Optimisation du réglage de la tension

1er Août 2018

SYNTHESE DU RAPPORT : OPTIMISATION DU REGLAGE DE LA TENSION. 7

1. FONDAMENTAUX DES BESOINS DE REGLAGE DE LA TENSION DE RTE 12

1.1. Pourquoi régler la tension sur le réseau de transport ?..... 12

1.1.1. Le maintien de la tension dans des plages de fonctionnement restreintes est essentiel au bon fonctionnement du réseau de transport et des installations de ses clients 12

1.1.2. La gestion du plan de tension permet d'exploiter le réseau de transport à des tensions élevées et ainsi de minimiser les pertes actives..... 12

1.1.3. Les régleurs en charge des transformateurs et le maintien de la tension sur le réseau de transport contribuent fortement au maintien de la tension sur le réseau des distributeurs raccordés au réseau de transport 13

1.2. Nature des besoins : variabilité dans le temps et dans l'espace . 14

1.2.1. Le besoin instantané est défini comme la quantité de réactif devant être fournie et absorbée par des moyens de réglage pour compenser la consommation des clients de RTE et des éléments du réseau de transport..... 14

1.2.2. A la différence de la fréquence, la tension est un phénomène local, qui se traduit par une variabilité dans l'espace des besoins de réglage : à un instant donné, il peut par exemple être rationnel d'absorber et de fournir du réactif à la maille France 17

1.2.3. Les variations de flux actifs et réactifs aux interfaces du réseau de transport, ainsi que l'évolution de la topologie du réseau de transport, se traduisent par une variabilité à court terme du besoin de réglage de la tension 20

1.2.4. Le caractère local et volatil des besoins de réglage de la tension, ainsi que la disponibilité limitée des installations de production raccordées au réseau de transport, imposent le recours à des plages de réglage nettement supérieures aux pics de sollicitation à la maille France..... 22

1.2.5. Une partie conséquente des plages de réglage de la tension sollicitées au cours d'une année ne le sont que dans un nombre très réduit de situations. 26

1.2.6. L'évolution des consommations active et réactive, et l'évolution de la topologie du réseau se traduisent également par une variabilité à long terme du besoin de réglage de la tension (pour maîtriser le nouveau phénomène de tensions hautes et le risque historique de tensions basses) 27

1.2.7. Pour tenir compte des variations à court terme ou à long terme du besoin, le dimensionnement des moyens doit intégrer une marge par rapport aux sollicitations historiques 28

1.3. Le modèle actuel de réglage de la tension..... 29

1.3.1. La mise en place de gabarits de facturation du réactif à l'interface avec le réseau de transport permet de limiter l'impact de la consommation des clients sur le réseau de transport 29

1.3.2. Afin d'accommoder la variabilité temporelle et spatiale du besoin de réglage de la tension, RTE s'appuie sur la sollicitation dynamique et automatique d'un parc de moyens répartis sur le réseau de transport 30

1.4. Etudes du besoin de réglage pour la gestion des tensions hautes 32

1.4.1. Principes des études réalisées 32

1.4.2. La localisation et la sollicitation optimale de moyens de réglage de la tension par rapport à une situation précise permet d'assurer un réglage de meilleure qualité, avec des marges d'exploitation plus conséquentes et une réduction des pertes actives sur le réseau de transport 34

1.4.3. Les études réalisées ne font pas apparaître de réduction du besoin de réglage en cas de relocalisation optimale des moyens de réglage de la tension : les gains qualitatifs réalisés ne constituent pas un arbitrage par rapport à une quantité de moyens sollicités 36

1.4.4. Si le fait de s'appuyer sur un large parc de ressources confère une robustesse à la pertinence des moyens employés, le caractère optimal de la sollicitation de moyens localisés sur le réseau de transport varie d'une situation à l'autre 37

1.5. Etudes du besoin pour la gestion des tensions basses 39

1.5.1. Principes des études réalisées 39

1.5.2. Les analyses statiques vis-à-vis des seuils de tensions basses ne permettent pas d'évaluer finement le besoin : le respect des seuils n'est ni un bon critère pour évaluer le risque d'écroulement de tension, ni une source de contraintes permettant de déterminer un besoin minimal 41

1.5.3. L'absorption de réactif aux points de tension plus élevée joue un rôle clé dans la gestion des tensions basses 42

1.5.4. Les analyses dynamiques montrent une faible sensibilité du besoin à la localisation des moyens, par niveau de tension ou par localisation géographique : l'écroulement de tension résulte d'un épuisement des réserves réactives au sein d'une large zone 43

2. ANALYSE TECHNICO-ECONOMIQUE DES DIFFERENTS LEVIERS POTENTIELS DE REGLAGE DE LA TENSION 46

2.1. Installations de production raccordées au réseau de transport.. 46

2.1.1. Un gisement essentiel de capacités dynamiques qui risque de s'éroder 46

2.1.2. Des coûts de réglage de la tension peu élevés lorsque les installations de production sont dans la préséance économique pour la fourniture d'énergie active… 48

2.1.3. … mais qui peuvent augmenter rapidement dans le cas contraire 50

2.1.4. Des coûts plus élevés dans le cas des installations éoliennes et photovoltaïques raccordées au RPT 53

2.2. Moyens de compensation installés sur le réseau de transport.... 54

2.2.1. Gisement : un gisement conséquent aux possibilités d'extension limitées 54

2.2.2. Coûts du réglage de la tension : une structure de coûts plus propice à une utilisation en moyen de base de réglage de la tension 56

2.3. Installations de production raccordées au réseau de distribution 58

2.3.1. Gisement : une dynamique forte mais de nombreuses limites à intégrer, avec de fortes disparités d'une technologie à l'autre 58

2.3.2. Coûts du réglage de la tension HTB : un potentiel technico-économique restreint à une utilisation des capacités natives, comme moyen de pointe pour le réglage de la tension 70

2.4. Interface entre les réseaux de transport et de distribution 83

2.4.1. Gisement : un gisement de condensateurs important mais à la croissance limitée à des besoins explicites du réseau de transport 83

2.4.2. Capacités techniques : d'importants progrès réalisés sur les enjeux de coordination entre gestionnaires de réseaux 85

2.4.3. Coûts du réglage de la tension HTB : un potentiel technico-économique de développement limité à des situations particulières 87

2.5. Site des clients industriels 89

2.5.1. Gisement : un gisement très hétérogène mais non-négligeable 89

2.5.2. Capacités techniques : des capacités rudimentaires plus à même de réduire le besoin de base qu'à répondre à des sollicitations dynamiques..... 93

2.5.3. Coûts du réglage de la tension par les clients industriels : des opportunités à saisir parmi des situations très diverses 93

2.6. Autres moyens raccordés sur le réseau de transport 97

2.6.1. Liaisons HVDC : une contribution importante à un coût limité 97

2.6.2. Batteries : un gisement important en devenir ?.....100

3. ENSEIGNEMENTS DES TRAVAUX ET AXES DE TRAVAIL..... 101

3.1. Le réglage de la tension par l'ensemble des groupes thermiques et hydrauliques raccordés au RPT conserve sa pertinence 101

3.1.1. Le coût de ce levier est de loin le plus économique pour répondre à la plupart des contraintes 101

3.1.2. Il n'y a pas de réduction significative du besoin d'absorption ou de fourniture de réactif en cas de relocalisation optimale de l'ensemble des moyens de réglage de la tension 102

3.1.3. La logique actuelle du réglage de la tension repose sur la sollicitation variable et automatisée de moyens de réglage (installations de production et moyens de compensation) répartis sur l'ensemble du réseau, ce qui assure une pertinence face à des contraintes variables.....103

3.1.4. Le dimensionnement du parc de moyens de réglage ne présente pas d'incohérence par rapport aux contraintes actuelles.....104

3.1.5. Toutefois, une rémunération de la part variable reflétant mieux la contribution effective des installations de production au réglage de la tension permettrait une sollicitation plus fine de différents leviers de réglage de la tension 104

3.2. En revanche, la logique actuelle de réglage de la tension, qui repose sur un recours à l'installation de moyens de compensation limité aux cas où des prescriptions minimales imposées aux installations de production ne permettent pas de régler l'ensemble des contraintes, sera moins pertinente à l'avenir 105

3.2.1. Alors que les coûts de réglage de la tension par une installation hydraulique ou thermique sont très inférieurs aux coûts de moyens de compensation, et ce pour tout type d'usage, ce n'est pas le cas pour l'ensemble des EnR qui constitueront une très grande partie des capacités raccordées aux réseaux de transport ou de distribution 105

3.2.2. Les moyens actuels pourraient s'avérer insuffisants ou peu adaptés pour répondre à des contraintes de tensions hautes plus importantes dans le futur. 108

3.2.3. A l'exception de solutions de développement de réseau, RTE ne dispose pas d'alternatives à la contractualisation pérenne d'installations de production raccordées au réseau de transport. Il est important de développer un catalogue de solutions alternatives pour garantir la sûreté du système au meilleur coût pour la collectivité. 109

3.2.4. Au vu des premières analyses présentées dans ce rapport, il n'existe pas de hiérarchie claire entre les solutions qui soit valide pour l'ensemble des contraintes, ni de capacités de réglage standard auxquelles ces solutions puissent être adaptées. 110

ANNEXE 1 : CAHIER DES CHARGES DES ETUDES 112

4.1. Cahier des charges des études en tension haute 112

4.1.1. Scénarios analysés 112

4.1.2. Hypothèses de référence et variantes 112

4.2. Cahier des charges des études en tension basse 114

4.2.1. Scénarios analysés 114

4.2.2. Hypothèses de référence et variantes 115

ANNEXE 2 : EXPERIMENTATIONS MENEES AVEC LES PRODUCTEURS ENR 116

5.1. Hauts-de-France 2016 116

5.1.1. Périmètre de l'expérimentation 116

5.1.2. Enseignements 116

5.2. Hauts-de-France 2017 117

5.2.1. Périmètre de l'expérimentation 117

5.2.2. Enseignements 117

5.3. Fléac 2017 119

5.3.1. Périmètre de l'expérimentation 119

5.3.2. Enseignements 119

5.4. Var 2017 120

5.4.1. Périmètre de l'expérimentation 120

5.4.2. Enseignements.....120
5.5. Smart Grid Vendée.....121
5.5.1. Périmètre de l'expérimentation.....121
5.5.2. Enseignements.....121
ANNEXE 3 : TRAVAUX MENES AVEC LES INDUSTRIELS.....122
6.1. Expérimentations 2016 et 2017.....122
6.1.1. Périmètre des expérimentations.....122
6.1.2. Enseignements.....122
6.2. Travaux dans la région Est lors de l'été 2017.....123
ANNEXE 4 : RESULTATS DETAILLES SUR LE CALCUL DU GISEMENT DE LA PRODUCTION HTA.....125

SYNTHESE DU RAPPORT : OPTIMISATION DU REGLAGE DE LA TENSION

La transition énergétique est en train de bouleverser les fondamentaux du système électrique : le parc de production se diversifie et se décentralise (augmentation de la capacité installée des énergies renouvelables), les modes de consommation évoluent (nouveaux usages, autoconsommation) et le réseau de transport s'adapte pour répondre aux questionnements écologiques de la collectivité (développement des liaisons souterraines).

Cette mutation est également visible dans le domaine de la gestion de la tension. Historiquement, RTE a dû faire face à des contraintes de tensions basses, associées à des risques d'écroulement de tension. Actuellement, les contraintes de tensions hautes, associées à des creux de consommation, se font plus prégnantes.

Il est donc opportun de requestionner le cadre actuel du réglage de la tension.

Ce rapport fait état de deux constats :

- La pertinence historique du cadre de réglage de la tension d'une part ;
- Les besoins de transformation de ce cadre par rapport aux évolutions engagées pour la transition énergétique d'autre part.

Sur la base de ces constats, le rapport propose trois axes de travail à horizon TURPE 6 :

- Une évaluation des coûts d'une rémunération plus adaptée à des sollicitations variables des moyens de réglage de la tension, pour permettre l'ouverture à de nouveaux moyens et de nouveaux usages ;
- La mise en place d'un cadre contractuel permettant le recours à différents moyens selon des modalités et un prix différents en fonction de la nature de l'installation, et ce en s'assurant de la pertinence du modèle économique global ;
- La mise en place d'un cadre contractuel favorisant l'articulation de moyens, temporaires ou pérennes, de base ou de pointe, de gestion de la puissance réactive.

Ces axes de travail s'inscrivent dans trois objectifs :

- Assurer la disponibilité d'un gisement de moyens de réglage suffisant ;
- Permettre la sollicitation des moyens les plus efficaces ;
- Garantir la maîtrise des coûts du réglage de la tension.

Le cadre actuel du réglage de la tension sur le réseau de transport

La tension est un phénomène local. Les besoins de réglage de la tension résultent de la consommation ou l'injection de puissance réactive par les charges raccordées au réseau de transport (RPT) ainsi que par la consommation naturelle des ouvrages du RPT. **Ces besoins fluctuent au cours du temps, et au sein de différentes zones géographiques.**

Régler la tension du RPT impose de disposer de moyens de réglage, capables d'absorber ou de fournir de la puissance réactive, bien situés par rapport aux besoins.

Le réglage de la tension sur le réseau de transport repose aujourd'hui sur :

- Un **gabarit de facturation du réactif imposé aux distributeurs et industriels** raccordés au RPT afin de les inciter à respecter des limites d'absorption ou de fourniture de réactif ;
- Une **exigence imposée aux producteurs raccordés au RPT**, qui doivent mettre à disposition de RTE des capacités minimales de réglage de la tension;
- **La sollicitation à chaque instant via des régulations automatiques** (réglage primaire de tension, réglage secondaire de tension) **des installations de production démarrées les mieux placées par rapport aux contraintes** ;
- Des **mesures complémentaires à court terme** (fonctionnement des groupes en compensateur synchrone ou redispatching) **et à long terme** (installation de moyens de compensation sur le réseau de transport).

Le service système de réglage de la tension par les producteurs raccordés au RPT est rémunéré par RTE. **La rémunération est établie selon des modalités identiques pour tous les producteurs**. Elle se décompose en :

- une **part fixe**, qui reflète le **coût du surdimensionnement** des installations de production leur permettant de fournir ou d'absorber davantage de réactif ;
- une **part variable**, qui reflète les **coûts associés à la maintenance et aux pertes supplémentaires** en cas de fourniture ou d'absorption de réactif.
  NB : Le montant de la part variable est basé sur la durée de couplage ou de fonctionnement des installations de production (et non sur leur sollicitation effective pour le réglage de la tension).

Les constats sur la pertinence du cadre actuel du réglage de la tension

Il importe de requestionner le cadre actuel du réglage de la tension :

- **Les besoins de réglage de la tension de RTE évoluent,** du fait du développement des liaisons souterraines, de la décroissance des flux sur le réseau de transport, et de l'évolution de la consommation. Historiquement, RTE a dû faire face à des contraintes de tensions basses, associées à des risques d'écroulement de tension. Actuellement, les contraintes de tensions hautes, associées à des creux de consommation, se font plus prégnantes.
- **Le gisement de moyens potentiels de réglage de la tension de RTE évolue aussi,** puisque les groupes thermiques et hydrauliques raccordés au réseau de transport sont progressivement remplacés par des installations EnR raccordées en majorité sur les réseaux de distribution.

Ce rapport répond à la demande formulée par la CRE dans les délibérations du 23 septembre 2016 *portant orientations sur le système de rémunération des Services Système Tension* et du 2 mars 2017 *portant approbation des Règles Services Système Tension*.

« [La CRE a demandé à RTE] d'approfondir les travaux concernant :

- d'une part, **l'estimation fine de son besoin vis-à-vis des contraintes basses et hautes de la tension** ;

- d'autre part, l'**analyse des autres moyens de réglage de la tension pouvant être sollicités par RTE [...], leur efficacité et les coûts associés**.

[…]

En fonction des résultats de ces travaux, l'enveloppe et les modalités de rémunération pourraient être amenées à évoluer à horizon du futur TURPE 6 afin d'inciter les moyens les plus efficaces à participer au réglage de la tension. »

Le rapport contient le résultat des travaux réalisés par RTE : études théoriques et analyses de l'historique, entretiens avec les constructeurs et les producteurs EnR, expérimentations et études en partenariat avec Enedis et les producteurs raccordés au réseau de distribution (RPD).

Le rapport souligne la pertinence historique du cadre actuel du réglage de la tension.

Parmi les leviers exploités ou potentiels de réglage de la tension, les installations de production hydrauliques et thermiques raccordées au RPT constituent le levier significatif le moins coûteux. La logique historique, qui consistait à obliger ces installations à disposer de capacités de réglage de la tension et à n'investir dans des moyens de compensation que lorsque des contraintes subsistent, était dès lors justifiée.

De plus, les obligations imposées à ces producteurs permettent à RTE de s'assurer qu'à chaque instant la quasi-totalité des installations de production démarrées disposeront de capacités de réglage mises à disposition du réseau de transport pour le réglage de la tension. **RTE peut ainsi s'appuyer sur les installations démarrées les mieux placées à chaque instant, par le biais de régulations automatiques, pour faire face aux fluctuations importantes de besoins locaux au cours de l'année, tout en respectant, à de rares exceptions près, la préséance économique sur les marchés de l'énergie.**

En revanche, le rapport fait aussi apparaitre des besoins de transformation du cadre actuel par rapport aux évolutions engagées pour la transition énergétique.

Ainsi, **contrairement aux groupes thermiques ou hydrauliques, les installations EnR raccordées au RPT doivent supporter des coûts plus élevés de réglage de la tension.** Il n'apparaît dès lors pas optimal pour la collectivité de prioriser systématiquement le surdimensionnement de ces installations par rapport à l'installation de moyens de compensation par RTE.

De plus, historiquement, les installations de production se sont en grande majorité raccordées au RPT. RTE était ainsi assuré que les installations de production démarrées pouvaient contribuer au réglage de la tension sur le réseau de transport. Ce n'est plus le cas aujourd'hui : une part croissante des raccordements d'installations de production se fait au niveau des réseaux de distribution. Ces installations présentent souvent des coûts marginaux de production très faibles et sont donc les premières dans la préséance économique sur les marchés de l'énergie. **A l'avenir, les installations de production démarrées seront moins souvent des installations raccordées au RPT. En cas de statu quo sur le cadre contractuel, ces installations pourront moins contribuer au**

réglage de la tension, a fortiori lors des périodes de contraintes en tensions hautes qui sont associées à de forts niveaux de production EnR ou à des creux de consommation.

Le recours à d'autres moyens de réglage doit donc être rendu possible pour éviter des mesures coûteuses de redispatching de plus en plus fréquentes. Les capacités fondamentales (i.e. sans surdimensionnement) des EnR raccordées au RPT ou au RPD constituent par exemple un gisement qui devra être valorisé.

Face aux risques que présente le statu quo, des évolutions apparaissent nécessaires afin :

- **D'assurer la disponibilité d'un gisement de moyens de réglage suffisant** pour répondre aux besoins de réglage de la tension de RTE, dans un contexte où les installations raccordées au RPT seront démarrées moins fréquemment ;
- **De permettre la sollicitation des moyens les plus efficaces,** dans un contexte où l'arbitrage économique entre installation de moyens de compensation et réglage par les installations de production sera moins évident qu'il ne l'était jusqu'à présent ;
- **De garantir la maîtrise des coûts du réglage de la tension**, dans un contexte où un plus grand nombre de moyens pourraient être sollicités de façon plus variable.

Les trois axes de travail proposés par RTE

Le premier axe de travail consiste à **approfondir l'évaluation, en vue de statuer sur la pertinence de leur mise en œuvre, des évolutions nécessaires pour permettre une rémunération plus adaptée à des sollicitations variables des plages de réglage des différents moyens, et à de nouveaux usages.**

Aujourd'hui, la rémunération variable des groupes de production ne tient pas compte de leur sollicitation effective. Cette limite pourrait rendre plus complexe l'intégration de nouveaux moyens de réglage, a fortiori lorsque ces moyens sont caractérisés par des coûts variables importants.

La mise en place de nouvelles modalités de rémunération, par exemple basées sur la sollicitation effective en Mvar.h, permettrait de lever cet obstacle. Ces modalités permettraient également de maintenir une cohérence entre les besoins de réglage de la tension de RTE et les coûts associés.

Dans un premier temps, le coût d'une telle évolution doit toutefois être analysé. En effet, la mise en place de nouvelles modalités de rémunération basées sur la sollicitation effective mesurée en Mvar.h nécessitera des développements lourds des outils de facturation et de contrôle de RTE et des acteurs. En outre, RTE devra s'assurer que les sites concernés sont équipés de compteurs compatibles avec ce nouveau processus de rémunération.

Le deuxième axe de travail consiste à **mettre en place un cadre contractuel permettant le recours à différentes solutions alternatives selon des**

modalités et un prix différents en fonction de la nature de l'installation, et ce en s'assurant de la pertinence du modèle économique global.

Les différents moyens de réglage présentés dans ce rapport reposent sur des technologies fondamentalement différentes de réglage de la tension. Dès lors, le cadre contractuel doit permettre une rémunération adaptée pour ces différents moyens, selon la même logique qui prévaut pour les groupes thermiques et hydrauliques dans le cadre actuellement en vigueur.

En particulier, la mise à disposition par les EnR raccordées au RPT de leurs capacités de réglage de la tension impose une rémunération à hauteur de leurs coûts de fonctionnement.

