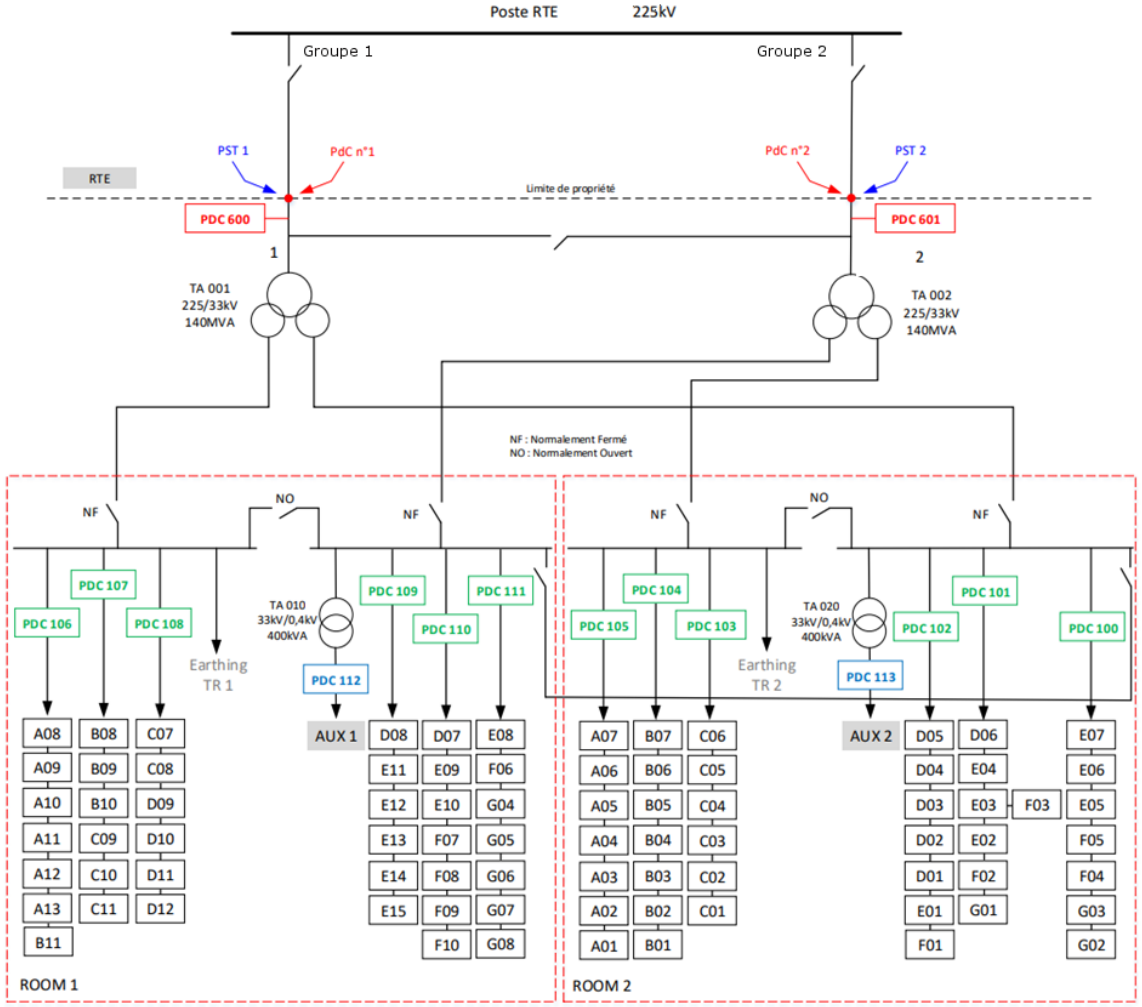
1 site avec 6 groupes et 2 compteurs (pas de compteur par groupe): PdC 600 + PdC 601