Le troisième axe de travail vise la **mise en place d'un cadre contractuel favorisant l'articulation de moyens, temporaires ou pérennes, de base et de pointe, de gestion de la puissance réactive.**

Certains moyens potentiels de réglage de la tension sont caractérisés par des coûts fixes faibles et des coûts variables très importants : c'est par exemple le cas d'un changement de consigne d'absorption de réactif d'éoliennes raccordées au réseau de distribution. D'autres impliquent des coûts fixes importants : c'est le cas des moyens de compensation installés sur le réseau de transport.

En fonction de leurs propriétés, certaines technologies vont se prêter à des sollicitations de longue durée, demeurant pertinentes dans le long terme. D'autres technologies se prêteront à des usages plus sporadiques ou à la pérennité plus incertaine. De telles technologies seraient également propices pour constituer des solutions d'attente, par exemple pour combler le délai d'installation d'une self et faire face à des contraintes de tensions hautes n'ayant pas été suffisamment anticipées. Dès lors, **il apparaît nécessaire d'être en mesure d'accommoder un mix de moyens de pointe de réglage de la tension, et de moyens de base de réglage de la tension.**

Ce besoin n'est pas indépendant du premier axe de travail identifié plus haut. Pour solliciter des ressources au coût variable élevé en complément des installations contribuant aujourd'hui au réglage de la tension, il est essentiel que des formules de rémunération adaptées à des sollicitations plus variables soient mises en place.

1. FONDAMENTAUX DES BESOINS DE REGLAGE DE LA TENSION DE RTE

1.1. Pourquoi régler la tension sur le réseau de transport ?

1.1.1. Le maintien de la tension dans des plages de fonctionnement restreintes est essentiel au bon fonctionnement du réseau de transport et des installations de ses clients

En tout point du réseau, la tension doit être maintenue dans une bande étroite compatible avec le bon fonctionnement des installations du réseau de transport et de ses clients industriels, distributeurs, ou producteurs.

Toutes ces installations disposent de plages de tension nominales de fonctionnement, qui sont reflétées le cas échéant par des plages de tension contractuelles que doit respecter RTE à l'interface avec ses utilisateurs. A titre d'exemple, en régime permanent RTE veille à ce que la tension du réseau HTB2 demeure comprise entre 200 kV et 245 kV, pour une tension nominale de 225 kV.

Le respect des seuils de tensions hautes, via des capacités de réglage de tension à la baisse, permet de garantir l'intégrité du matériel, sur le réseau de transport comme chez les clients de RTE. Des tensions trop élevées peuvent en effet se traduire par le vieillissement des matériels ou leur destruction.

Le respect des seuils de tensions basses, via des capacités de réglage de tension à la hausse, est quant à lui nécessaire au bon fonctionnement des protections, installées sur le réseau de transport pour interrompre l'alimentation des ouvrages lors de défauts d'isolement ou de surcharge. Des tensions trop basses peuvent être interprétées comme un défaut et se traduire par des déclenchements intempestifs des protections. Des tensions trop basses peuvent également conduire à une sortie des plages de fonctionnement des installations de production et entraîner leur séparation du réseau.

Par ailleurs, à partir d'une source de tension constante, il existe une valeur maximale de puissance active pouvant transiter à travers une ligne du réseau pour alimenter une charge. **Exploiter le réseau à une tension élevée et tenir cette tension aux différents nœuds permet d'augmenter la puissance transmissible à travers les lignes du réseau.** De plus, lorsque la charge devient trop importante, ou lorsqu'un incident vient réduire la marge dont dispose le système, un processus de dégradation de la tension en cascade peut se produire : c'est l'écroulement de tension, qui a eu lieu pour la dernière fois en France le 12 janvier 1987. Pour faire face à ce risque, les gestionnaires de réseaux s'assurent de disposer de dispositifs de réglage de la tension performants, de marges suffisantes de capacités de réglage de la tension, et en derniers recours, de plans de délestage permettant de réduire la charge pour enrayer le processus d'écroulement de tension.

1.1.2. La gestion du plan de tension permet d'exploiter le réseau de transport à des tensions élevées et ainsi de minimiser les pertes actives

Les matériels utilisés dans un réseau électrique dissipent naturellement une partie de l'énergie qu'ils transportent, ce qui se traduit par une consommation d'énergie par le réseau de transport : c'est ce qu'on nomme les *pertes*. Ces pertes ont un

impact économique et environnemental réel, puisqu'elles impliquent de devoir produire cette énergie non consommée par les clients. C'est pourquoi RTE s'attache à maîtriser au quotidien le volume de pertes sur le réseau de transport. via des actions d'exploitation, des choix de développement du réseau et d'adaptation du matériel.

Les pertes par effet Joule dans les liaisons du réseau de transport représentent plus de 70% des pertes totales sur le réseau de transport. Ce phénomène physique est principalement dû aux interactions électriques entre les noyaux des atomes du matériau conducteur et les électrons libres faiblement liés à ces noyaux. Une ligne triphasée alimentée à une extrémité par une tension entre phases U, et recevant à cette extrémité une puissance active P et une puissance réactive Q, ne transmet pas intégralement ces puissances à l'autre extrémité. La consommation de puissance active dans la ligne par effet Joule s'écrit en première approximation :

$$P_{Joule} = 3RI^2 = R \times \frac{P^2 + Q^2}{U^2}$$

Cette formule traduit les deux relations fortes qui existent entre le réglage de la tension et le niveau des pertes actives sur le réseau de transport :

- A puissances transitées identiques, une élévation de la tension U permet de réduire les pertes actives sur le réseau de transport ;

- Une augmentation des flux de puissance réactive Q, qui jouent un rôle clé dans la gestion de la tension sur le réseau de transport, contribue à la hausse des pertes actives sur le réseau de transport.

La bonne gestion du plan de tension sur le réseau de transport est donc cruciale pour maitriser les volumes de pertes.

1.1.3. Les régleurs en charge des transformateurs et le maintien de la tension sur le réseau de transport contribuent fortement au maintien de la tension sur le réseau des distributeurs raccordés au réseau de transport

Afin de maintenir le plan de tension sur les réseaux 90 kV et 63 kV (et en HTA), les transformateurs THT/90-63 kV (et les transformateurs HTB/HTA) sont munis de régleurs en charge automatiques. En modifiant le rapport de transformation, les régleurs permettent de maintenir la tension autour de la valeur de consigne au secondaire du transformateur, malgré les variations de la tension au primaire du transformateur.

Le rapport de transformation est ajusté en temps réel, par pas dénommés *passages de prise*, et sans coupure, pour satisfaire à la loi de réglage de la tension. Les changements de prise sont effectués avec une temporisation initiale (passage de la première prise) de 30 secondes pour les transformateurs du réseau de transport (1 minute pour les transformateurs HTB/HTA), puis de 10 secondes pour le passage des prises suivantes. **Tant que la tension du réseau HTB demeure dans des plages de fonctionnement suffisamment restreintes, ces régleurs en charge permettent de tenir la tension sur les réseaux de distribution**, comme illustré sur la Figure 1.

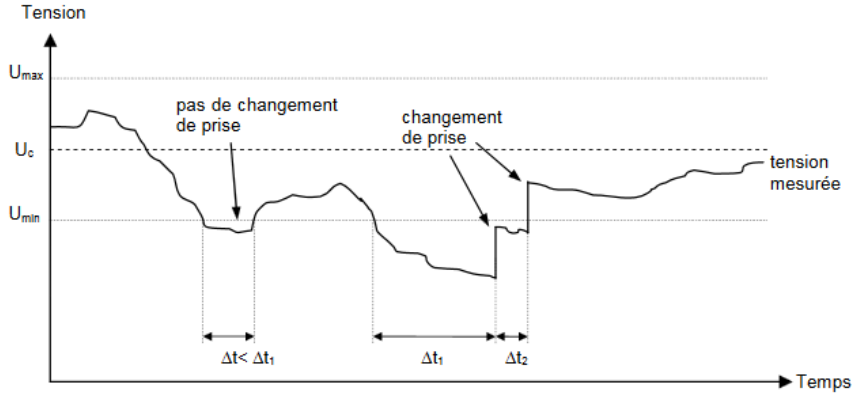


Figure 1 : Principe de fonctionnement du régleur en charge[1]

En régime normal d'exploitation les régleurs en charge sont donc un moyen efficace de réglage de la tension. En période de forte consommation et donc de forte charge du réseau et de tensions basses, les régleurs en charge peuvent toutefois devenir les moteurs des écroulements de tension. Dans ce cas, des dispositifs automatiques permettent de bloquer les régleurs sur leur prise courante.

1.2. Nature des besoins : variabilité dans le temps et dans l'espace

1.2.1. Le besoin instantané est défini comme la quantité de réactif devant être fournie et absorbée par des moyens de réglage pour compenser la consommation des clients de RTE et des éléments du réseau de transport

La puissance réactive consommée par un système est la somme de la puissance réactive des éléments le composant, tout comme la puissance active consommée par un système est la somme de la puissance active des éléments le composant. Cette propriété, connue sous le nom de théorème de Boucherot, traduit un découplage entre gestion de l'équilibre de la puissance active et de la puissance réactive. En conséquence, **la consommation (ou absorption) d'énergie réactive à un instant *t* doit être égale à la production (ou fourniture) d'énergie réactive au même instant *t*, tout comme la consommation d'énergie active à un instant *t* doit être égale à la production d'énergie active au même instant *t***.

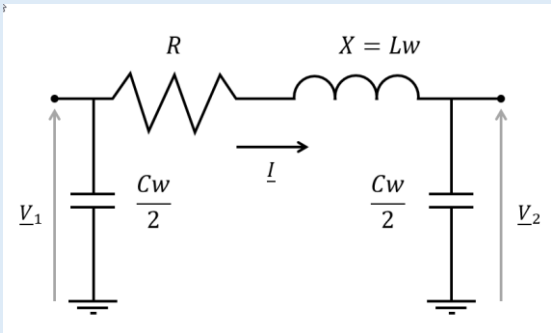
A cet équilibre de la puissance réactive à la maille du système, il convient d'ajouter une dimension plus locale, fortement associée au réglage de la tension. Lorsqu'une charge consomme une puissance active ou réactive, le courant qu'elle appelle sur le réseau contribue à faire varier la tension. De manière générale, les charges inductives et résistives contribuent à faire chuter la tension dans la zone, tandis que les charges capacitives contribuent à élever la tension dans la zone (voir Zoom 1).

[1] RICHARDOT, Olivier. *Réglage Coordonné de Tension dans les Réseaux de Distribution à l'aide de la Production Décentralisée*. 2006. Thèse de doctorat. Institut National Polytechnique de Grenoble-INPG.

Zoom 1 : Comportement électrotechnique des liaisons du réseau de transport

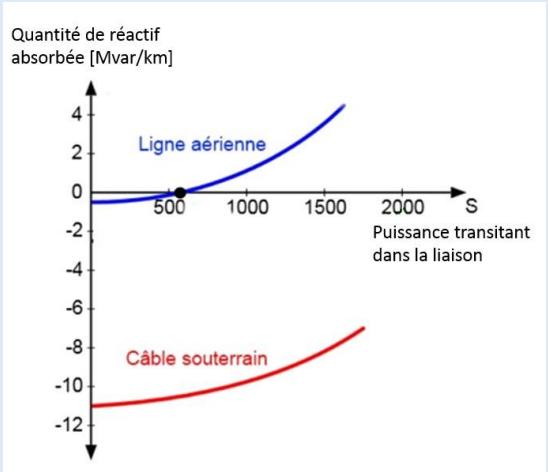
1/ Notion de puissance caractéristique et impact sur le comportement capacitif ou inductif d'une ligne

Le comportement des liaisons du réseau de transport est modélisé à l'aide d'un schéma monophasé dit « en Π », représenté sur la figure ci-dessous.



En triphasé, la réactance X de la liaison absorbe une puissance réactive à hauteur de $3XI^2$, tandis que la capacité C contribue à fournir de la puissance réactive à hauteur de $3C\omega V^2$, en supposant que $V_1 \approx V_2 \approx V$. La quantité globale de réactif absorbée par la liaison est donc égale à $3XI^2 - 3C\omega V^2$. Cette formule met en valeur deux phénomènes :

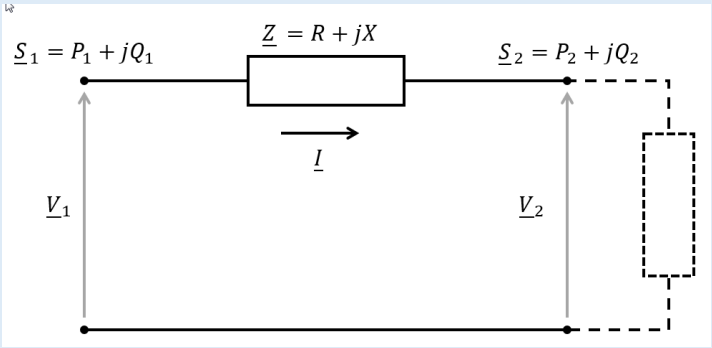
- **A tension constante, une liaison plus chargée consomme plus de puissance réactive.**
  A vide, lorsque la puissance active « transitée » est nulle, la liaison fournit du réactif. A l'inverse, lorsque la liaison est très chargée, le terme proportionnel à I^2 domine, et la liaison absorbe du réactif. On nomme *puissance caractéristique* la puissance sous tension nominale pour laquelle il y a égalité entre puissances réactives produite et consommée. Cette puissance caractéristique dépend de la valeur de la capacité et de l'impédance caractéristique de la liaison. En règle générale, les câbles souterrains sont toujours exploités en dessous de cette puissance caractéristique : ils fournissent donc toujours du réactif. Un exemple pour des valeurs caractéristiques typiques est présenté ci-dessous.



- **Une hausse du plan de tension conduit les ouvrages du réseau à fournir plus de réactif.**

2/ Puissance réactive et variations de la tension sur le réseau de transport

Lorsque le réseau est chargé, on peut négliger l'effet capacitif des lignes par rapport à celui des charges raccordées au réseau de transport. On peut alors représenter de manière simplifiée, comme sur la figure suivante, par un dipôle d'impédance $\underline{Z} = R + jX$ une liaison destinée à alimenter la charge (dessinée en tirets).



En faisant l'hypothèse d'un angle de transport faible sur le réseau de transport, on établit la chute de tension entre les nœuds 1 et 2 à l'aide de la formule suivante :

$$\mathrm{V}_1 - V_2 \approx \frac{R.P_2 + X.Q_2}{V_2} \qquad (1)$$

En triphasé, en notant U_1, U_2 les tension composées correspondant à V_1, V_2 ; U la tension nominale et en faisant l'hypothèse que ces chutes de tension restent faibles ($U_1 \approx U_2 \approx U$) on obtient :

$$\frac{U_1 - U_2}{U} \approx \frac{R.P_2 + X.Q_2}{U^2} \qquad (2)$$

En pratique, sur le réseau de transport, on a souvent $X \gg R$, et la formule se simplifie :

$$\frac{U_1 - U_2}{U} \approx \frac{X.Q_2}{U^2} \qquad (3)$$

On dit alors que les chutes de tension sont dues au transit de réactif sur les liaisons du réseau de transport.

La formule (2) permet également d'évaluer l'impact d'une variation ΔQ de la puissance réactive Q_2 consommée au nœud 2 sur la tension U_2 , lorsque la tension est tenue au nœud 1. La variation ΔU_2 de la tension U_2 vérifie alors :

$$\frac{\Delta U_2}{U_2} \approx \frac{X.\Delta Q}{U_2^2} \qquad (4)$$

Cette formule est intéressante car elle formalise le fait qu'**une variation de puissance réactive en un nœud du réseau induit une variation de tension. En particulier :**

- **Une injection, ou fourniture, de puissance réactive** $(\Delta Q > 0)$ **revient à élever la tension ;**
- **Une consommation, ou absorption, de puissance réactive** $(\Delta Q < 0)$ **revient à réduire la tension.**

Les différents éléments présentés dans la section 1.1 montrent que le bon fonctionnement du réseau, depuis l'optimisation des pertes actives jusqu'à la sûreté du système, requiert une gestion de la tension permettant de la maintenir au sein de plages bien déterminées, et ce en chaque nœud du réseau. Pour maintenir la tension aux différents nœuds du réseau, il est alors nécessaire de fournir ou d'absorber de la puissance réactive, de manière à compenser les effets de différentes charges : charges des consommateurs industriels raccordés au réseau de transport, charges des réseaux de distribution, interconnexions avec les réseaux de transport des pays étrangers, éléments du réseau de transport (transformateurs, lignes aériennes et câbles souterrains).

Dans ce rapport, on définit le besoin de réglage de la tension à un instant donné comme la quantité d'énergie réactive devant être fournie et absorbée par des moyens de réglage au sens large (installations de production, moyens de compensation, liaisons HVDC…) pour compenser la consommation (fourniture ou absorption) naturelle des charges (y compris les éléments passifs du réseau) et régler la tension sur le réseau de transport.

1.2.2. A la différence de la fréquence, la tension est un phénomène local, qui se traduit par une variabilité dans l'espace des besoins de réglage : à un instant donné, il peut par exemple être rationnel d'absorber et de fournir du réactif à la maille France

La topologie du réseau, le plan de production et le plan de consommation se traduisent par un profil de tension dont les valeurs peuvent varier de manière significative aux différents nœuds du réseau. Cette variation aux différents nœuds du réseau constitue une différence fondamentale avec le réglage de la fréquence : à un instant donné, la fréquence est identique en chaque point du réseau.

La puissance réactive se transporte mal sur le réseau de transport. Le rapport X/R est de l'ordre de 5 à 10 sur le réseau de transport, et l'application de la formule (2) présentée dans le Zoom 1 se traduit par des variations de tension importantes en cas de transit de réactif. Il est donc souvent utile de compenser au plus près l'absorption ou la fourniture de puissance réactive des charges.

Ce résultat est souvent interprété à tort comme un potentiel de réduction du besoin en cas d'installation en masse de moyens de réglage uniquement au plus proche des réseaux de distribution, qui constituent une grande partie de la consommation active soutirée depuis le réseau de transport. Lorsqu'on s'intéresse dans le détail aux sources d'absorption ou de fourniture de réactif sur le réseau de transport, on constate que les éléments du réseau de transport ne doivent toutefois pas être négligés. A titre d'exemple, la Figure 2 présente la répartition des grandes masses d'absorption et de fourniture du réactif, par niveau de tension, et par type de source, lors de la pointe du 20 janvier 2017 à 19h15.

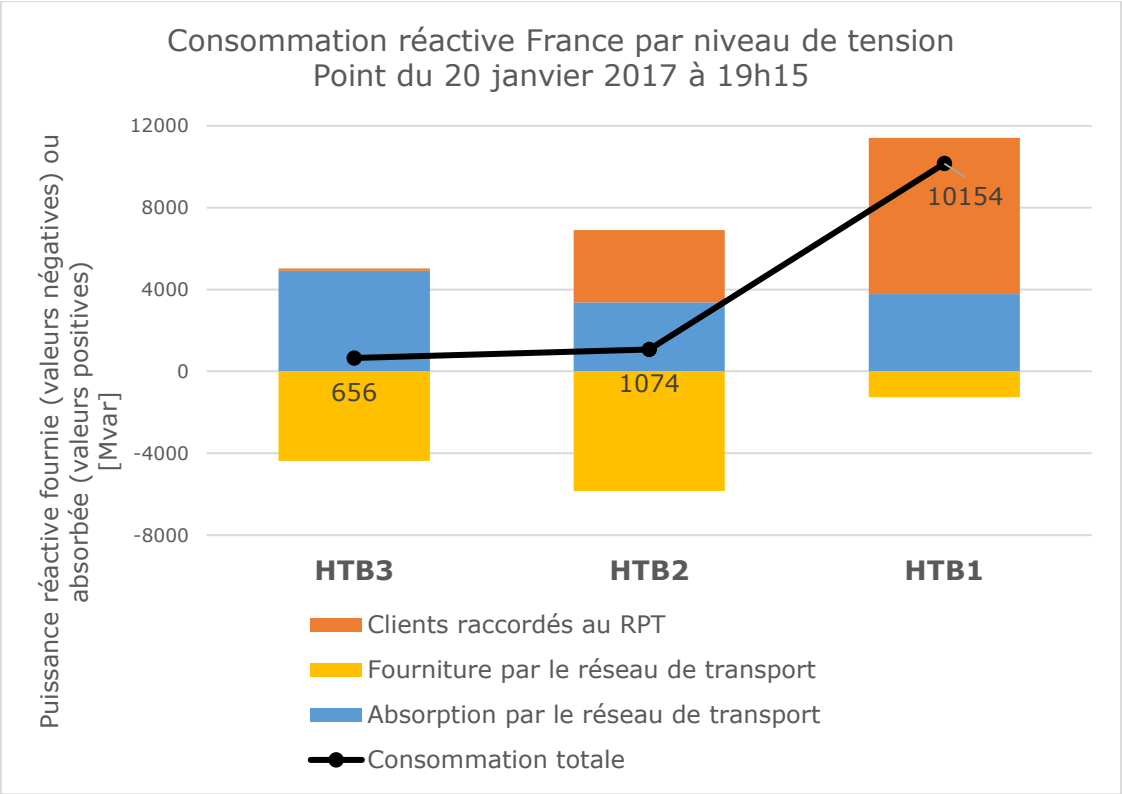


Figure 2 : Fourniture et absorption de réactif par source et niveaux de tension lors de la pointe du 20 janvier 2017

On constate que les éléments du réseau de transport constituent la plus grande source d'absorption ou de fourniture du réactif, avec 11,5 Gvar de fourniture (principalement en HTB2 et HTB3) et 12,1 Gvar d'absorption répartis sur les trois niveaux de tension. En comparaison, l'absorption de puissance réactive par les clients raccordés au réseau de transport est égale à 11,3 Gvar (principalement en HTB1, et dans une moindre mesure en HTB2). L'équilibre apparent de ces grandes masses masque de forts déséquilibres sur l'ensemble du réseau de transport, comme le montre la carte présentée en Figure 3. **Compenser l'absorption ou la fourniture de réactif au plus près de la charge requiert donc des moyens de réglage disséminés sur l'ensemble du réseau.**

Le caractère local de la tension a d'autres implications concrètes en termes de besoins de réglage. **RTE est par exemple amené à solliciter de façon simultanée des capacités d'absorption et de fourniture. Le besoin à un instant donné, défini comme la somme en valeur absolue de ces sollicitations, est alors supérieur au niveau d'absorption ou de fourniture net à la maille France**.

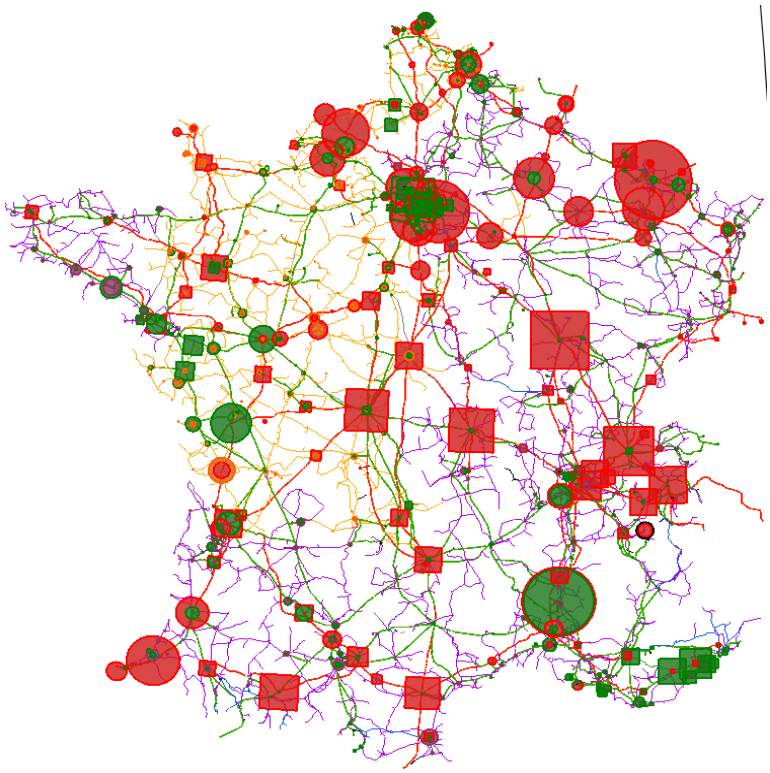


Figure 3 : Carte de la fourniture et absorption de réactif par les éléments du réseau de transport lors de la pointe du 20 janvier 2017.
Les disques correspondent à l'absorption de puissance réactive, tandis que les carrés correspondent à la fourniture de réactif. Le rouge correspond au niveau de tension HTB3, tandis que le vert correspond au niveau de tension HTB2, et le violet au niveau de tension HTB1.

A titre d'illustration, une analyse de l'historique des sollicitations des installations de production raccordées au réseau de transport lors de l'année 2016 révèle qu'aucune heure de l'année ne fait état d'un besoin de fourniture ou d'absorption nul. En effet, lorsque la régulation automatique des moyens de réglage répond aux variations de la tension constatées localement, on observe une activation simultanée de moyens absorbant et fournissant du réactif pour répondre à des contraintes locales, comme on peut le constater sur la Figure 4 :

- Lors des dix heures de l'année pour lesquelles la sollicitation des capacités d'absorption des installations de production a été la plus importante en 2016, le parc a absorbé plus de 11 230 Gvar, tout en fournissant simultanément entre 240 et 360 Mvar.
- De manière plus significative, lors des dix heures de l'année pour lesquelles la sollicitation des capacités de fourniture des installations de production a été la plus importante en 2016, le parc a fourni plus de 8100 Mvar, tout en absorbant simultanément entre 1900 et 2700 Mvar.

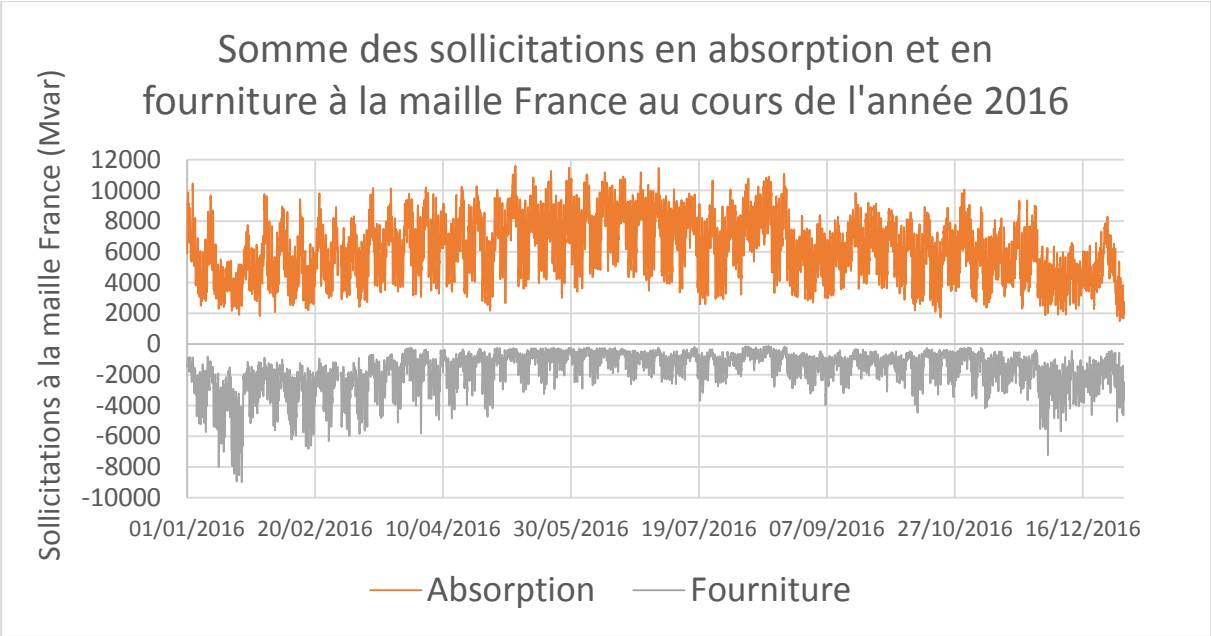


Figure 4: Somme des sollicitations à la maille France en Absorption et en Fourniture au cours de l'année 2016

1.2.3. Les variations de flux actifs et réactifs aux interfaces du réseau de transport, ainsi que l'évolution de la topologie du réseau de transport, se traduisent par une variabilité à court terme du besoin de réglage de la tension

Les besoins d'absorption et de fourniture aux différents nœuds du réseau sont sensibles aux variations des plans de consommation et de production, ainsi qu'à la topologie du réseau de transport et aux échanges. On s'intéresse dans cette section aux évolutions à court terme du besoin, qui résultent d'aléas ou de variations cycliques annuelles, hebdomadaires, journalières, etc.

La puissance active des consommateurs industriels raccordés au réseau de transport varie au cours de l'année. Il en va de même de la puissance réactive :

- D'une part, pour un procédé industriel ciblé, il existe souvent une corrélation entre puissance active et puissance réactive consommées.
- D'autre part, la mise en œuvre et le foisonnement de la consommation de différents procédés inductifs ou capacitifs, sur un même site industriel, peut se traduire par des variations de la puissance réactive du site sans qu'une corrélation à la puissance active ne puisse être facilement déterminée.

La puissance réactive soutirée par les distributeurs est elle aussi soumise à des fluctuations importantes, qui résultent des variations de la puissance consommée par les clients raccordés à ces réseaux ou de la production distribuée. Lorsque les câbles et les lignes des réseaux de distribution sont moins chargés, leur comportement devient plus capacitif ou moins inductif (voir Zoom 1), ce qui se traduit par une moindre absorption de puissance

réactive sur le réseau de transport ou une plus grande fourniture de puissance réactive.

De même, le comportement capacitif ou inductif des liaisons aériennes et souterraines du réseau de transport est sensible à la puissance qui transite sur ces ouvrages :

- En période de forte charge, comme par exemple à la pointe hivernale, les liaisons aériennes fortement chargées absorbent davantage de réactif, tandis que les câbles souterrains fournissent moins de réactif : le besoin de fourniture de réactif par des moyens de réglage est alors plus important.
- En période de faible charge, comme lors d'un dimanche matin d'été, les liaisons aériennes faiblement chargées fournissent du réactif, tandis que les câbles souterrains en fournissent davantage : le besoin d'absorption par des moyens de réglage est alors plus important.

Les changements de topologie du réseau peuvent également se traduire par des variations des besoins de réglage de la tension. Dans un réseau très maillé, les impédances en parallèle ont tendance à réduire l'impédance équivalente : un tel réseau présentera des impédances résultantes de lignes faibles et des variations de tension modérées au sein du réseau. A l'inverse, dans un réseau débouclé, les impédances en série ont tendance à s'additionner : les variations de tension seront alors plus importantes. Des évolutions de la topologie du réseau, en cas de changement volontaire de schéma d'exploitation du réseau ou suite à avarie, se traduisent par une évolution des besoins de réglage de la tension.

Enfin, le réseau français est interconnecté à ses voisins européens. **Les échanges aux interconnexions permettent une optimisation du système électrique européen, et une solidarité accrue entre gestionnaires de réseaux de transport. Ces échanges s'accompagnent cependant de transits de puissance active importants qui peuvent avoir un impact sur la gestion de la tension sur le réseau de transport.** Des flux de puissance réactive aux frontières peuvent également être observés, bien que les règles d'exploitation des réseaux visent à maintenir des flux réduits aux frontières. Ces flux peuvent conduire à des sollicitations accrues des moyens de réglage de la tension raccordés sur le réseau français.

Le dernier facteur à prendre en compte est celui du plan de production, qui se manifeste par deux effets principaux :

- Tout d'abord, **la disponibilité variable du parc de production se traduit par des flux de puissance active différents sur le réseau de transport.** Des variations conséquentes des flux de puissance active peuvent aggraver les phénomènes de chute de tension sur le réseau de transport.
- Ensuite, le démarrage des installations de production, pour fournir de la puissance active, va affecter leur capacité à absorber ou fournir du réactif. Il est en général très coûteux de démarrer un groupe hors de la préséance économique sur les marchés de l'énergie, pour lui permettre de contribuer au réglage de la tension. On préfèrera donc éviter dans la mesure du possible le recours à de telles mesures, dites de redispatching, et solliciter d'autres installations de production.

En fonction de la disponibilité et du démarrage des installations de production raccordées au RPT, les moyens sollicités à un instant donné ou au cours d'une année ne seront pas identiques.

La Figure 4 permet de constater la variabilité du besoin à la maille France au cours de l'année, du fait des différents facteurs énoncés ci-dessus.

1.2.4. Le caractère local et volatil des besoins de réglage de la tension, ainsi que la disponibilité limitée des installations de production raccordées au réseau de transport, imposent le recours à des plages de réglage nettement supérieures aux pics de sollicitation à la maille France

L'analyse de l'historique des sollicitations des installations raccordées au RPT révèle que **les plages d'absorption et de fourniture de réactif des installations de production sollicitées au cours de l'année sont très supérieures au besoin maximal synchrone à la maille France**.

Ainsi, la somme des capacités d'absorption sollicitées au cours de l'année 2016 auprès de chaque moyen de production par le biais des régulations automatiques (voir section 1.3.2) était de l'ordre de 35 Gvar, contre un besoin maximal synchrone à la maille France légèrement inférieur à 12 Gvar. De même, la somme des capacités de fourniture sollicitées au cours de l'année 2016 par le biais des régulations automatiques était égale à 28 Gvar, contre un besoin maximal synchrone à la maille France de 9 Gvar. Pour l'absorption comme pour la fourniture, on observe donc un **rapport de un à trois entre le besoin maximal identifié à un instant donné, et les plages maximales de réglage effectivement sollicitées au cours de l'année**.[2]

Cet écart important s'explique par deux facteurs.

- D'une part, **le caractère local du réglage de la tension** et les nombreux facteurs de volatilité du besoin énoncés dans la section 1.2.3 conduisent à solliciter au cours de l'année des capacités différentes, en fonction de leur localisation sur le réseau.
- D'autre part, **l'ensemble des installations de production n'étant pas disponibles pour le réglage de la tension à chaque instant**, RTE peut être amené à solliciter de manière plus importante certaines installations lorsqu'elles sont démarrées et que leurs voisines sont à l'arrêt.

Le premier facteur est illustré sur la Figure 5 : un besoin identique à la maille France dans deux situations distinctes peut correspondre à l'activation de capacités distinctes dans les différentes régions du réseau de transport. Les plages requises pour couvrir ces deux situations seront supérieures au besoin maximal à la maille France.

[2] Les chiffres de sollicitation historique présentés dans ce rapport sont basés sur les télémesures des installations de production, qui peuvent s'avérer moins précises que des données de comptage. Les ordres de grandeur restent toutefois pertinents.

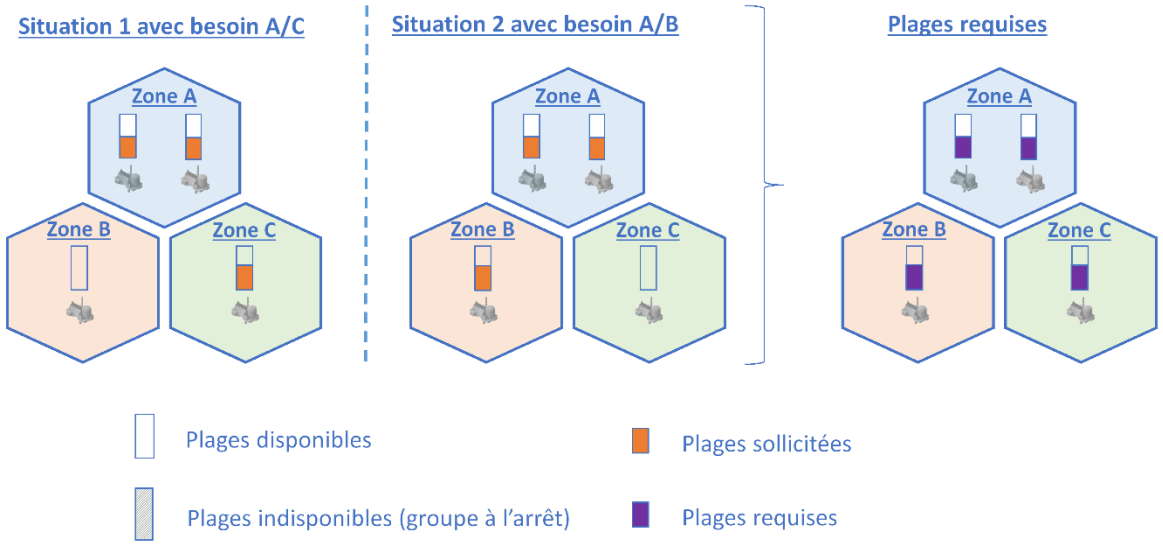


Figure 5: Illustration de l'effet de la variation du besoin local sur le dimensionnement des plages requises

Le second facteur est illustré sur la Figure 6 : un besoin local identique à la maille France dans deux situations distinctes peut correspondre à l'activation de capacités distinctes, situées dans une même région du réseau de transport, mais à la disponibilité variable sur les deux situations. Les plages requises pour couvrir ces deux situations seront supérieures au besoin maximal à la maille France.

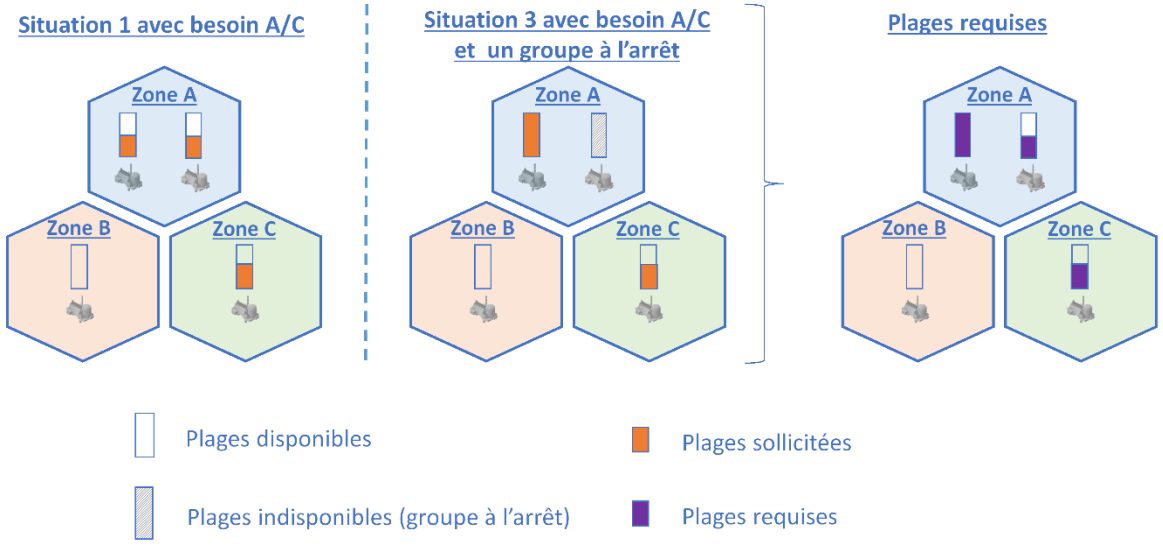


Figure 6 : Illustration de l'effet de la variation de la disponibilité des installations de production sur le dimensionnement des plages requises

Un cas réel parlant est représenté dans la Figure 7. On constate que pour un besoin similaire dans une zone où sont présentes quatre tranches nucléaires, l'arrêt de deux installations de production se traduit par une sollicitation plus élevée des installations adjacentes, sans que le besoin à la maille de la zone ne soit très différent.

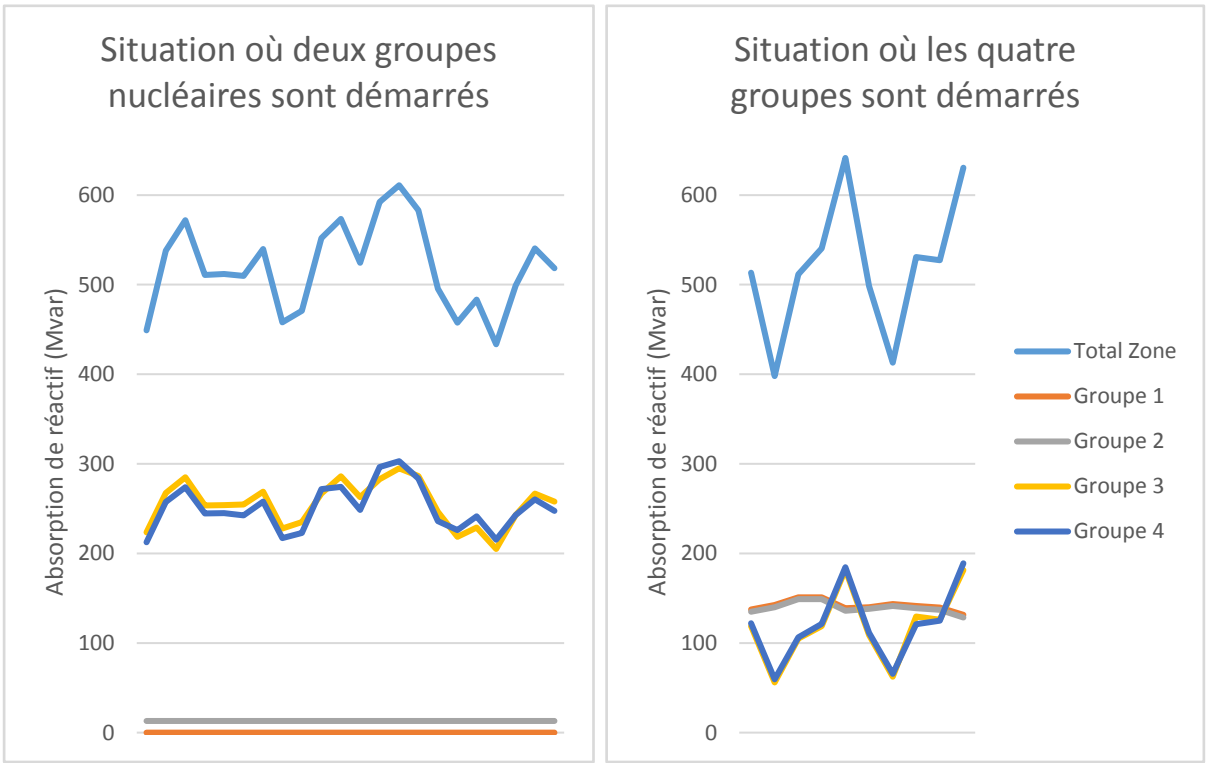


Figure 7: Exemple de sollicitation des capacités de réglage des installations de production pour deux situations distinctes : sur le graphique de gauche, une plage de 22 heures des 16 et 17 septembre 2016, lors de laquelle deux groupes nucléaires étaient arrêtés, est représentée ; sur le graphique de droite, une plage de 10 heures du 28 novembre 2016, lors de laquelle tous les groupes étaient démarrés, est représentée.