Pas de correction car PdC à la limite de propriété

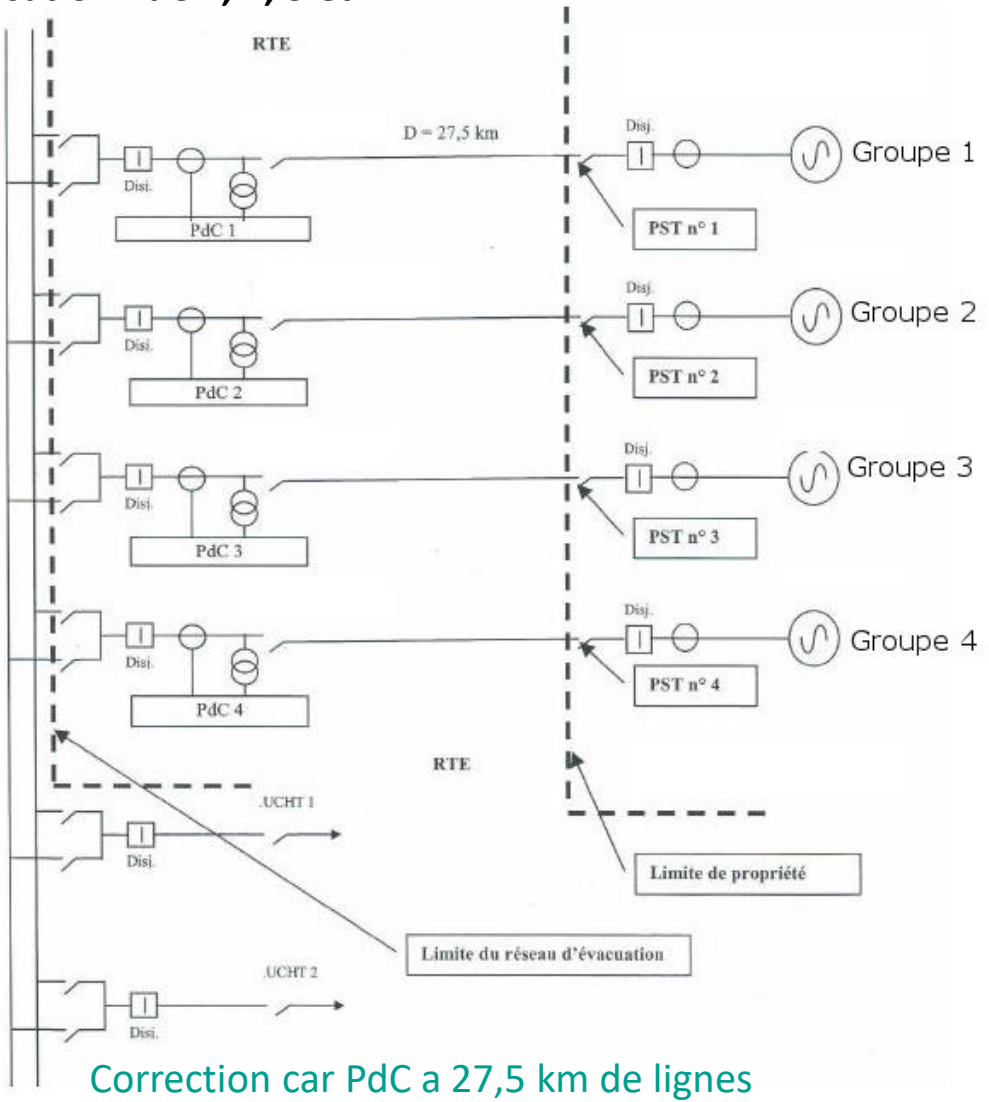
Comptage: utilisation des compteurs du PLIC

1 site avec 2 groupes et plusieurs compteurs: utilisation PdC 600 et 601 car même filière