L'analyse des sollicitations historiques ne permet pas de dissocier totalement ces deux facteurs, et de quantifier leur effet. Il est toutefois possible de dégager de bons ordres de grandeur en analysant les sollicitations des installations de production dans des zones cohérentes du point de vue du réglage de la tension. Par définition, au sein d'une même zone, les installations de production font face à des besoins similaires à chaque heure de l'année. L'analyse suivante a été réalisée en faisant l'approximation que les 40 *zones RST* définies pour le réglage secondaire de tension constituent des unités de base cohérentes pour le réglage de la tension. Ces 40 zones sont réparties au sein de sept régions d'exploitation.

Le premier facteur, le caractère local du réglage de la tension, se traduit par des besoins non synchronisés entre les différentes régions, ainsi qu'entre les différentes zones RST. Le besoin exprimé à la maille France résulte du foisonnement de ces sollicitations. Si on admet l'approximation de cohérence parfaite des zones RST, l'effet du premier facteur est égal à l'écart entre la somme des sollicitations maximales dans chaque zone et la sollicitation maximale à la maille France.

Le second facteur résulte de la disponibilité variable des installations de production qui contribuent au réglage de la tension. Il se traduit par des sollicitations non synchronisées des installations de production au sein de zones parfaitement cohérentes du point de vue du réglage de la tension. Si on admet l'approximation de cohérence parfaite des zones RST, l'effet du second facteur est égal à l'écart entre la somme des sollicitations maximales dans chaque zone et la somme des

sollicitations maximales des installations de production au sein des différentes zones.

Les pics de sollicitations à différentes échelles pour l'année 2016 sont présentés sur la Figure 8.

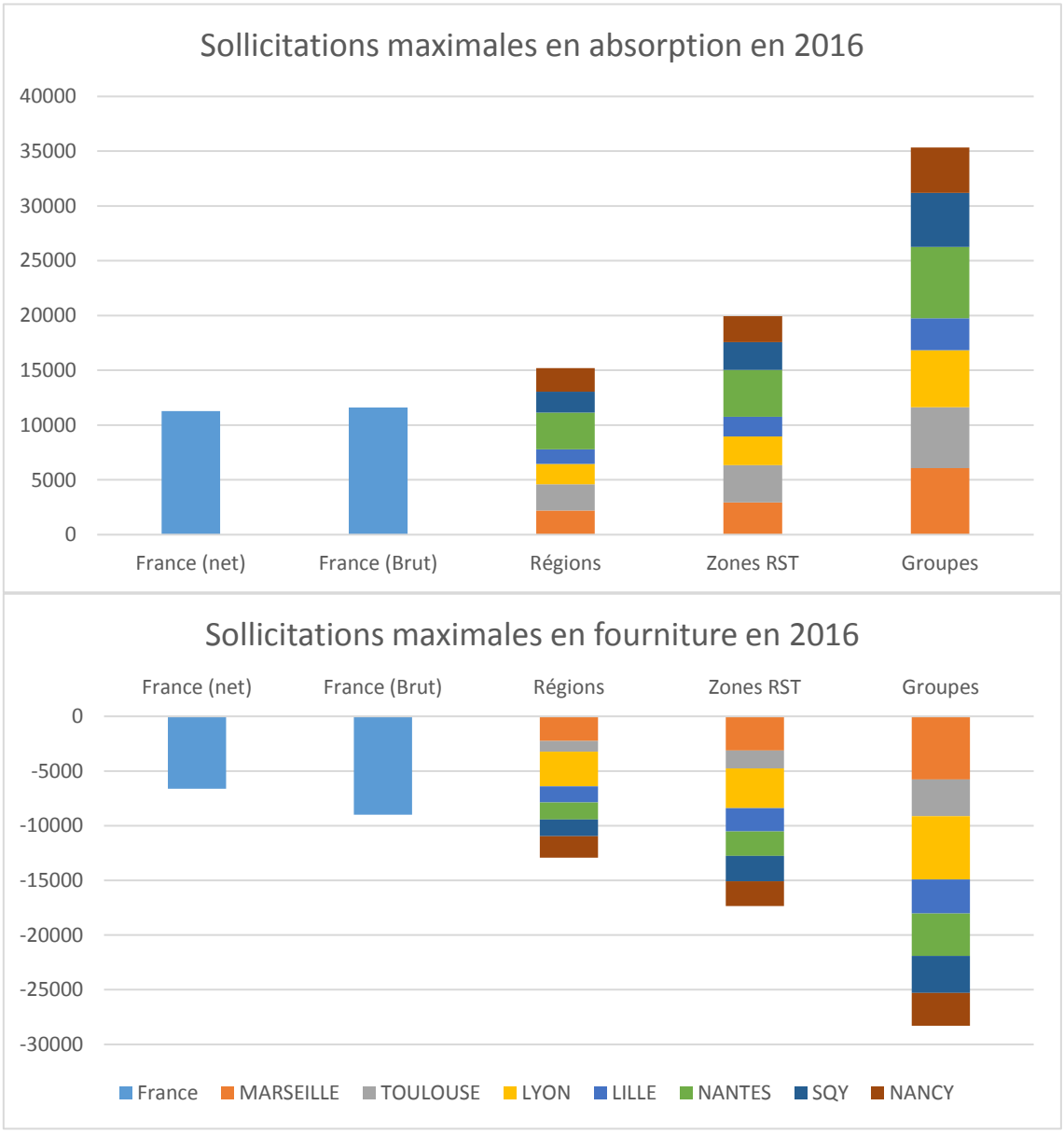


Figure 8: Sollicitations maximales des installations de production raccordées au réseau de transport à différentes mailles du réseau.

Les *sollicitations brutes* de fourniture et d'absorption correspondent respectivement au volume total de Mvar de fourniture sollicités indépendamment du volume de Mvar absorbés simultanément, et au volume total de Mvar d'absorption sollicités indépendamment du volume de Mvar fournis simultanément.

Les *sollicitations nettes* de fourniture et d'absorption correspondent respectivement au volume total de Mvar de fourniture netté des Mvar absorbés

simultanément, et au volume total de Mvar d'absorption netté des Mvar fournis simultanément.

Il existe un écart important entre les sollicitations maximales brutes et nettes en fourniture : cela traduit le fait que même au moment où des quantités importantes de puissance réactive sont fournies par les installations de production, des quantités importantes de puissance réactive sont simultanément absorbées pour assurer le respect des seuils de tensions hautes en d'autres nœuds du réseau (de l'ordre de 2400 Mvar). L'écart entre sollicitations nettes et brutes en absorption est moins important : cela traduit le fait qu'au moment où des quantités importantes de puissance réactive sont absorbées par les installations de production, les quantités simultanément fournies sont plus réduites (de l'ordre de 300 Mvar).

Le premier facteur, le caractère local du réglage de la tension, se traduit par un écart entre les sollicitations brutes en absorption de réactif à la maille France, estimées à 12 Gvar, et la somme des sollicitations en absorption de réactif des zones RST égale à 20 Gvar. Il se traduit également par un écart entre les sollicitations brutes en fourniture de réactif à la maille France, estimées à 9 Gvar, et la somme des sollicitations en fourniture de réactif des zones RST égale à 17 Gvar.

La nature locale du besoin se traduit donc pour l'année 2016 en un ratio de 1 à 1,7-1,9 entre le besoin net estimé à la maille France et les capacités effectivement sollicitées à la maille géographique plus fine des zones RST.

Le second facteur, la disponibilité variable des installations de production, se traduit par un écart entre la somme des sollicitations en absorption de réactif des zones RST, estimée à 20 Gvar, et la somme des sollicitations en absorption des installations de production, estimée à 35 Gvar. Il se traduit également par un écart entre la somme des sollicitations en fourniture de réactif des zones RST, estimée à 17 Gvar, et la somme des sollicitations en fourniture des installations de production, estimée à 28 Gvar.

La disponibilité variable des installations de production se traduit donc pour l'année 2016 en un ratio de 1 à 1,6-1,8 entre les capacités sollicitées à la maille géographique des zones RST et les capacités effectivement requises au cours de l'année.

1.2.5. Une partie conséquente des plages de réglage de la tension sollicitées au cours d'une année ne le sont que dans un nombre très réduit de situations.

Une analyse des plages sollicitées historiquement révèle qu'**une grande partie des plages extrêmes sollicitées ne le sont que sur un nombre réduit de situations.**

En 2016 par exemple, les plages d'absorption de réactif sollicitées au moins une heure dans l'année se sont montées à 35 Gvar.

Ces capacités présentent des durées de sollicitations très différentes :

- 20 Gvar ont été sollicités moins de 10 % du temps (soit environ 900 heures) ;
- Parmi lesquels 10 Gvar ont été sollicités moins de 1% du temps (soit environ 90 heures) ;

- parmi lesquels 5 Gvar ont été sollicités moins de 0,1% du temps dans l'année (soit environ 10 heures).

On obtient des résultats similaires pour les plages de fourniture de réactif : en 2016, les plages sollicitées au moins une heure dans l'année se sont montées à 28 Gvar, et on note que :

- 23 Gvar ont été sollicités moins de 10 % du temps (soit environ 900 heures) ;
- Parmi lesquels 14 Gvar ont été sollicités moins de 1% du temps (soit environ 90 heures) ;
- Parmi lesquels 6 Gvar ont été sollicités moins de 0,1% du temps dans l'année (soit environ 10 heures).

1.2.6. L'évolution des consommations active et réactive, et l'évolution de la topologie du réseau se traduisent également par une variabilité à long terme du besoin de réglage de la tension (pour maîtriser le nouveau phénomène de tensions hautes et le risque historique de tensions basses)

Les facteurs qui déterminent les besoins de RTE sont également sujets à des évolutions de long terme.

D'abord, RTE a pu constater des **évolutions de fond de la consommation de ses clients industriels et distributeurs, d'une consommation très inductive vers une consommation moins inductive ou plus capacitive**. Cette réduction de la puissance réactive consommée a eu lieu à un rythme annuel de 200 Mvar à 700 Mvar, en fonction des points de l'année considérés, avec une moyenne de 400 Mvar. Elle s'explique par plusieurs facteurs : mise en souterrain des liaisons aériennes des distributeurs, raccordement de parcs EnR via de nouveaux câbles, évolution structurelle de la consommation des clients finaux.

Ce dernier point fait l'objet d'études communes entre RTE et Enedis. Des travaux menés par la R&D d'Enedis ont permis d'estimer la consommation individuelle quotidienne de différents appareils électro-ménagers. Les travaux engagés par RTE visent à agréger ces données à l'échelle du parc d'appareils installés chez les consommateurs résidentiels en France, pour valider l'approche sur des évolutions historiques avant d'en déduire des tendances à moyen ou long termes.

Ensuite, **les évolutions du réseau de transport, et notamment la mise en souterrain de nombreuses liaisons conduisent à un réseau de transport naturellement plus capacitif**.

Enfin, en parallèle, la stagnation de la consommation et **la décroissance des soutirages sur le réseau de transport du fait de la production des énergies décentralisées conduisent à ce que des liaisons moins chargées aient un comportement moins inductif ou plus capacitif**.

Tous ces phénomènes conduisent à des charges naturellement moins inductives ou plus capacitives, et à des problèmes plus prégnants de tensions hautes sur le réseau de transport, ceci alors que les problèmes de tensions basses étaient jusqu'à présent les plus significatifs.

Le déploiement de moyens de réglage par RTE doit tenir compte de l'évolution de ces contraintes, notamment lorsque le délai de mise en œuvre des solutions est conséquent : à titre d'exemple, **le délai s'écoulant entre la réalisation d'une**

étude identifiant un besoin de développement d'une self et la mise en service de la self est généralement de l'ordre de trois à cinq ans, et jamais inférieur à deux ans.

1.2.7. Pour tenir compte des variations à court terme ou à long terme du besoin, le dimensionnement des moyens doit intégrer une marge par rapport aux sollicitations historiques

Les données des sollicitations historiques ne reflètent pas le besoin réel de disponibilité des moyens de réglage.

En effet, les capacités disponibles à chaque instant doivent être suffisantes pour parer aux incidents susceptibles d'impacter le besoin de RTE ou les moyens à même de répondre à ce besoin : c'est la logique du *N-k*. **Les données historiques n'intègrent qu'un ensemble réduit des situations possibles.** Typiquement, si aucun incident de grande ampleur n'est analysé dans l'historique, alors cet historique ne reflète pas l'ensemble des sollicitations possibles. C'est en particulier le cas de l'année 2016, analysée dans le paragraphe 1.2.4 : les sollicitations au cours de l'année 2016 ne reflètent pas l'étendue du besoin.

La prudence s'impose d'autant plus que l'analyse menée sur l'historique dans la section 1.2.5 indique qu'une part importante des capacités sollicitées ne le sont que sur un nombre très réduit de situations. **Le dimensionnement du besoin pour le réglage de la tension doit donc intégrer une très grande variété de situations possibles.**

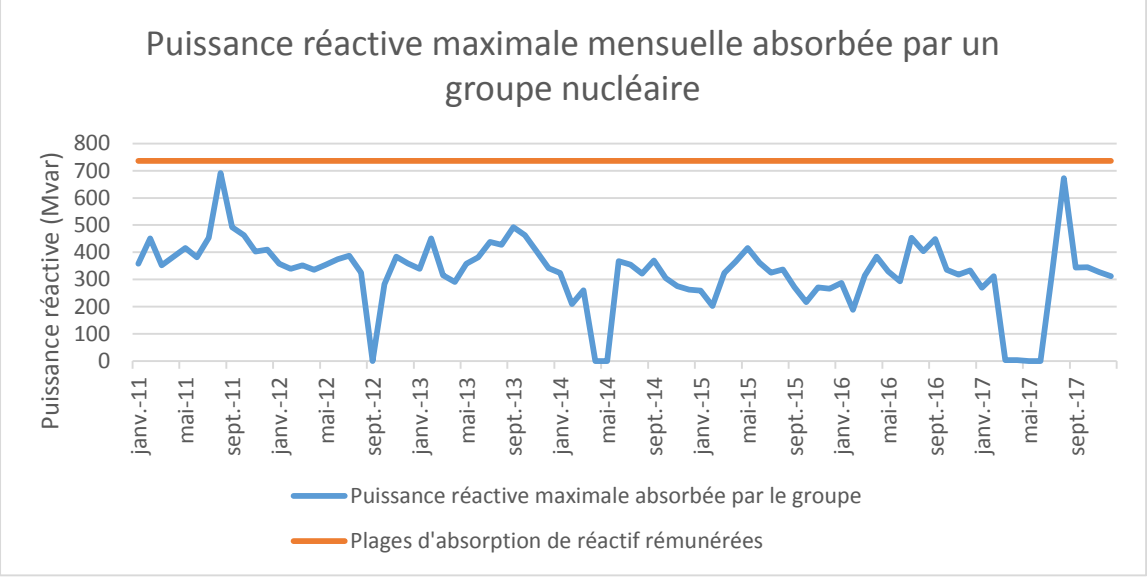


Figure 9: Sollicitation des plages d'absorption de réactif d'un groupe nucléaire

On observe d'ailleurs qu'en étendant la période étudiée, et donc en intégrant un plus grand nombre de situations, l'étendue des plages sollicitées augmente. Dans les délais de remise du rapport, et sur la base des données disponibles, RTE n'a pu réaliser une analyse exhaustive des sollicitations historiques. Néanmoins, à titre purement illustratif, la Figure 9 présente la valeur maximale de puissance réactive absorbée par un groupe nucléaire au cours des différents mois, entre janvier 2011 et décembre 2017. Cette figure permet de constater qu'à deux reprises, en août 2011 puis en août 2017, les plages de fourniture de réactif sollicitées étaient très

proches des plages rémunérées. Le reste du temps, les sollicitations ont été bien moindres.

1.3. Le modèle actuel de réglage de la tension

1.3.1. La mise en place de gabarits de facturation du réactif à l'interface avec le réseau de transport permet de limiter l'impact de la consommation des clients sur le réseau de transport

Le premier pilier du réglage de la tension sur le réseau de transport repose sur la limitation des contraintes générées par chacun des utilisateurs du réseau de transport. Clients industriels et distributeurs sont tenus de respecter des limites de flux de réactif à l'interface avec le réseau de transport. **Un gabarit de facturation du réactif est mis en place pour inciter les acteurs à respecter ces limites.**

Les gabarits de facturation à l'interface présentent plusieurs avantages pour la gestion de la tension sur le réseau de transport. D'abord, ils contribuent à **responsabiliser l'ensemble des acteurs** qui sont raccordés au réseau de transport : tous n'ont pas les moyens de régler finement la quantité de réactif fournie ou absorbée à l'interface, mais tous se doivent de respecter des limites adaptées. Les garde-fous mis en place aux sollicitations des utilisateurs du réseau de transport permettent également de **limiter le nombre de situations auxquelles doit faire face RTE** pour assurer le bon fonctionnement du réseau de transport. Enfin, ces limites de fonctionnement permettent de **respecter une logique de compensation du réactif au plus près des charges réactives**, dont une partie importante correspond à la consommation des clients raccordés au réseau de transport (voir Figure 2).

Les gabarits évoluent, pour prendre en compte l'évolution des contraintes rencontrées sur le réseau de transport. Ainsi, les gabarits imposés aux distributeurs et aux industriels constituaient historiquement une incitation à l'installation et l'enclenchement de condensateurs sur leurs sites, l'hiver en période de forte charge, afin de limiter les phénomènes de tensions basses et de contribuer à la sûreté système en atténuant le risque d'écroulement de tension. Alors que les contraintes de tensions hautes se font aujourd'hui plus prégnantes, le gabarit à l'interface entre les réseaux de distribution et le réseau de transport a fait l'objet de travaux au sein du groupe de travail Distributeurs du CURTE. Ces travaux ont abouti à une évolution du gabarit tarifaire à compter de l'entrée en vigueur du TURPE 5, au 1er août 2017. Les évolutions qui ont été mises en place sont décrites dans la section 2.4.2 de ce rapport.

Les dispositions à l'interface avec les clients industriels raccordés au réseau de transport ou aux réseaux de distribution n'ont à ce jour pas été mises en cohérence avec les évolutions apportées au gabarit tarifaire à l'interface RPT/RPD. En conséquence, il n'existe pas aujourd'hui d'incitations à débrancher les condensateurs présents sur ces sites, que ce soit pour faciliter la gestion des tensions hautes sur le RPT, dans le cas des industriels raccordés au RPT, ou pour contribuer au respect par les GRD des gabarits à l'interface RPD/RPT, dans le cas des industriels raccordés au RPD.

1.3.2. Afin d'accommoder la variabilité temporelle et spatiale du besoin de réglage de la tension, RTE s'appuie sur la sollicitation dynamique et automatique d'un parc de moyens répartis sur le réseau de transport

Le second pilier du réglage de la tension sur le réseau de transport repose sur la sollicitation automatique ou manuelle de moyens de réglages répartis sur l'ensemble du réseau de transport.

L'article L. 321-11 du code de l'énergie prévoit que les installations de production raccordées au réseau de transport doivent mettre à disposition de RTE leurs capacités de réglage de la tension. Les installations raccordées doivent de plus disposer de capacités constructives décrites dans l'arrêté du 23 avril 2008 *relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'électricité d'une installation de production d'énergie électrique*.

Ces capacités sont employées par RTE pour le réglage de la tension au moyen de régulations automatiques : le réglage primaire de tension, et le réglage secondaire de tension (voir Zoom 2).

Pour percevoir la rémunération permettant de couvrir les coûts du réglage de la tension, les acteurs doivent signer les accords de participation aux règles Services Système Tension. Les modalités de calcul de la rémunération ont fait l'objet d'une évolution entrée en vigueur au 1er avril 2017. Ces nouvelles modalités de calcul ont été approuvées par la CRE dans la délibération du 2 mars 2017 *portant approbation des Règles Services Système Tension*, après des travaux menés par RTE en concertation avec les producteurs entre novembre 2014 et décembre 2016. Elles reposent sur le versement d'une part fixe annuelle permettant de couvrir les coûts d'investissements supportés par les acteurs pour disposer de capacités de réglage de la tension, et d'une part variable permettant de rémunérer les coûts des pertes et de maintenance associés aux sollicitations des capacités de réglage de la tension. La part variable est proportionnelle à la durée de couplage de l'installation, et non aux Mvar réellement fournis ou absorbés.

En contrepartie de la rémunération versée par RTE, les acteurs peuvent être soumis à des abattements de la rémunération, en cas d'indisponibilité supérieure à dix jours de l'installation ou de défaillance du réglage, et à des pénalités financières, lorsque les défaillances de réglage se prolongent au-delà de trois ans. Ces dispositions contribuent à la sécurisation du gisement de moyens de réglage de la tension.

A fin 2017, l'étendue des plages de réglage de la tension rémunérées étaient de 50,4 Gvar en absorption et 40,2 Gvar en fourniture. Les installations de production rémunérées sont essentiellement des installations thermiques ou hydrauliques. Les installations éoliennes ou solaires sont à plus de 90% raccordées aux réseaux de distribution, et seul un parc éolien raccordé au réseau de transport avait signé les accords de participation aux Services Système Tension à fin 2017.

Zoom 2 : Réglage primaire et réglage secondaire de la tension

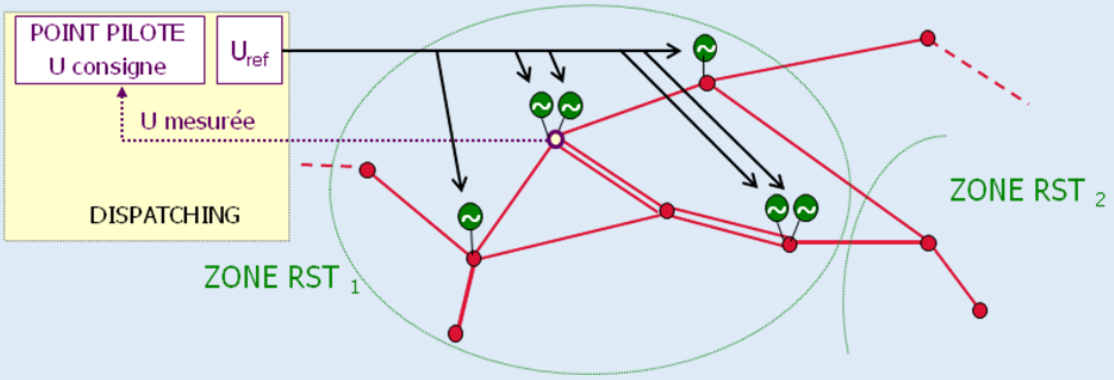
Le ***réglage primaire de la tension*** repose sur l'imposition, au stator des alternateurs ou au point de livraison de chaque installation, d'une tension de consigne *Ucons.* Cette tension de consigne est généralement fixe, mais peut être modifiée sur demande de RTE en fonction des contraintes.

Le régulateur primaire a une constante de temps de quelques secondes. Son fonctionnement vise à limiter les variations de tension du réseau. Lorsque la tension devient inférieure à la tension de consigne *Ucons*, l'installation injecte de la puissance réactive pour compenser la chute de tension. Réciproquement, une augmentation de la tension au-delà de *Ucons* conduit à une absorption supplémentaire de puissance réactive.

Le ***Réglage Secondaire de Tension*** permet de contrôler le plan de tension à l'intérieur d'une zone géographique en modulant la fourniture de puissance réactive des groupes de cette zone. Pour cela, il modifie les consignes *Uref* des régulateurs primaire de tension des groupes

La tension globale de la zone est tenue par l'asservissement de la tension d'un nœud de la zone à une valeur de consigne, choisie et modifiable par l'exploitant. Ce nœud, appelé Point Pilote, est représentatif de l'ensemble des tensions de la zone.

Ce réglage est automatique et la constante de temps de ce réglage est de l'ordre de 10 minutes.



Le réglage de la tension par les groupes n'est possible que tant que l'on n'a pas atteint les limites des plages de puissance réactive des groupes. Lorsque ces limites sont atteintes, le groupes ne peuvent plus tenir la tension du point pilote à sa valeur de consigne.

Lorsque RTE identifie dans ses études un besoin auquel les capacités de réglage disponibles dans la zone ne permettent pas de répondre, RTE a recours au développement du réseau ou à l'installation de moyens de compensations (selfs, condensateurs, CSPR). Ces capacités sont télécommandables et, à l'exception des CSPR, donnent lieu à des activations par paliers par les dispatchers, moyen de compensation par moyen de compensation, sans possibilité de réglage continu. La gestion des CSPR s'apparente en revanche à celle d'une installation de production à laquelle une tension de consigne est fournie. **A fin 2017, les moyens de compensation en service sur le réseau**

de transport se montaient à 7,2 Gvar de selfs, 13,3 Gvar de condensateurs, et des CSPR capables de fournir 1,5 Gvar et d'absorber 1,0 Gvar.[3]

1.4. Etudes du besoin de réglage pour la gestion des tensions hautes

1.4.1. Principes des études réalisées

Les études réalisées par RTE et présentées dans cette section visent à analyser de manière fine le besoin de réglage de la tension de RTE pour la gestion des tensions hautes.

Toute analyse du besoin de réglage de la tension se heurte à deux écueils. D'abord, **le caractère local des besoins de réglage de la tension, décrit dans la section 1.2.2, rend plus complexe l'expression du besoin** : le dimensionnement des réserves pour le réglage de la fréquence est aisément exprimable en MW à la maille France ou Europe ; le dimensionnement de réserves de réactif pour le réglage de la tension n'a de pertinence qu'à une maille locale dont l'étendue n'est pas définie a priori.

Ensuite, **le besoin est très sensible à des paramètres volatils**, comme le montre la section 1.2.3. Le dimensionnement des réserves pour le réglage de la fréquence se fait sur la base d'un nombre réduit de critères relativement stables tels que la taille d'un incident dimensionnant à l'échelle européenne ou la charge anticipée ; les besoins de réglage de la tension et les moyens naturellement disponibles en un point précis du réseau varient avec la topologie, le plan de production ou de consommation en puissance active et réactive, ainsi que les échanges aux frontières. Ces difficultés ont notamment conduit à la suppression de la notion de zones sensibles lors de la concertation qui s'est tenue entre RTE et les producteurs entre Novembre 2014 et Décembre 2016.

En conséquence, **l'analyse fine d'un nombre nécessairement réduit de scénarios ne peut pas être extrapolée facilement pour déterminer un majorant du besoin rencontré aux différents nœuds du réseau de transport au cours de l'année**. Ce point délicat apparaît explicitement dans l'analyse des sollicitations historiques des moyens existants, présentée dans les sections 1.2.5 et 1.2.7.

Cette complexité ne doit pourtant pas faire obstacle à des réflexions avancées sur l'estimation des besoins de réglage de la tension.

L'analyse des sollicitations historiques permet de mieux appréhender la nature du besoin de RTE : pics de sollicitations à la maille France, étendue des plages sollicitées au cours de l'année, et fréquence de sollicitations des installations de production au cours de l'année. **Elle ne permet toutefois pas de rejouer les situations passées en substituant aux moyens de réglage historiques des moyens potentiels qui seraient plus efficaces. Elle ne permet pas non plus d'analyser la pertinence des moyens historiques dans des scénarios prévisionnels à moyen ou long terme.**

Les études de réseau présentées dans ce rapport ont permis à RTE d'affiner la nature des besoins sur une sélection de situations pertinentes.

[3] La quantité de réactif qu'une self ou un condensateur peuvent respectivement absorber ou fournir dépend de la tension du réseau. Les valeurs indiquées ici correspondent aux capacités à tension nominale.

Ils permettent de compléter l'analyse des sollicitations historiques et répondent à deux grandes questions : peut-on substituer aux moyens utilisés actuellement des moyens plus efficaces car mieux localisés sur le réseau ? Quelle est la robustesse des moyens actuels à des évolutions du réseau et du parc de production ?

Afin de répondre à ces deux questions **RTE a étudié le placement optimal de moyens sur le réseau de transport, sans tenir compte de contraintes de gisement ou de disponibilité**, pour répondre à différentes situations à moyen ou long termes. Deux approches ont été employées afin de corroborer les résultats.

La première approche dite *manuelle*, consiste à placer dans un premier temps des moyens d'absorption aux nœuds du réseau où la tension est la plus élevée. Dans le cadre de la méthode manuelle, seul le réseau HTB2 est pris en compte pour l'identification des points de tensions hautes. Cette simplification est toutefois peu restrictive, car le réseau HTB3 est rarement sujet à des pics de tensions hautes, tandis que l'utilisation des régleurs en charge à l'interface entre les réseaux HTB1 et HTB2 permettent de tenir la tension en HTB1 pour des plages de variation de la tension en HTB2 relativement importantes.

Les nœuds et la taille des moyens sont sélectionnés à dire d'expert. L'installation de ces moyens se fait aux niveaux de tension HTB1 ou HTB2, et conduit la tension à diminuer localement. Les installations raccordées au réseau de transport, qui suivent une loi de réglage automatique de la tension, absorbent dès lors moins de réactif. En parallèle, on peut faire varier la tension de consigne des installations de production pour remonter le plan de tension localement. On procède ensuite par itération, jusqu'à obtenir un plan de tension HTB2 le plus lisse possible qui respecte les seuils de tension fixés en exploitation.

La seconde méthode dite *optimisée* repose sur l'emploi d'un algorithme. La méthode consiste à abattre dans un premier temps la capacité d'absorption des installations de production raccordées au réseau de transport, puis à faire tourner dans un second temps un algorithme (*TROPIC*) pour un placement optimal de moyens d'absorption sur le réseau, sur tous les niveaux de tension, permettant de respecter les seuils de tension fixés en exploitation et de réduire les pertes actives. On procède ensuite par itération.

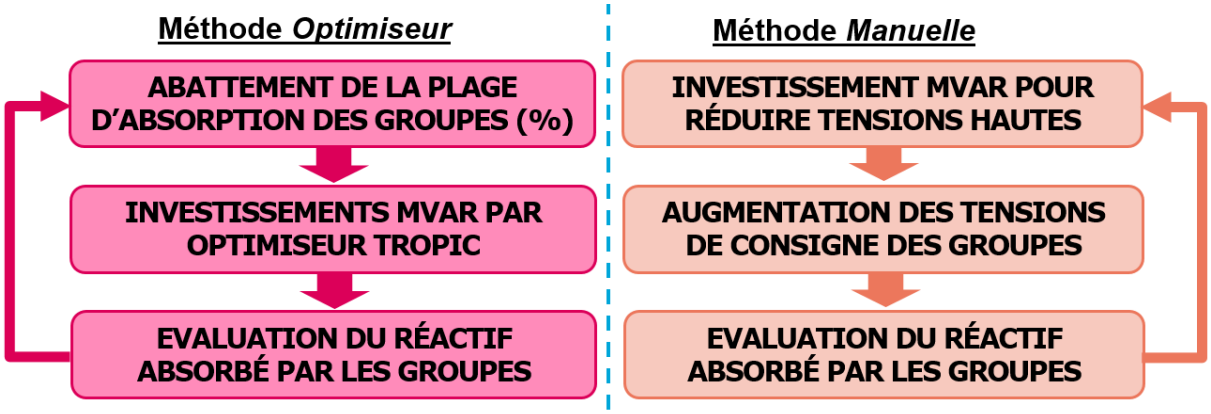


Figure 10: Processus retenu dans les deux méthodes employées pour la ré-optimisation de la localisation des moyens de réglage dans les études en tensions hautes

Pour évaluer les résultats des deux approches, RTE s'est appuyé sur plusieurs indicateurs quantitatifs ou qualitatifs :

- Ratio entre la quantité de moyens supplémentaires sollicités et la réduction des sollicitations des moyens existants ;
- Localisation des nouveaux moyens ;
- Evolution des tensions maximales et moyennes sur les réseaux HTB2 et HTB3 ;
- Evolution des pertes actives sur le réseau de transport.

Les résultats et les enseignements retirés de cette analyse sont développés dans les sous-sections 1.4.2 à 1.4.4.

Un cahier des charges complet présentant les hypothèses retenues se trouve en Annexe 1.

1.4.2. La localisation et la sollicitation optimale de moyens de réglage de la tension par rapport à une situation précise permet d'assurer un réglage de meilleure qualité, avec des marges d'exploitation plus conséquentes et une réduction des pertes actives sur le réseau de transport

Le premier objectif des études réalisées est d'analyser si des moyens localisés de façon optimale par rapport à une situation précise permettent de réduire les besoins de réglage, définis au paragraphe 1.2.1 comme la sollicitation des moyens de réglage de la tension.

La principale situation analysée est une situation à horizon 2023, correspondant à un point typique d'un dimanche de Juin à 07h00, avec un niveau de démarrage de la production EnR élevé correspondant au 95ème percentile, et une consommation plutôt faible, correspondant à la 170ème heure de plus basse consommation de l'année. Les hypothèses complètes sont disponibles dans l'Annexe 1.

Dans la situation initiale, la régulation automatique des moyens existants conduit à l'absorption par les installations de production raccordés au réseau de transport en France de 11,6 Gvar de puissance réactive, à un niveau proche des maxima de sollicitation identifiés dans la section 1.2.2.

La tension moyenne sur le réseau de transport HTB2 est alors de 239,2 kV, avec des pics locaux à 248,1 kV, à une tension supérieure aux seuils de tensions hautes que cherche à respecter RTE en régime permanent. **Dans ce scénario, 59 postes sont en contrainte sur l'ensemble du réseau. Les plages de réactif des installations démarrées ne sont pas sollicitées dans leur intégralité, malgré ces dépassements, car les capacités résiduelles ne permettent pas de résoudre les contraintes locales subsistant.**

Les deux approches employées, décrites dans la section précédente, consistent à remplacer la sollicitation des installations de production raccordées au RPT, par des capacités d'absorption de réactif relocalisées de façon optimale sur le réseau de transport.

Les deux méthodes s'affranchissent d'éventuelles contraintes techniques ou pratiques, telles que l'existence d'un emplacement pour installer les moyens identifiés ou la rationalisation des tailles des moyens de compensation installés.

L’emploi d’un optimiseur permet la prise en compte très fine de moyens diffus, localisés à tous les niveaux de tension. Ainsi, la méthode optimisée conduit au placement de 2 890 dispositifs supplémentaires sur le réseau de transport ou à l’interface avec le réseau de transport. 60% des dispositifs sont de taille inférieure à 1 Mvar, tandis qu’une centaine sont de taille supérieure à 5 Mvar, avec un maximum de 39 Mvar.

La méthode manuelle implique de consacrer un temps plus important à la recherche de solutions optimales. Un effort conséquent a toutefois été fourni pour identifier le placement optimal de 126 dispositifs de 10 à 170 Mvar d’absorption sur le réseau de transport.

Nonobstant une plus grande finesse de la méthode optimisée, les résultats des deux méthodes sont cohérents. La Figure 11 permet de constater une grande similitude entre les emplacements retenus dans les deux méthodes, avec des besoins d’absorption identifiés principalement sur la façade Atlantique, la région Île-de-France et la région PACA.

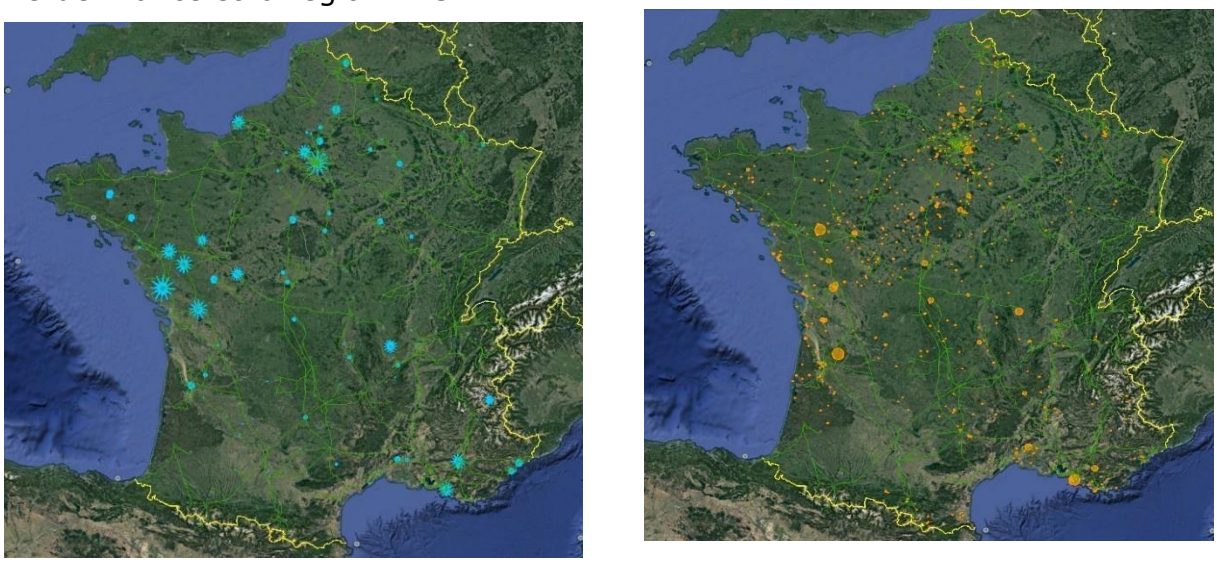


Figure 11 : Localisation des moyens placés sur le réseau de transport ou à l'interface par la méthode manuelle (à gauche, en bleu) et la méthode optimisée (à droite en orange)

La sollicitation de moyens placés de façon optimale permet deux grands types de gains.

D’abord, ces moyens permettent de lisser le plan de tension et d’assurer le respect des seuils sur l’ensemble du réseau. La tension maximale sur le réseau 225 kV passe par exemple de 248,1 kV dans la situation initiale à 241,7 kV dans la situation finale après application de la méthode manuelle, et à moins de 244,0 kV après application de la méthode optimisée. L’activation de moyens optimaux permet ainsi de retrouver des marges pour le respect des seuils de tensions hautes permanents en exploitation. En l’absence de ces moyens, d’autres mesures devraient être prises (redispatching, démarrage de groupes en compensation synchrone…).

Ensuite, le lissage du plan de tension se traduit par une tension moyenne supérieure sur le réseau de transport. Lorsque le plan de tension n’est plus limité par des pics de tensions hautes, qui ont été lissés, il est possible de remonter l’ensemble du plan de tension, et ainsi de **réduire les pertes actives**. L’application de la méthode manuelle permet de remonter la tension moyenne sur le réseau HTB3 de 405,3 kV à 406,8 kV. La hausse moyenne du plan de tension et

son lissage se traduisent par des réductions des pertes actives de 24 MW. Ces gains doivent toutefois être relativisés puisqu'ils sont de l'ordre du pourcent des pertes actives sur le point étudié.

L'ensemble des résultats, dans le cas de la méthode manuelle et dans le cas de la méthode optimisée, sont résumés dans le Tableau 1 : Evolution des principaux indicateurs dans les différentes études en tensions hautes 2023.

	Situation 2023 Initiale	**Situation 2023 *méthode manuelle***	**Situation 2023 *méthode optimisée***
Tension Maximale HTB2	248,1 kV	241,7 kV	244,0 kV
Tension Moyenne HTB2	239,2 kV	239,2 kV	240,1 kV
Tension Moyenne HTB3	405,3 kV	406,8 kV	408,2 kV
Puissance réactive absorbée par les installations de production	11,6 Gvar	7,4 Gvar	7,5 Gvar
Puissance réactive absorbée par les moyens supplémentaires	_	4,3 Gvar	4,4 Gvar
Pertes actives	3 183 MW	3 159 MW	3 143 MW

Tableau 1 : Evolution des principaux indicateurs dans les différentes études en tensions hautes 2023

1.4.3. Les études réalisées ne font pas apparaître de réduction du besoin de réglage en cas de relocalisation optimale des moyens de réglage de la tension : les gains qualitatifs réalisés ne constituent pas un arbitrage par rapport à une quantité de moyens sollicités

La méthode optimisée aboutit au placement de 4,4 Gvar, pour une réduction du réactif absorbé par les installations de production de 4,1 Gvar, tandis que la méthode manuelle aboutit à l'ajout de 4,3 Gvar de moyens d'absorption pour une réduction du réactif absorbé de 4,2 Gvar.

Ces résultats peuvent sembler surprenants au premier abord : **le placement optimisé de moyens d'absorption conduit à un besoin d'absorption de réactif au niveau France légèrement plus élevé (assuré par les installations de production et les moyens de compensation installés), avec un ratio proche de un pour un**. Plusieurs phénomènes expliquent ce constat.

En premier lieu, du fait du caractère maillé du réseau de transport et d'un développement historique cohérent entre les installations de production et le développement du réseau de transport, **les installations de production sont bien placées sur le réseau pour gérer les différentes contraintes, classiques ou émergentes**.

Ensuite, la quantité de puissance réactive absorbée ne constitue pas le seul paramètre pris en compte lors de l'optimisation du plan de tension. La hausse du plan de tension moyen, qui permet une réduction des pertes actives, se traduit par exemple par une diminution de l'absorption de réactif ou une augmentation de la fourniture de réactif par les liaisons aériennes ou souterraines du réseau de transport (voir Zoom 1 dans la section 1.2.3). Ainsi, avec un réseau donné,

lorsqu'on impose en exploitation des tensions de consigne plus élevées aux installations de production pour remonter le plan de tension, la puissance réactive fournie par le réseau de transport augmente. Ce surplus de puissance réactive est compensé par une hausse du réactif absorbé par les moyens de compensation et les installations de production situées en Europe. Sur le point d'étude 2023, à l'issue de la méthode manuelle, une hausse des tensions de consigne des installations de production de 1,7% a pour conséquence une hausse de la tension moyenne du réseau HTB2 de 239,2 kV à 243,6 kV et une hausse de la tension moyenne du réseau HTB3 de 406,8 kV à 413,8 kV. La fourniture de réactif supplémentaire du réseau de transport qui en résulte est égale à 1,5 Gvar. Elle est compensée par la quantité de réactif absorbée par les moyens de compensation et les installations de production situées en Europe. La quantité absorbée par les installations de production situées en France demeure in fine stable par rapport à la situation initiale.