Pas de correction car PdC a la limite de propriété

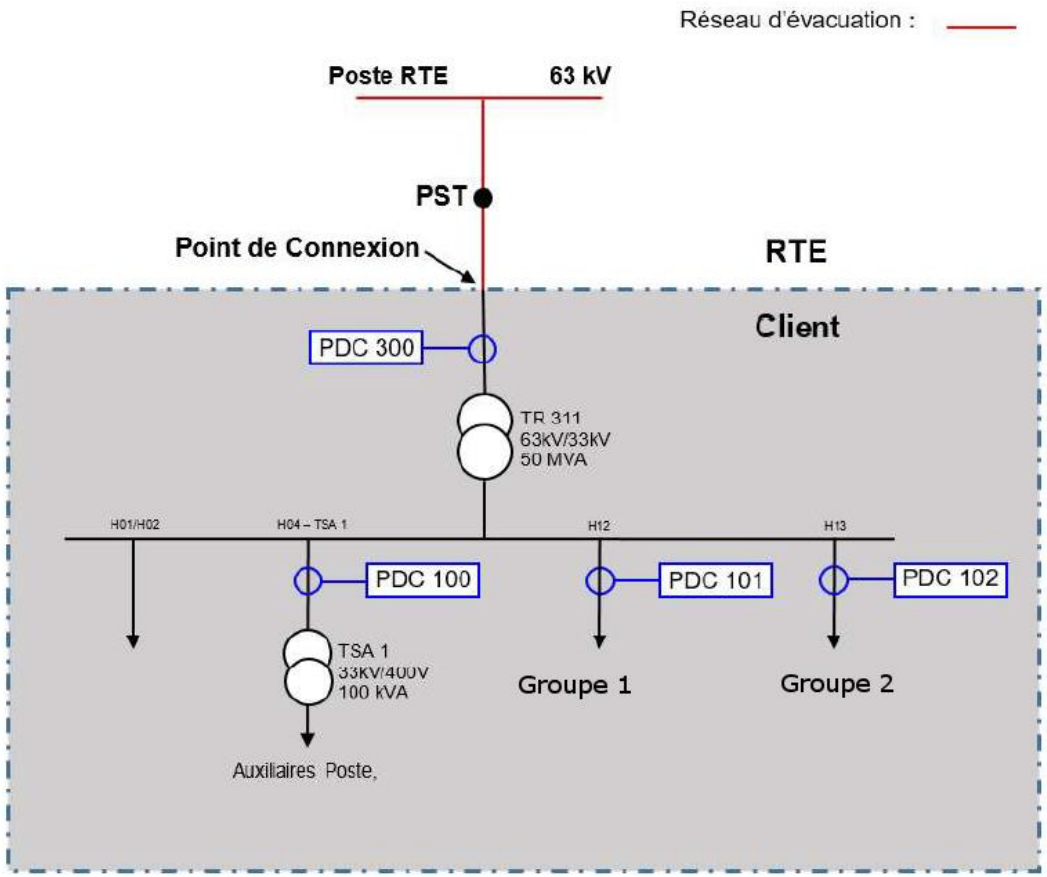
1 site avec 4 groupes et plusieurs compteurs: utilisation PdC 1, 2, 3 et 4