Le choix du niveau du plan de tension est dicté par un arbitrage entre marges en exploitation et optimisation des pertes actives, et non un arbitrage entre marges en exploitation et sollicitation des installations de production raccordées au réseau de transport.

1.4.4. Si le fait de s'appuyer sur un large parc de ressources confère une robustesse à la pertinence des moyens employés, le caractère optimal de la sollicitation de moyens localisés sur le réseau de transport varie d'une situation à l'autre

Deux variantes ont été étudiées afin de tester la robustesse des investissements à des évolutions de la consommation, du plan de production, ou du réseau.

Variante avec tangente phi nulle à l'interface

La première variante reprend le scénario principal à horizon 2023, et fait l'hypothèse de flux de réactif nuls à chaque interface RPT/RPD. Cette hypothèse se traduit par un respect des seuils de tensions hautes sans moyens supplémentaires, et une réduction modérée de la sollicitation des installations de production de 11,6 Gvar à 9,5 Gvar. Cette évolution de la sollicitation illustre le rôle joué par deux composantes du besoin :

- **la variation de 11,6 Gvar à 9,5 Gvar traduit l'augmentation des besoins de réglage de la tension RPT résultant des flux de puissance réactive à l'interface RPT/RPD;**
- **la partie stable de 9,5 Gvar reflète le fait qu'une partie importante des besoins d'absorption de réactif est générée par les lignes aériennes et les câbles souterrains du réseau de transport.** Un gabarit tarifaire de facturation du réactif plus strict à l'interface RPT/RPD n'aura donc qu'un effet limité sur le besoin de réglage de la tension sur le RPT.

Lorsqu'on applique la méthode manuelle à cette variante, on constate qu'une part conséquente des moyens installés dans le scénario principal restent pertinents dans la variante. **Parmi les 1,7 Gvar de moyens retenus dans la variante, une partie importante (0,7 Gvar soit près de 40%) ont une localisation optimale similaire à celle des moyens supplémentaires identifiés dans le scénario principal**.

Par ailleurs, on retrouve un résultat similaire à celui du scénario de référence, avec un **volume de moyens installés équivalent à la réduction des sollicitations des installations de production.**

Variante à horizon 2028

La seconde étude de robustesse est réalisée à horizon 2028, sur la base d'un scénario présentant une augmentation importante de la production des énergies renouvelables et une réduction du nombre de groupes nucléaires en fonctionnement. La situation initiale, avant ajout de moyens supplémentaires, fait apparaitre une nette insuffisance de moyens pour respecter les seuils de tensions hautes : la tension moyenne est de 241,8 kV, pour un maximum de 257,8 kV, avec plus de 700 postes en contrainte par rapport aux seuils de tensions hautes sur le réseau de transport.

Pour analyser la robustesse des moyens identifiés dans l'étude à horizon 2023, deux situations sont comparées. Dans la première situation, on ajoute les 4,3 Gvar de moyens identifiés à l'aide de la méthode manuelle en 2023. Dans la seconde situation, on applique la méthode optimisée à ce nouveau scénario 2028 pour ajouter un montant équivalent de moyens d'absorption.

Les résultats des deux études révèlent une **robustesse des moyens d'absorption supplémentaires identifiés à horizon 2023** : l'ajout de ces moyens permet de respecter les seuils de tensions hautes (maximum de 244,8 kV en HTB2), et de réduire la sollicitation des installations de production de 4,5 Gvar. En revanche, en l'absence d'une nouvelle optimisation du plan de tension, ces moyens conduisent à une tension moyenne beaucoup plus basse (235,8 kV), qui se traduit par des pertes plus élevées de 20 MW.

Lorsqu'on réalise l'optimisation du placement d'un volume identique de moyens spécifiquement pour le scénario 2028, on obtient une réduction de la sollicitation des installations de production de 3,8 Gvar, un respect des seuils de tensions hautes avec une marge plus confortable (maximum de 243,0 kV en HTB2), une tension moyenne plus élevée que lorsqu'on emploie les moyens du scénario 2023 (239,4 kV contre 235,8 kV), et une réduction des pertes actives de 27 MW.

L'ensemble de ces résultats est résumé dans le Tableau 2.

	Situation 2028 Initiale	**Situation 2028 avec moyens 2023**	**Situation 2028 avec moyens 2028**
Tension Maximale HTB2	257,8 kV	244,8 kV	243,0 kV
Tension Moyenne HTB2	241,8 kV	235,8 kV	239,4 kV
Puissance réactive absorbée par les installations de production	11,3 Gvar	6,8 Gvar	7,5 Gvar
Puissance réactive absorbée par les moyens supplémentaires	_	4,3 Gvar	4,3 Gvar
Pertes actives	3 293 MW	3 313 MW	3 286 MW

Tableau 2 : Evolution des principaux indicateurs dans les différentes études 2028

Les résultats de ces études de robustesse témoignent d'une certaine continuité entre le besoin à horizon 2023 et le besoin à horizon 2028. On retrouve de grandes zones d'investissement communes dans les deux variantes 2023 et les études à horizon 2028, comme l'illustre la Figure 12.

La localisation des moyens optimisée pour l'horizon 2023 demeure pertinente à horizon 2028, et il n'y a pas de remise en cause fondamentale du besoin d'absorption pour le respect des seuils de tensions hautes et l'optimisation de l'opération du système électrique entre les horizons 2023 et 2028. Cette robustesse doit toutefois être relativisée car elle résulte de l'analyse d'un même type de point (dimanche de Juin à 7h00 avec une forte production EnR). La robustesse des moyens installés entre ces différents horizons ne doit pas non plus faire oublier les limites des moyens actuels, qui ne permettent pas de faire face à ces situations.

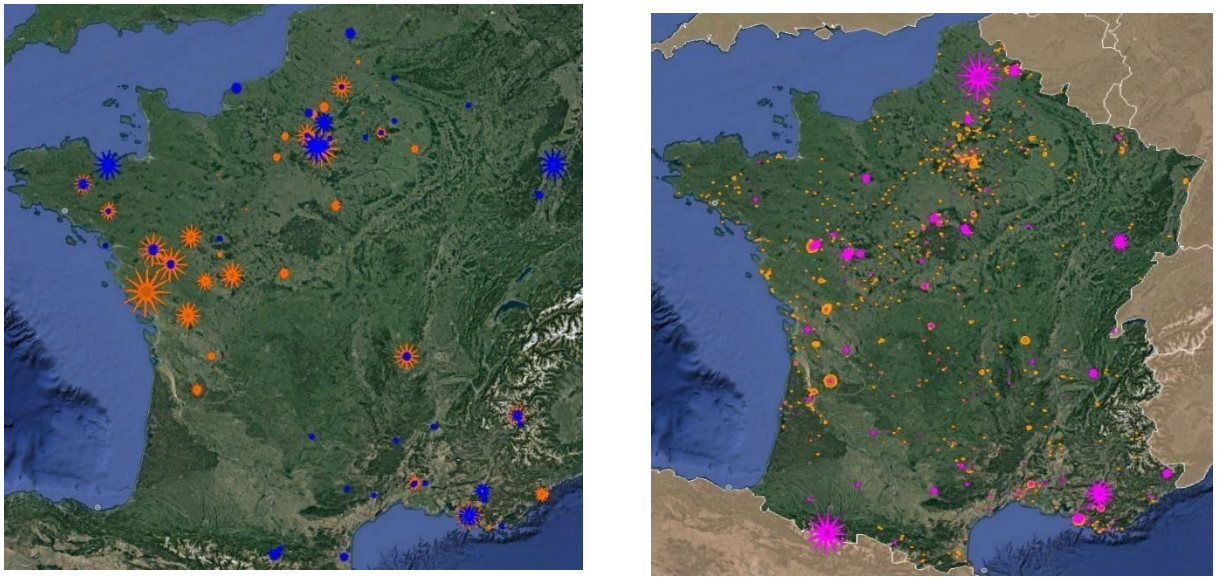


Figure 12: Comparaison du placement optimisé des moyens dans les différentes variantes. A gauche, application de la méthode manuelle au scénario principal 2023 (en orange) et à la variante avec flux de réactif nuls à l'interface RPT/RPD (en bleu). A droite, application de la méthode optimisée au scénario principal 2023 (en orange) et à la variante 2028 (en rose).

En revanche, le fait que le placement des moyens ait été optimisé pour une situation différente se traduit par une moindre performance vis-à-vis d'autres indicateurs telles que les pertes actives sur le réseau de transport, ou les marges d'exploitation par rapport aux seuils de tensions hautes. Ce résultat reflète la sensibilité du caractère optimal du placement des moyens à la situation rencontrée.

1.5. Etudes du besoin pour la gestion des tensions basses

1.5.1. Principes des études réalisées

Les études en tensions basses se prêtent aux mêmes écueils que celles réalisées en tensions hautes. L'analyse fine d'un nombre nécessairement réduit de scénarios ne peut pas être extrapolée facilement pour déterminer un majorant du besoin rencontré aux différents nœuds du réseau au cours de l'année. Des conditions de

transits particulières sur le réseau peuvent par exemple générer un besoin local distinct de celui engendré par un pic de consommation.

L'approche retenue par RTE vise donc essentiellement à analyser l'évolution du besoin lorsque des moyens placés de façon optimale sur le réseau se substituent partiellement aux capacités de fourniture des installations de production raccordées en HTB. Cette étude permet de conforter la pertinence des sollicitations historiques comme déterminant d'un minorant du besoin de RTE.

Deux méthodes sont employées. La **première méthode repose sur une *analyse statique,*** similaire à la méthode optimisée pour les tensions hautes. La méthode consiste à abattre dans un premier temps la capacité des installations de production raccordés en HTB, puis à faire tourner dans un second temps un algorithme pour un placement optimal de Mvar de fourniture de réactif sur le réseau permettant de respecter les seuils de tensions basses fixés en exploitation.

La seconde méthode repose sur une *analyse dynamique*. Elle requiert des temps de calcul plus importants, mais permet de refléter de façon plus adéquate le risque d'écroulement de tension, enjeu principal de la gestion des tensions basses (voir section 1.1.1). Les différentes configurations de réseau sont caractérisées par la consommation maximale pour laquelle aucun incident (situation *N-1*) ne provoque d'écroulement de tension, ce que l'on définit comme la *consommation limite*. Dans le cadre de notre étude, on estimera que deux configurations sont équivalentes si elles présentent la même consommation limite. Afin d'évaluer l'impact de la localisation des sources de réactif, on réduit les plages de fourniture des installations de production puis on tente de restaurer la consommation limite initiale avec un volume minimal de Mvar de fourniture placé sur le réseau. Ce processus est illustré sur la Figure 13.

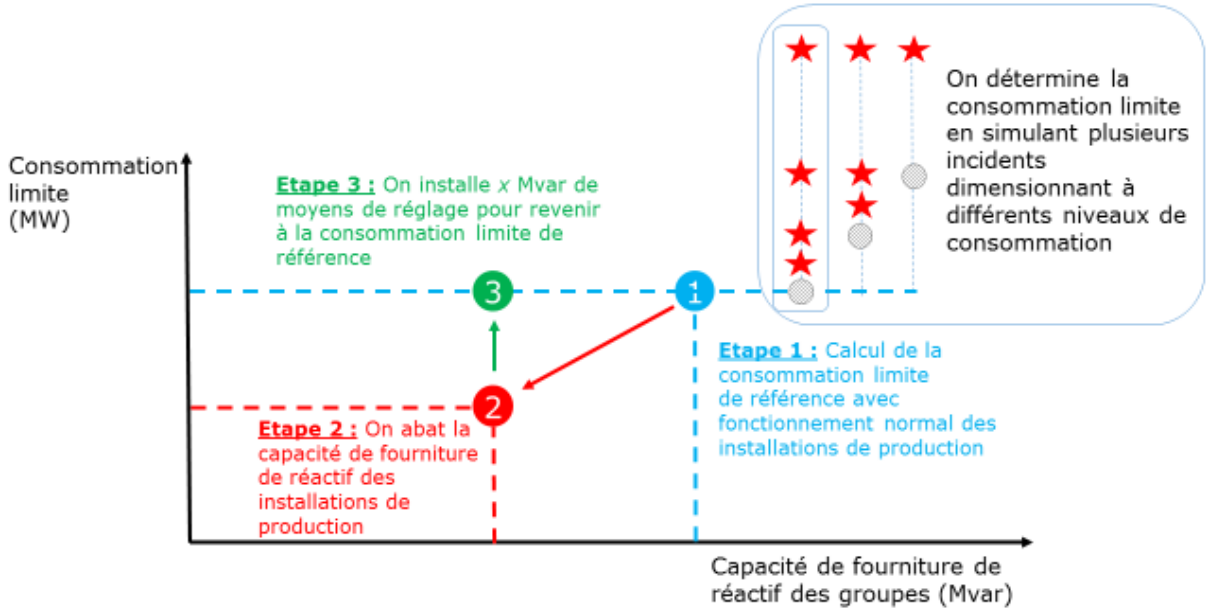


Figure 13: Processus retenu dans le cas de la seconde méthode pour la ré-optimisation de la localisation des moyens de réglage dans les études en tensions basses

Dans le cas des analyses en tensions basses, le recours nécessaire à des simulations dynamiques peut conduire à des temps de calcul très conséquents. Il est donc nécessaire de réduire le nombre de scénarios à prendre en considération. Deux restrictions ont été mises en œuvre pour permettre

l'aboutissement des études dynamiques dans des délais compatibles avec la remise de ce rapport :

- D'abord, **les études dynamiques ont été réalisées à la maille du quart Nord-Ouest de la France, région où le risque d'écroulement de tension est structurellement plus élevé[4], et non à la maille de la France entière**.
- Ensuite, une présélection de 19 sites possibles pour l'installation de moyens de compensation a été réalisée, sur la base des localisations les plus efficaces identifiées par la méthode statique ou à dire d'expert. Pour chacun de ces sites, trois niveaux de tension possibles étaient considérés pour l'installation de moyens de réglage de la tension.

Un cahier des charges complet présentant les hypothèses retenues se trouve en Annexe 1.

1.5.2. Les analyses statiques vis-à-vis des seuils de tensions basses ne permettent pas d'évaluer finement le besoin : le respect des seuils n'est ni un bon critère pour évaluer le risque d'écroulement de tension, ni une source de contraintes permettant de déterminer un besoin minimal

Le respect des seuils de tensions basses ne constitue pas un indicateur pertinent du risque d'écroulement de tension. L'écroulement de tension résulte de phénomènes transitoires à la dynamique rapide. Cette dynamique peut conduire des situations à l'écroulement suite à incident lorsque l'on simule les phénomènes dynamiques, alors que les mêmes situations simulées statiquement ne font pas apparaître de problème.

Les études statiques révèlent également que **le respect des seuils de tensions basses ne constitue pas non plus une contrainte permettant de déterminer le besoin minimal.** En effet, lorsque le plan de tension est plus élevé, les liaisons aériennes ou souterraines du réseau de transport fournissent davantage de puissance réactive (voir Zoom 1 dans la section 1.2.3), ce qui permet de réduire la quantité de puissance réactive que doivent fournir les installations de production. En conséquence, **l'optimisation des différents indicateurs (pertes actives, quantité de puissance réactive fournie par les installations de production) tend à faire remonter le plan de tension, en s'éloignant des contraintes que constituent les seuils de tensions basses**. Ainsi, sur le point de forte consommation pris en compte dans les études statiques, une hausse du plan de tension moyen de 5 kV en HTB2 /HTB3 se traduit par une réduction du besoin en fourniture de réactif de l'ordre de 700 Mvar, soit 4.5% du besoin initial de 15000 Mvar.

Dans ce rapport, les résultats des études statiques sont uniquement utilisés pour mieux comprendre la nature du besoin et fournir des analyses de sensibilité des différents phénomènes. **Seules les études dynamiques permettent de tirer des enseignements robustes quant à la localisation optimale des moyens**

[4] Des investissements récents sur le réseau (condensateurs, CSPR, liaisons) ont permis d'éloigner ce risque.

dans une situation précise, et à l'effet de cette localisation optimale sur le besoin.

1.5.3. L'absorption de réactif aux points de tension plus élevée joue un rôle clé dans la gestion des tensions basses

L'élévation du plan de tension joue un rôle clé dans la réduction du besoin. Comme établi dans la section précédente, **lorsque le plan de tension est plus élevé, les ouvrages du réseau de transport fournissent davantage de puissance réactive, ce qui permet de moins solliciter les installations de production**.

La présence de pics de tension sur le réseau peut constituer une limite à l'élévation du plan de tension et donc à la réduction du besoin. C'est pourquoi, de façon contre-intuitive, **une absorption de réactif ciblée sur les nœuds présentant ces tensions élevées permet de réduire le besoin de fourniture de réactif sur l'ensemble du réseau**.

Ce phénomène est schématisé sur la Figure 14. Dans la situation 1, à gauche du schéma, le pic de tension sur le réseau constitue une limite à l'élévation de la tension sur l'ensemble du réseau. Dans la situation 2, à droite du graphique, l'absorption localisée de puissance réactive à l'emplacement du pic de tension permet le lissage du pic et la relaxation de la contrainte associée. Il est alors possible de relever la tension moyenne du réseau (voir **Zoom *1***), ce qui a pour effet d'augmenter la fourniture de puissance réactive par les ouvrages réseau de transport, et de réduire la quantité de puissance réactive devant être fournie par les moyens de réglage.

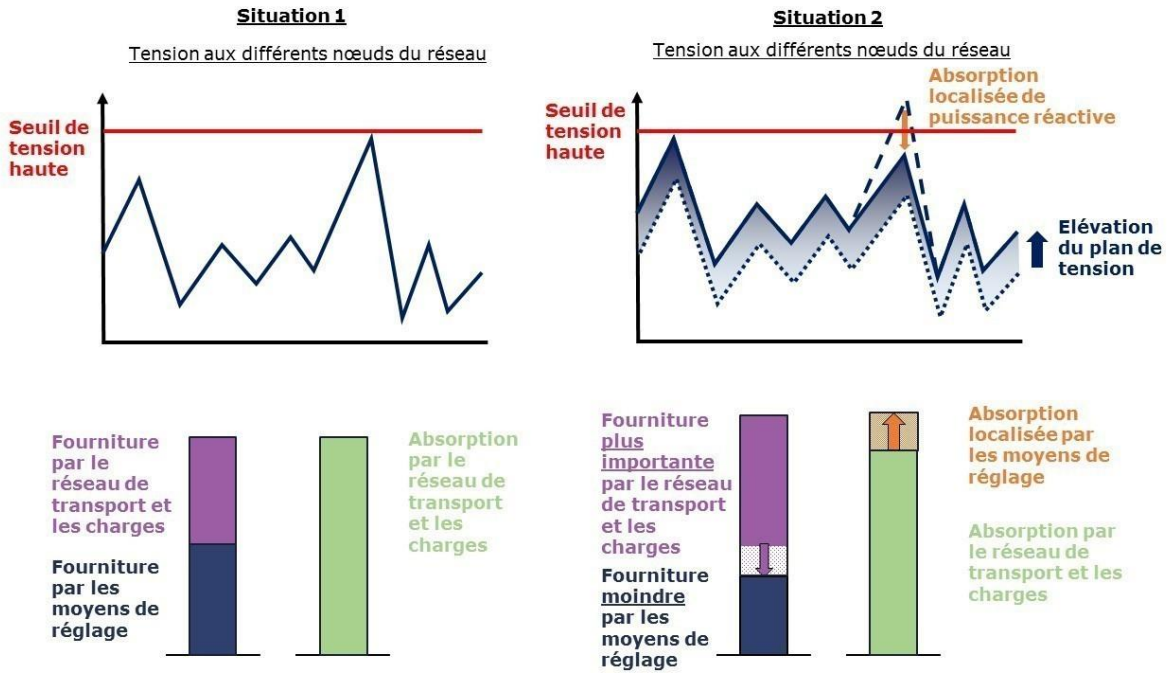


Figure 14 : Illustration de l'influence d'une absorption localisée de puissance réactive sur le besoin de fourniture par les moyens de réglage.

Les analyses statiques réalisées par RTE montrent ainsi qu'il est possible de respecter les seuils de tensions hautes et basses lors de la pointe de consommation à horizon 2023 de trois façons distinctes :

- La première approche consiste à solliciter 15 400 Mvar de moyens de compensation disposés idéalement sur l'ensemble du réseau de transport, sans tenir compte d'éventuelles contraintes de localisation.

- La seconde approche consiste à solliciter les installations de production existantes pour un total de 16 800 Mvar de fourniture et de 1 400 Mvar d'absorption.

- La troisième approche consiste à forcer les installations de production à ne pas absorber de réactif : le besoin de fourniture est alors égal à 17 200 Mvar, afin de compenser la moindre fourniture par les éléments du réseau de transport.