Correction car PdC a 27,5 km de lignes

Comptage – nouvelle proposition

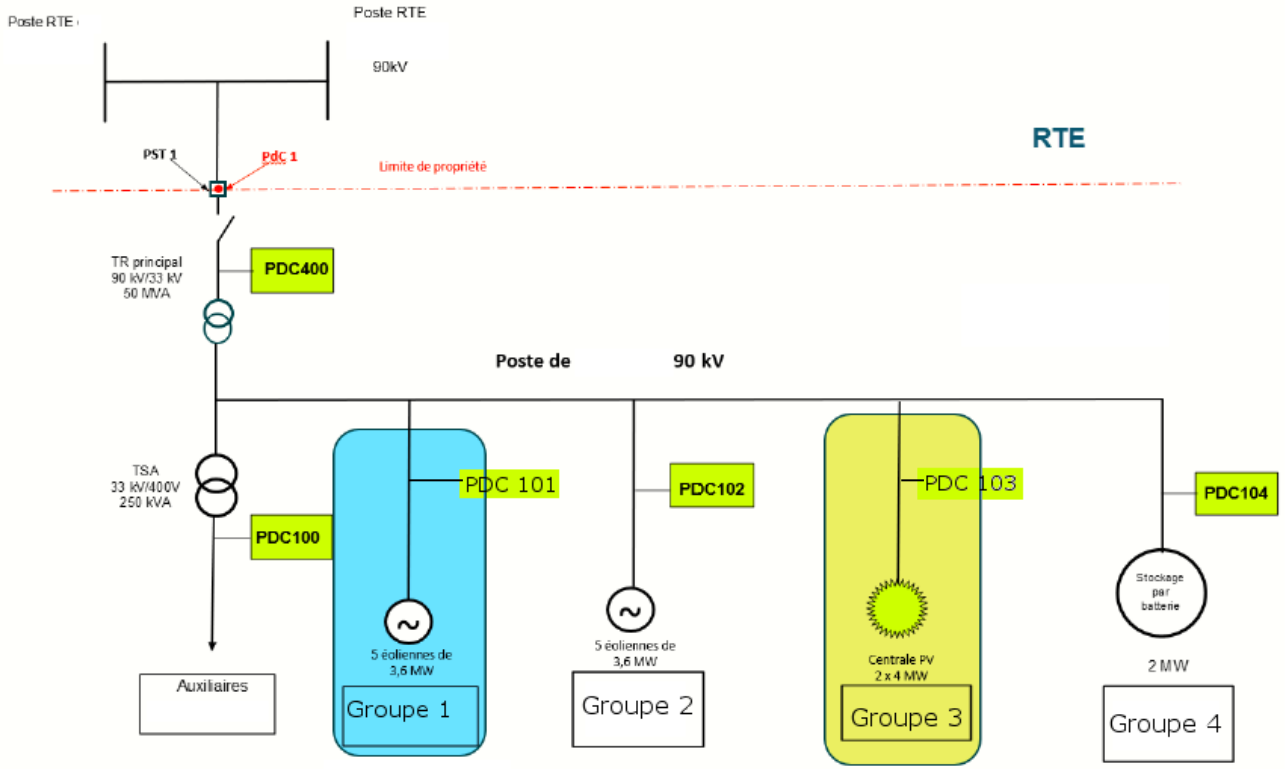
1 site avec une seule filière (Photovoltaïque, éolienne …) avec 2 groupes et plusieurs compteurs: utilisation PdC 300



Pas de correction car PdC à la limite de propriété

1 site avec 3 filières, photovoltaïque, éolienne et stockage avec 4 groupes et plusieurs compteurs:

- **utilisation PdC 101 et 102 pour les groupes 1 et 2 (éoliens)**
- **utilisation PdC 103 pour le Photovoltaïque**
- **utilisation PdC 104 pour le stockage**



PdC 101, 102, 103 et 104: correction car il y a entre le groupe et la limité de propriété des longueurs de câbles et un transformateur

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:

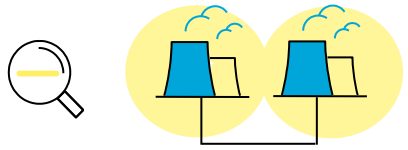
- Pour une entité nucléaire, éolienne, thermique ou photovoltaïque :
  rémunération s'il y a de l'actif injecté (actif injecté > 1 MW)
- Pour une entité hydraulique hors compensation synchrone :
  rémunération s'il y a de l'actif injecté ou soutiré dans le cas des pompages
  (actif injecté > 1 MW ou 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:

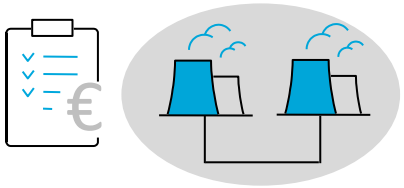
- rémunération s'il y a de l'actif injecté ou soutiré (au-delà de l'actif soutiré nécessaire aux auxiliaires)

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 :

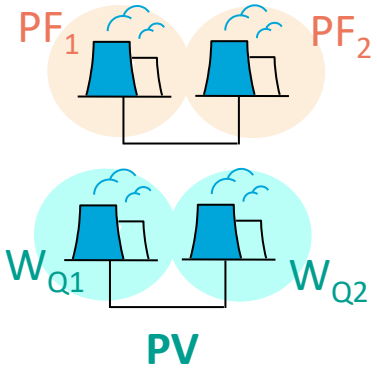


Les contrôles de performance sont réalisés à la maille des entités de réglage



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

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)