Paradoxalement, les seuils de tensions hautes peuvent devenir plus contraignants que les seuils de tensions basses. A titre d'illustration, une baisse des seuils maximum admissibles en tensions hautes de 5 kV en HTB2 et de 10 kV en HTB3 a pour effet une augmentation de la sollicitation de moyens supplémentaires de 3100 Mvar, dont 300 Mvar de Selfs et 2800 Mvar de condensateurs, soit +20% par rapport à une situation initiale dans laquelle le besoin est égal à 15 400 Mvar.

Ce résultat confirme la dimension locale du besoin soulignée dans la section 1.2.2., et le rôle joué par l'absorption ciblée de puissance réactive pour réduire le besoin de fourniture.

1.5.4. Les analyses dynamiques montrent une faible sensibilité du besoin à la localisation des moyens, par niveau de tension ou par localisation géographique : l'écroulement de tension résulte d'un épuisement des réserves réactives au sein d'une large zone

Un incident sur le réseau de transport, tel que la perte d'un groupe fournissant du réactif, crée un besoin de fourniture de réactif dans la zone qui résulte d'un faisceau de facteurs : la nécessité de remplacer le réactif qui était fourni par le groupe avant l'incident, la modification des flux actifs et réactifs qui peut aggraver les chutes de tension, la baisse de la fourniture (ou la hausse de l'absorption) de réactif par le réseau du fait de la chute de tension.

Les études dynamiques s'intéressent au placement optimal de moyens de compensation permettant d'atteindre à moindre coût une cible de consommation limite. Pour ce faire, une liste de sites potentiels pour l'installation de moyens est établie à dire d'expert. Un algorithme d'optimisation est ensuite employé pour sélectionner les meilleurs sites, par pas de 100 Mvar de moyens. La Figure 15 représente la hausse de la consommation limite dans le quart Nord-Ouest de la France au fur et à mesure de l'installation de moyens, et pour différentes restrictions sur les moyens pouvant être installés.

On note que **des restrictions sur le niveau de tension auquel peuvent être installés les moyens n'a que peu d'effet sur le résultat final** : pour 3 000 Mvar de moyens installés quel que soit le niveau de tension, la consommation

limite ne diminue que de 150 MW (en partant d'une valeur initiale de 18 600 MW) en cas de restriction d'installation au seul niveau de tension HTB3.

Le choix des 100 premiers Mvar installés peut avoir un effet conséquent sur la hausse de la consommation limite à ce stade. Certains emplacements et niveaux de tension se traduisent par une hausse de la consommation limite de moins de 20 MW, tandis que d'autres permettent une hausse de la consommation limite de 120 MW. Il est toutefois difficile de distinguer une tendance : **les installations de moyens de réglage en HTB1 ne sont pas systématiquement plus ou moins efficaces que celles en HTB2 ou HTB3, et le caractère optimal du site dépend fortement des flux observés sur le réseau de transport.**

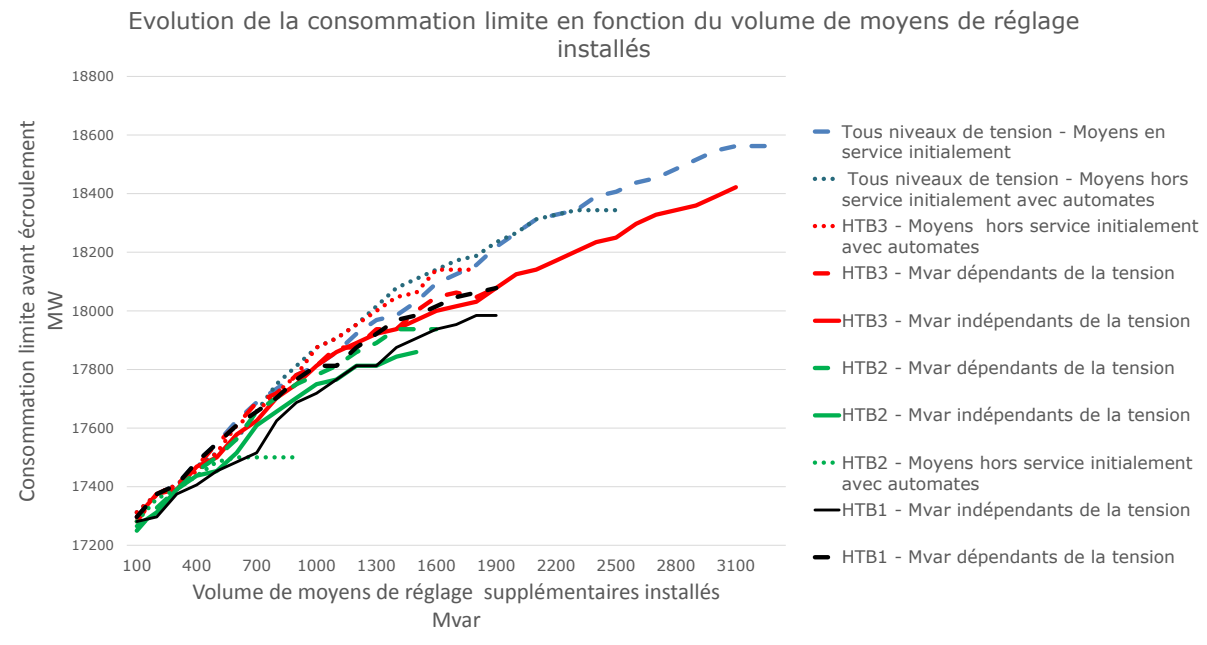


Figure 15: Evolution de la consommation limite avant écroulement au fur et à mesure de l'installation optimale de moyens de fourniture. Les différentes courbes correspondent à des restrictions quant au choix des moyens possibles.

Au fur et à mesure que des moyens sont ajoutés, le choix du lieu et du niveau de tension devient moins pertinent. Ainsi, à certains pas de l'optimisation, on peut choisir jusqu'à 13 emplacements équivalents (à 50 MW de consommation limite près). De même, sur les conditions de production et de flux étudiées, et après abattement de la capacité de fourniture des installations de production de la zone de 50%, on observe qu'il est à peu près équivalent de concentrer 900 Mvar de nouveaux moyens en région Parisienne, dans le Nord, ou en Normandie, ou de les répartir sur les trois zones : la variation de la consommation limite entre ces différentes options est comprise entre 190 MW et 220 MW, soit une différence de 30 MW entre la meilleure et la pire localisation. Il existe des limites à ces équivalences : l'installation de 900 Mvar dans les Yvelines ne permet qu'une hausse de la consommation limite de 125 MW, tandis que l'installation de ces 900 Mvar en Touraine est très peu efficace avec une hausse de 31 MW. La zone d'influence des moyens de réglage par rapport aux écroulements de tension apparaît toutefois comme étant très large.

Les études dynamiques réalisées par RTE montrent donc que l'écroulement de tension au sein d'une large zone est dû à l'épuisement

des réserves de fourniture de réactif des moyens de réglage (installations de production, condensateurs, CSPR, liaisons HVDC…) au sein de cette zone. La relocalisation fine des moyens de fourniture au sein de cette zone n'a que peu de conséquences sur le réglage de la tension.

Cette conclusion pourrait évoluer avec le développement du réseau de transport. Cela serait par exemple le cas si les contraintes de transits qui limitent actuellement la puissance transitant dans les lignes étaient résolues par des changements de conducteurs (Câbles à Faible Dilatation). Des transits élevés pourraient alors générer des pertes réactives de plusieurs centaines de Mvar par ligne qu'il faudrait compenser localement, et ce même si des investissements récents sur le réseau ont permis d'éloigner le risque d'écroulement de tension.

2. ANALYSE TECHNICO-ECONOMIQUE DES DIFFERENTS LEVIERS POTENTIELS DE REGLAGE DE LA TENSION

2.1. Installations de production raccordées au réseau de transport

2.1.1. Un gisement essentiel de capacités dynamiques qui risque de s'éroder

Les capacités d'absorption et de fourniture de puissance réactive des installations de production constituent le principal levier de RTE pour un réglage fin, dynamique, et rapide de la tension sur le réseau de transport. Réglages primaire et secondaire de la tension permettent une réaction automatique et localisée aux variations de la tension, dans un délai de quelques secondes à quelques minutes (voir Zoom 2 page 31).

Plusieurs dispositions règlementaires ont permis d'assurer la stabilité dans le temps d'un gisement conséquent de capacités.

L'article L.321-11 du Code de l'énergie garantit la mise à disposition de RTE des capacités existantes. Il prévoit que *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. 342-5, 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.*

L'arrêté du 23 avril 2008 *relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'électricité d'une installation de production d'énergie électrique* définit quant à lui les performances de réglage de la tension exigées des installations de production raccordées au Réseau Public de Transport (RPT) ou modifiés substantiellement depuis le 23 avril 2008. Selon l'article 11, lorsque la tension *U* est égale à la tension de dimensionnement de l'installation *Udim*, l'installation doit être capable de prendre toute valeur comprise dans les plages suivantes :

	P = Pmax	P < Pmax
Plages de puissance réactive exigées à U= Udim	[d - 0,35×Pmax ; d + 0,32×Pmax] *où d ∈ [0 ; 0,13 × Pmax]*	[d - 0,28×Pmax ; d + 0,3×Pmax] *où d ∈ [0 ; 0,13 × Pmax]*

Avant lui, l'arrêté du 4 juillet 2003 et celui du 30 décembre 1999 reprenaient des dispositions similaires (à un décalage de la plage près dans le cas de l'arrêté du 30 décembre 1999). En revanche, il n'existait aucune exigence règlementaire pour les installations de productions raccordées avant 1999.

En complément, la signature par les installations de production des accords de participation aux services système de réglage de la tension permet aux acteurs de percevoir une rémunération qui couvre les coûts associés au réglage de la tension. En cas de défaillance des capacités de réglage de la tension, les acteurs sont exposés à des abattements de la rémunération des services système tension, puis à des pénalités financières si ces défaillances se prolongent. Ce cadre contractuel contribue à la sécurisation par RTE du gisement disponible.

Ces dispositions permettent à RTE de disposer de capacités d'absorption ou de fourniture de puissance réactive conséquentes. Les plages de fonctionnement contractualisées dans les accords de participation aux services systèmes de réglage de la tension étaient de l'ordre de 50 Gvar en absorption et 40 Gvar en fourniture à fin 2017.

Les dispositions prévues dans le cadre de la déclinaison nationale du code *Requirement for Generators*, dit *RfG*, reprennent les dispositions actuelles, avec des exigences de capacités constructives de réglage de la tension similaires dans le cas des installations de type C ou D (i.e. de taille supérieure à 18 MW).

Néanmoins, **le gisement de capacités de réglage de la tension par les installations de production pourrait être amené à s'éroder.**

Les capacités de réglage de la tension des groupes nucléaires se montent aujourd'hui à 26,5 Gvar de fourniture et 34,3 Gvar en absorption, ce qui correspond à un dimensionnement moyen des plages de réactif de l'ordre de -0,54 Pmax en absorption et 0,42 Pmax en fourniture. A titre illustratif, le scénario Ampère du Bilan Prévisionnel 2017 de RTE prévoit un déclassement graduel du nucléaire sous l'effet d'une croissance très soutenue des énergies renouvelables. Le déclassement de 16 centrales de 900 MW observé dans ce scénario se traduirait par la perte de plages de réactif pouvant être estimées à 6,0 Gvar de fourniture et 7,8 Gvar d'absorption.

Au titre de l'arrêté du 23 avril 2008, et des dispositions prévues dans RfG, les capacités qui se substitueront aux centrales nucléaires disposeront de plages de puissance réactive, mises à disposition de RTE pour le réglage de la tension sur le réseau de transport lorsqu'elles y seront raccordées. **Néanmoins, deux facteurs pourraient causer une réduction de ces capacités.**

- D'abord, comme indiqué au paragraphe précédent, **les installations nucléaires actuelles disposent de capacités de réglage supérieures aux plages règlementaires** de l'arrêté du 23 avril 2008.
- Ensuite, **la liste des projets en développement recensés à fin 2017 dans le Panorama des Energies Renouvelables fait état d'un ratio élevé de raccordement aux réseaux de distribution** : 77% des projets d'éolien terrestre, et 99% des projets de centrales photovoltaïques.

A terme, **il est donc fort probable que le gisement de capacités de réglage de la tension par les installations raccordées au réseau de transport se réduise, au fur et à mesure du déclassement des groupes nucléaires.**

De plus, certains producteurs ont affiché des interrogations sur leur capacité à maintenir dans le temps leurs performances de réglage de la tension, dans un contexte d'incertitude quant au devenir de leurs installations. C'est le cas de certains groupes hydrauliques, qui sont confrontés à des problématiques de renouvellement des concessions, et pour lesquels le maintien des capacités actuelles pourra nécessiter des maintenances très lourdes. C'est également le cas de groupes nucléaires, dont certaines défaillances de réglage peuvent nécessiter des interventions lourdes, et pourraient s'avérer problématiques si elles se produisaient dans un contexte de déclassement annoncé des groupes.

2.1.2. Des coûts de réglage de la tension peu élevés lorsque les installations de production sont dans la préséance économique pour la fourniture d'énergie active…

Le coût du réglage de la tension par les producteurs raccordés au réseau de transport a fait l'objet de travaux menés au sein du GT Services Système Tension entre novembre 2014 et décembre 2016.

Une méthodologie a d'abord été définie avec les producteurs pour estimer les coûts du service rendu. La méthodologie retenue à l'issue de la concertation retient trois postes de coûts principaux:

- le coût du **surdimensionnement des équipements** (alternateur, transformateur…), qui reflète le coût supplémentaire à l'achat pour disposer de capacités de réglages adéquates (plages de fourniture et d'absorption, contrôle-commande, capacités à tenir des variations de puissance réactive), partiellement compensé par des pertes moindres dans l'installation du fait de ce surdimensionnement ;
- le coût des **pertes de production supplémentaires** (pertes fer, pertes par effet Joule…) résultant de la sollicitation des capacités en réactif des installations ;
- les **coûts de maintenance supplémentaire** résultant du cyclage thermique et des vibrations induits par des variations de puissance active et réactive.

Ces coûts ont ensuite été évalués à l'aide d'une étude réalisée par l'école Supélec et de bilatérales avec les producteurs. Les coûts pouvant varier d'une technologie à l'autre, un chiffrage global a été réalisé à l'échelle du parc de production, en prenant en compte les coûts propres aux différentes technologies de production et la structure du parc à fin 2016.

Deux composantes fondamentales, la part fixe et la part variable, ont été conservées à l'issue de la concertation. Le montant unitaire de ces deux composantes est identique pour l'ensemble des filières. Il a été établi de façon à réconcilier coûts du réglage de la tension et rémunération à l'échelle du parc.

La part fixe est une rémunération annuelle permettant de couvrir les coûts de surdimensionnement supportés par les acteurs pour disposer de capacités de réglage de la tension. Elle est proportionnelle à la plage de réglage dont disposent les acteurs, modulo un coefficient de pondération accordant une rémunération plus importante aux installations dotées de capacités de fourniture supérieures aux plages règlementaires.

Ainsi, pour une installation dotée des plages règlementaires, avec des capacités de fourniture égales à 0,32 Pmax lorsque la puissance active est égale à Pmax, l'ordre de grandeur de la rémunération est de 0,5 *k€/ Mvar de plage disponible/an*. Pour une installation disposant de plages beaucoup plus importantes, avec une capacité de fourniture égale à 0,6 Pmax lorsque la puissance active est égale à Pmax, la rémunération fixe sur l'ensemble de la plage est de l'ordre de 1,0 *k€/ Mvar de plage disponible/an*. Le caractère non-linéaire de la rémunération traduit

le souhait de la CRE de maintenir une formule de rémunération plus incitative au-delà de la plage fixée par la réglementation.[5]

En moyenne, et compte tenu des capacités réelles des installations, la rémunération versée au titre de la part fixe est de l'ordre de 0,7*k€/Mvar de plage disponible/an*.

La part variable permet de couvrir les coûts des pertes ou de maintenance associés aux sollicitations des capacités de réglage de la tension. La part variable est proportionnelle à la durée de couplage de l'installation, et non aux Mvar réellement fournis ou absorbés. Ainsi, une installation de pointe rarement couplée au réseau touchera une part fixe importante et une part variable faible, tandis qu'une installation de base souvent couplée mais rarement sollicitée en absorption ou fourniture de puissance réactive touchera une part fixe et une part variable importantes. **L'ordre de grandeur de la rémunération est de 4,6c€/*Mvar de plage disponible/heure de fonctionnement*, soit environ 0,4 k€/*Mvar de plage disponible/an* pour un groupe qui fonctionnerait toute l'année. Cette rémunération est majorée de 50% lorsque le groupe fonctionne en régulation secondaire de tension.**

La rémunération a été établie pour faire correspondre un coût moyen de sollicitation à une rémunération versée dès que le groupe est couplé au réseau. Toutefois, les plages de réactif d'un groupe ne sont que rarement sollicitées intégralement lorsque le groupe fonctionne. En prenant en compte les historiques de sollicitations typiques utilisés dans l'étude Supélec pour établir la rémunération des installations de production raccordées au réseau public de transport, on obtient une contribution moyenne en fourniture ou en absorption de l'ordre de 140 Mvar pour un groupe de 1000 MW disposant des plages réglementaires (soit une plage disponible de 670 Mvar). **La rémunération de 4,6c€/*Mvar de plage disponible/heure de fonctionnement* correspond donc à un coût de 22 c€/*M*var.h** effectivement fourni ou absorbé**.**

Lors de la concertation menée sur la rémunération des services système de réglage de la tension en 2016, d'autres formules de rémunération de la part variable ont été étudiées, dans l'objectif de mieux refléter les sollicitations encourues par les installations. RTE a présenté aux acteurs les travaux menés sur deux indicateurs :

- **un indicateur de chemin parcouru CP** défini comme la somme des variations de la puissance réactive Q(t) sur une durée T ;
- **un indicateur WQ de l'énergie réactive** calculé à partir de la valeur absolue de la puissance réactive Q(t) sur une durée T.

Le principe de ces deux indicateurs est illustré sur la Figure 16.

[5] Délibération de la Commission de Régulation de l'Energie du 23 septembre 2016 *portant orientations sur le système de rémunération des Services Système Tension*

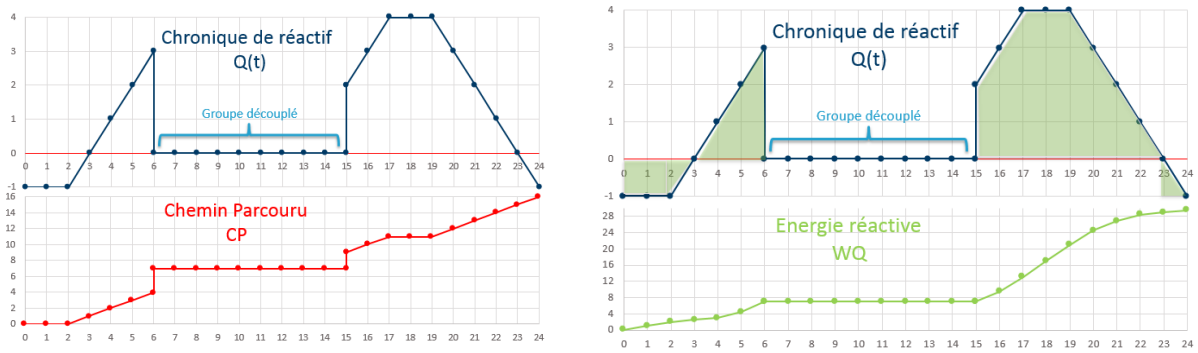


Figure 16 : Indicateurs étudiés lors de la concertation menée en 2016 : chemin parcouru (à gauche) et énergie réactive (à droite)

Les travaux menés lors de la concertation ont montré que l'indicateur de Chemin Parcouru CP ne reflétait pas correctement la sollicitation des installations de production due au réglage de la tension. En effet, cet indicateur est très sensible aux arrêts et démarrages des installations de production, qui sont liés à la programmation des installations de production et à leur participation au mécanisme d'ajustement.

L'indicateur WQ reflète mieux les sollicitations dues au réglage de la tension. L'analyse réalisée par RTE a toutefois montré que compte tenu des sollicitations actuelles des capacités, **l'effet redistributif sur la rémunération des différents acteurs d'une évolution du mode de calcul ne justifiait pas les travaux qui devraient être engagés par RTE et les acteurs pour mettre en place de nouvelles modalités de rémunération et de contrôle associées**.

Au total, les **montants des rémunérations fixes et variables établis lors de la concertation sont très inférieurs aux coûts associés à l'installation d'une self ou d'un condensateur sur le réseau de transport** (voir section 2.2). Toutefois, ils se basent sur le parc de production à fin 2016, et **n'intègrent donc pas le coût du réglage de la tension par des installations éoliennes ou PV, dont la contribution au réglage de la tension peut s'avérer plus coûteuse** (voir section 2.1.4).

2.1.3. … mais qui peuvent augmenter rapidement dans le cas contraire

Lorsque les installations de production sont démarrées du fait de leur préséance économique sur les marchés de l'énergie, la sollicitation de leurs capacités en puissance réactive se fait donc à un coût très modéré, pour la collectivité comme pour RTE.

Toutefois, **les capacités des installations de production peuvent être requises localement à un moment où ces installations ne sont pas démarrées** : c'est typiquement le cas de certaines turbines à combustion au coût marginal de production d'énergie très élevé, et donc rarement démarrées pour leur contribution en énergie active, mais dont la sollicitation de puissance réactive permet de résoudre des contraintes de tension dans la région parisienne.

Deux cas de figure se présentent alors :

- **Certaines installations de production disposent d'un mode de sollicitation en compensateur synchrone**, qui consiste à faire

fonctionner une installation en réglage de la tension (fourniture et absorption de puissance réactive) sans que celle-ci ne fournisse de puissance active. Dans ce mode de fonctionnement, l'installation consomme de la puissance active pour alimenter les auxiliaires ou pour faire fonctionner l'alternateur en moteur synchrone.

- **D'autres installations de production ne disposent pas d'un tel mode de fonctionnement, qui ne fait pas partie des exigences règlementaires. Lorsque leurs capacités de réglage de la tension sont requises, ces installations de production font alors l'objet d'un démarrage hors préséance économique.**

Le premier cas, du fonctionnement en compensation synchrone, concerne quasi-essentiellement des groupes hydrauliques et, dans une moindre mesure, des turbines à combustion. Les différentes solutions techniques employées ont été décrites dans le rapport de concertation remis à la CRE le 1er octobre 2015. Elles sont rappelées dans le Zoom 3.

En 2017, les plages d'absorption mises à disposition de RTE par 68 installations de production étaient de l'ordre de 3,6 Gvar. Elles ont été sollicitées pour fonctionner en compensation synchrone en moyenne un peu plus de 400 heures au cours de l'année, avec de fortes disparités entre les différentes unités.

La rémunération de la compensation synchrone fait appel à plusieurs composantes, définies au paragraphe 5.2 des règles Services Système Tension :

- Les installations fonctionnant en mode compensateur synchrone perçoivent la part variable de la rémunération du réglage de la tension pendant les périodes de couplage correspondant à leur fonctionnement en compensateur synchrone.
- Elles perçoivent également une rémunération visant à couvrir le coût de la consommation d'énergie pour l'alimentation des auxiliaires lors du fonctionnement en mode compensateur synchrone (compensation de l'achat sur les marchés de gros de l'énergie active soutirée et remboursement des coûts d'acheminement de l'énergie).
- Elles perçoivent enfin une rémunération spécifique correspondant à la couverture de l'annuité d'investissement et des coûts d'exploitation ou de maintenance liés aux équipements supplémentaires dédiés à la fonction de compensation synchrone. Ces coûts sont établis pour chaque installation et révisables par avenant en cas d'évolution des conditions techniques ou économiques de mise à disposition de ces matériels.

Il existe une forte variabilité des coûts associés au fonctionnement en Compensation Synchrone, en fonction de la technologie employée, y compris au sein d'une même filière (voir Zoom 3 la distinction selon les types de turbines). Sur la base des sollicitations au cours de l'année 2017, et en faisant l'approximation que ces capacités sont utilisées uniquement pour l'absorption de réactif, on obtient un coût fixe moyen pour RTE de l'ordre de 0,4 k€/*Mvar de plage disponible /an* et un coût variable moyen pour RTE de l'ordre de 2,4 €/Mvar.h. Ces coûts doivent être additionnés à la rémunération perçue par ces installations au titre du réglage de la tension.

Dans le second cas, en l'absence d'un mode de fonctionnement en compensateur synchrone, le groupe ne peut fournir ou absorber du réactif que s'il est démarré et

Zoom 3 : Les grands principes techniques de la compensation synchrone

Pour l'ensemble des groupes thermiques ou hydrauliques fonctionnant en compensation synchrone, le principe de base est identique. Il repose sur un couplage de l'alternateur au réseau, avec une marche du groupe en moteur (absorption de puissance active depuis le réseau de transport et fourniture/absorption de puissance réactive) et non en générateur.

Dans les cas des **groupes hydrauliques**, la turbine, qui se trouve habituellement dans l'eau, doit tourner dans l'air pour éviter des frottements hydrauliques. Ce mode de fonctionnement entraîne des coûts d'investissements et de fonctionnement supplémentaires :

- Dans le cas des turbines Francis par exemple, le dénoyage de la turbine requiert la mise en marche de compresseurs d'air afin de maintenir l'eau (par pression d'air) sous la roue de la turbine.
- Dans tous les cas, la rotation de la roue dans l'air engendre des échauffements. En conséquence, il est nécessaire lors du fonctionnement en marche synchrone de refroidir la roue, à l'aide d'un réseau d'arrosage spécifique. L'eau d'arrosage doit être préalablement réfrigérée et filtrée pour éviter toute détérioration des équipements.

Dans le cas des **turbines à combustion (TAC),** le principe de démarrage est le même qu'en fonctionnement normal. La TAC est démarrée et couplée au réseau à puissance quasi nulle. L'arrêt de l'alimentation en combustible de la TAC transforme alors l'alternateur en moteur entraînant la turbine. Celle-ci peut ensuite être découplée mécaniquement au moyen d'un embrayage de l'alternateur qui reste couplé au réseau, ce qui conduit à l'arrêt progressif de la turbine. Le découplage TAC/alternateur est mécanique : les arrêts et démarrages fréquents, ainsi que les vibrations et frottements présents dans ce type d'embrayage mécanique, sont susceptibles d'entraîner une dégradation sur les machines.

Enfin, les **onduleurs des installations EnR** (installations photovoltaïques ou éoliennes suivant la technologie) ont souvent une capacité de fourniture/absorption de puissance réactive à puissance active nulle. L'impact de cette participation sur la maintenance des onduleurs est a priori minime, mais elle implique une consommation supplémentaire de puissance active soutirée depuis le réseau de transport. Ces modes de fonctionnement des EnR ne sont pas exploités par RTE à l'heure actuelle.

génère de l'énergie active. RTE peut avoir recours à un appel pour cause réseau sur le mécanisme d'ajustement, en dehors de la préséance économique, ou par un dispositif de contractualisation amont. Le coût associé peut varier fortement en fonction du prix marginal d'ajustement à cet instant et du prix d'offre à la hausse sur le mécanisme d'ajustement du groupe appelé.

A titre d'illustration, RTE a fait appel à plusieurs reprises à des moyens démarrés via le mécanisme d'ajustement durant l'année 2017 pour la gestion des tensions hautes : le coût associé à des sollicitations très ponctuelles de ces capacités était de l'ordre de 0,6 M€ en 2017. Le coût du démarrage d'un groupe CCG pour tenue

de tension dans la région de Lille le jour de Noël s'est élevé à près de 200 k€ en 23 heures, soit un montant proche de la part fixe de la rémunération du service de réglage de la tension perçue annuellement par ce groupe.

2.1.4. Des coûts plus élevés dans le cas des installations éoliennes et photovoltaïques raccordées au RPT

Les modalités de rémunération établies dans les règles SSY tension ont été calculées sur la base du parc existant en 2016. A l'époque, aucune installation photovoltaïque ou éolienne n'avait signé d'accord de participation aux règles, et le calcul de l'enveloppe de rémunération ne tenait donc pas compte des coûts inhérents à ces technologies. [6]

Un chiffrage avait toutefois été réalisé dans le cadre de l'étude Supélec pour évaluer le coût du réglage de la tension par des installations EnR, suivant une méthode identique à celle employée pour les filières thermique et hydraulique. Ces coûts ont été déterminés pour les éoliennes de type IV, qui représente une des deux grandes familles de technologies éoliennes installées en France (voir Zoom 5). Ils sont extrapolables aux installations photovoltaïques, mais pas aux éoliennes de type III, qui constituent l'autre grande technologie éolienne installée en France.

Éoliennes de type IV et installations photovoltaïques

Les coûts de surdimensionnement identifiés dans l'étude Supélec, applicables aux éoliennes de type IV et aux installations photovoltaïques, correspondent aux coûts de surdimensionnement des onduleurs et transformateurs de ces installations. Ces coûts ont été estimés, pour un parc de 100MW, à 900 k€ pour passer de plages de réactif nulles à Pmax aux plages règlementaires. **Sur la base d'une durée de vie de 20 ans et d'un taux d'actualisation de 8%, similaire à celui employé pour la rémunération du réglage de la tension dans le cas des autres groupes de production, cela est équivalent à 1,4 k€/*Mvar de plage disponible/an*, soit le double des installations de production thermiques et hydrauliques.**

Les coûts variables correspondent aux coûts des pertes supplémentaires du fait des sollicitations des plages de réactif. En appliquant une méthode similaire à celle employée dans le cas des groupes thermiques et hydrauliques, on obtient un volume de pertes annuelles supplémentaires de l'ordre de 1000 MWh, soit 65 c€/Mvar.h effectivement fourni ou absorbé, pour une valorisation au tarif de rachat égale à 80 €/MWh. **Le coût variable associé à la fourniture ou l'absorption de réactif par ces installations est donc environ trois fois supérieur à celui des groupes thermiques ou hydrauliques**.[7]

[6] A l'heure actuelle, un seul parc éolien a signé les accords de participation, bien que d'autres parcs éoliens ou photovoltaïques raccordés au réseau de transport rendent le service de réglage de la tension.

[7] Ces coûts ne tiennent pas compte d'une éventuelle usure ou frais de maintenance supplémentaires. Au premier ordre, les constructeurs indiquent que ces coûts sont négligeables par rapport aux pertes.

Éoliennes de type III

Dans le cas des éoliennes de type III, les producteurs ont recours à l'installation de moyens de compensation statiques et dynamiques pour répondre aux exigences de RTE. Le calcul réalisé dans ce rapport correspond au cas réel d'un parc de près de 96 MW raccordé au RPT ayant installé 8 Mvar de statcoms, 18 Mvar de selfs, et 24 Mvar de condensateurs pour répondre aux exigences réglementaires. Sur la base de coûts transmis par les producteurs, le coût des selfs et des statcoms est pris égal à 50 k€/Mvar, tandis que le coût des condensateurs est pris égal à 20 k€/Mvar. On obtient un coût d'investissement de l'ordre de 1,8 M€. **On obtient ainsi un montant de 2,8 k€/*Mvar de plage disponible/an*, soit le quadruple des installations de production thermiques et hydrauliques.**

RTE n'a pas pu recueillir d'informations robustes quant au coût des pertes supplémentaires sur les installations de type III. Les coûts présentés dans ce rapport reposent donc sur une hypothèse simplificatrice selon laquelle les pertes dans les génératrices sont négligées. Les pertes dans les onduleurs sont considérées proportionnelles à la taille des convertisseurs, qui est de l'ordre de 30% de la puissance installée dans le cas des éoliennes de type III. On obtient ainsi un volume de pertes annuelles supplémentaires de l'ordre de 600 MWh, soit 39 c€/Mvar.h effectivement fourni ou absorbé, pour une valorisation au tarif de rachat égale à 80 €/MWh. **Le coût variable associé à la fourniture ou l'absorption de réactif par ces installations est donc environ le double de celui des groupes thermiques ou hydrauliques**.

2.2. Moyens de compensation installés sur le réseau de transport

2.2.1. Gisement : un gisement conséquent aux possibilités d'extension limitées

Lorsque des contraintes locales de gestion de la tension apparaissent et qu'elles ne peuvent être résolues par la sollicitation des installations de production raccordées au réseau de transport, RTE a recours au développement du réseau et à l'installation de moyens de compensation. Pour maîtriser la tension sur les nœuds de son réseau, RTE a installé, au cours des douze dernières années, d'importants moyens de compensation. Entre 2005 et fin 2017, le gisement de moyens capacitifs est passé de 2 700 Mvar à 14 800 Mvar, tandis que le gisement de moyens inductifs est passé de 1 900 Mvar à 8 200 Mvar (CSPR inclus).[8] Si l'installation de condensateurs au-delà de 2017 n'apparaît pas aujourd'hui justifiée, de nouveaux investissements en moyens de compensation capables d'absorber de la puissance réactive (selfs) sont prévus ou à l'étude pour les années à venir (voir Figure 17).

L'installation de moyens de compensation peut se heurter à des contraintes de place dans les postes, de bruit, de champs électromagnétiques, qui limitent de fait le gisement accessible. C'est notamment le cas en environnement urbain, où les possibilités d'extension de postes pour l'accueil de moyens de compensation sont extrêmement limitées. Ces

[8] La quantité de réactif qu'une self ou un condensateur peuvent respectivement absorber ou fournir dépend de la tension du réseau. Les valeurs indiquées ici correspondent aux capacités à tension nominale.

contraintes peuvent se traduire par une impossibilité technique, ou imposer le recours à des dispositifs (murs pare-son, réaménagement du poste avec éventuellement une mise en souterrain des lignes, rachat de propriétés voisines ou extension du poste, choix d'un matériel différent) qui permettent de résoudre les différentes contraintes mais peuvent rendre le projet économiquement non viable.

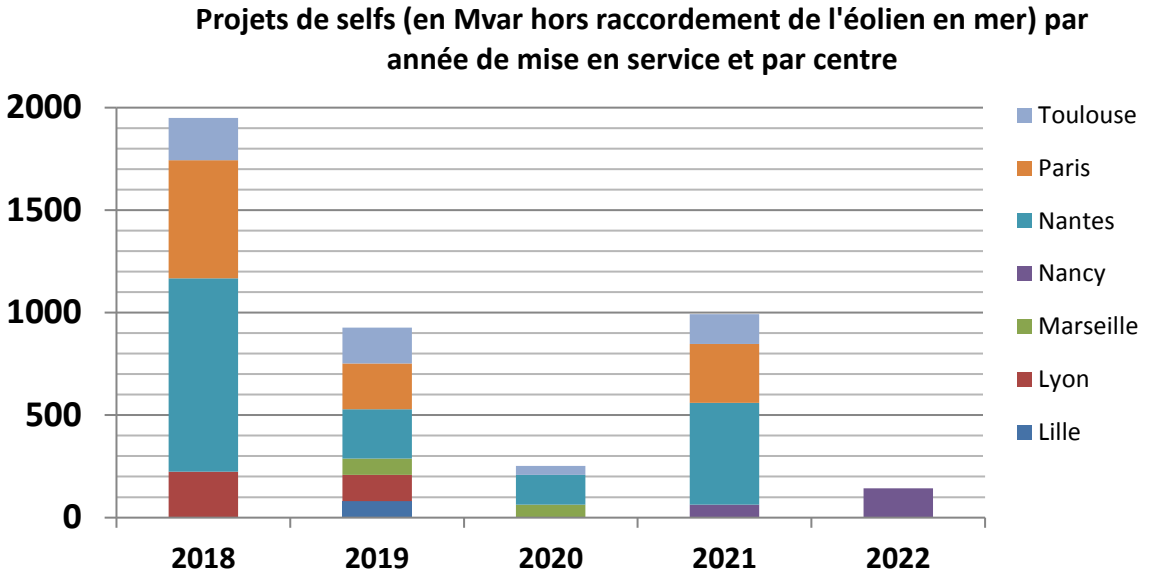


Figure 17 : Projets de selfs décidés ou à l'étude par RTE

Ainsi, un recensement des études menées lors de deux vagues d'installation de condensateurs puis de selfs révèle que sur un échantillon de 34 études pour l'installation de selfs menées entre 2009 et 2018, 4 études ont conclu à l'impossibilité d'installer les selfs, tandis que 5 projets nécessitaient un réaménagement lourd du poste (réaménagement du poste, déplacement de la clôture avec ou sans achat de terrain). Sur un échantillon de 45 études pour l'installation de condensateurs menées entre 2008 et 2012, 7 ont conclu à l'impossibilité d'installer les condensateurs, tandis que 14 projets nécessitaient un réaménagement lourd du poste.

Un deuxième type de contraintes peut limiter la taille des moyens installés, lorsque l'activation de moyens unitairement trop importants serait susceptible de générer des à-coups de tension sur le réseau. RTE s'efforce ainsi de limiter les variations instantanées de la tension à une amplitude de 5% au niveau de tension HTB2. Dans des zones où la puissance de court-circuit du réseau est faible, cela peut se traduire par un seuil à la capacité d'absorption ou de fourniture de puissance réactive pouvant être sollicitée de manière instantanée, et limiter les manœuvres des moyens de compensation qui seraient installés.

Des alternatives permettant une activation plus continue existent. C'est le cas des selfs variables, ou des statcoms et des CSPR, qui disposent de capacités de fourniture et d'absorption de réactif. A ce jour, seuls des CSPR ont été installés sur le réseau de RTE, afin de disposer de capacités d'absorption dynamiques permettant de répondre à des problématiques d'écroulement de tension. RTE n'a jamais installé de moyens dynamiques pour répondre à un besoin de fourniture de réactif. Le coût de ces moyens dynamiques est plus élevé que les moyens de fourniture statiques alors que, en l'absence de besoin identifié, leur capacité à

fournir un réglage plus dynamique n'est pas valorisée dans les études en tensions hautes de RTE. Dans des situations particulières, le recours à ces moyens au réglage plus fin permet cependant de s'affranchir de certaines contraintes liées notamment aux à-coups de tension.

2.2.2. Coûts du réglage de la tension : une structure de coûts plus propice à une utilisation en moyen de base de réglage de la tension

Le coût des moyens de compensation inclut les coûts d'investissements nécessaires à l'installation des moyens, les coûts de maintenance et d'exploitation, et le coût des pertes d'énergie active.

Le coût d'investissement varie fortement en fonction des travaux requis pour installer les moyens de compensation dans le poste. **En effet, le coût du matériel représente généralement de l'ordre de 30 à 60% du coût d'investissement. Le reste correspond aux études, ainsi qu'aux travaux de génie civil et de raccordement des moyens de compensation. Ces coûts sont très sensibles aux configurations de raccordement et aux contraintes d'encombrement des postes, ainsi qu'à diverses contraintes environnementales** : création ou non d'une fosse déportée permettant de collecter des hydrocarbures en cas d'avarie ou de vidange, création ou non d'un bâtiment de relayage permettant la surveillance et le contrôle des installations, réaménagement du poste, enceinte d'insonorisation, mure pare-feu… Dans le cas des selfs de 80 Mvar raccordées en 225 kV sur le réseau de RTE par exemple, les coûts peuvent varier de 25% entre les différents projets. Ces variations sont prises en compte dans notre analyse au moyen d'une fourchette d'hypothèses basses et hautes, caractérisées par un écart de 25% des coûts d'investissement.

Les coûts annuels de maintenance et d'exploitation sont considérés fixes, c'est-à-dire indépendant de la durée de fonctionnement des moyens, et de l'ordre de 0,5% des coûts d'investissement.

Le coût annuel des pertes dans les moyens de compensation est proportionnel à la durée de fonctionnement des moyens. Il est sensible aux hypothèses de valorisation des pertes.

Les principales hypothèses permettant le calcul du coût du réglage de la tension sont présentées dans le Tableau 3.

	Coûts d'investissement (k€ - Matériel seul)	Coûts d'investissement (k€ - Hypothèse basse)	Coûts d'investissement (k€ - Hypothèse haute)	Volumes de pertes en cas de fonctionnement (kW)
Condensateur 30 Mvar filtré 63 kV	650	1200	1500	66
Condensateur 80 Mvar filtré 225 kV	850	1550	1900	48
Self 30 Mvar 90 kV	500	1250	1600	91,5
Self 80 Mvar 225 kV	900	2100	2600	150

Tableau 3 : Hypothèses employées dans le calcul du coût des moyens de compensation installés sur le réseau de transport

Pour permettre la comparaison de différents moyens, le coût d'investissement est ramené à une annuité, dont la valeur est sensible aux hypothèses de durée de vie de l'actif et de taux d'actualisation. A titre d'exemple, **avec les hypothèses basses de coûts d'investissement, une durée de vie de 45 ans, un taux d'actualisation de 5,5%, et un coût des pertes de 45 €/MWh :**

- **le coût annualisé (investissement et maintenance) d'une self de 80 Mvar est de l'ordre de 1700 €/Mvar et le coût des pertes est de 8c€/Mvar.h ;**
- **le coût annualisé (investissement et maintenance) d'un condensateur de 80 Mvar est de l'ordre de 1300 €/Mvar et le coût des pertes est de 3c€/Mvar.h.**

La fourchette de coûts en résultant, en fonction du nombre d'heures de fonctionnement, est présentée sur la Figure 18. Le bas de la fourchette correspond aux hypothèses basses appliquées à des moyens de 80 Mvar dont le coût unitaire est plus faible. Le haut de la fourchette correspond aux hypothèses hautes appliquées à des moyens de 30 Mvar, dont le coût unitaire est plus élevé.

De par leur caractère statique, potentiellement associé à des limites sur les possibilités d'enclenchement ou de déclenchement afin de limiter les à-coups de tension, et de par leur structure de coûts, les moyens de compensation installés sur le réseau de transport se prêtent davantage à une utilisation en base. En effet, au vu du ratio entre coûts fixes et coûts variables, installer un moyen de compensation pour quelques heures de fonctionnement dans l'année s'avère très coûteux. Une analyse des historiques de sollicitation des selfs installées sur le réseau RTE révèle une durée de sollicitation moyenne comprise entre 4700 heures par an et 5400 heures par an au cours des quatre dernières années, avec dans 90% des cas une durée de fonctionnement supérieure à 2500 heures. **En l'absence d'alternatives, RTE peut cependant être amené aujourd'hui à prendre une décision d'investissement sur critère technique, pour remédier à une contrainte se manifestant quelques heures par an**.

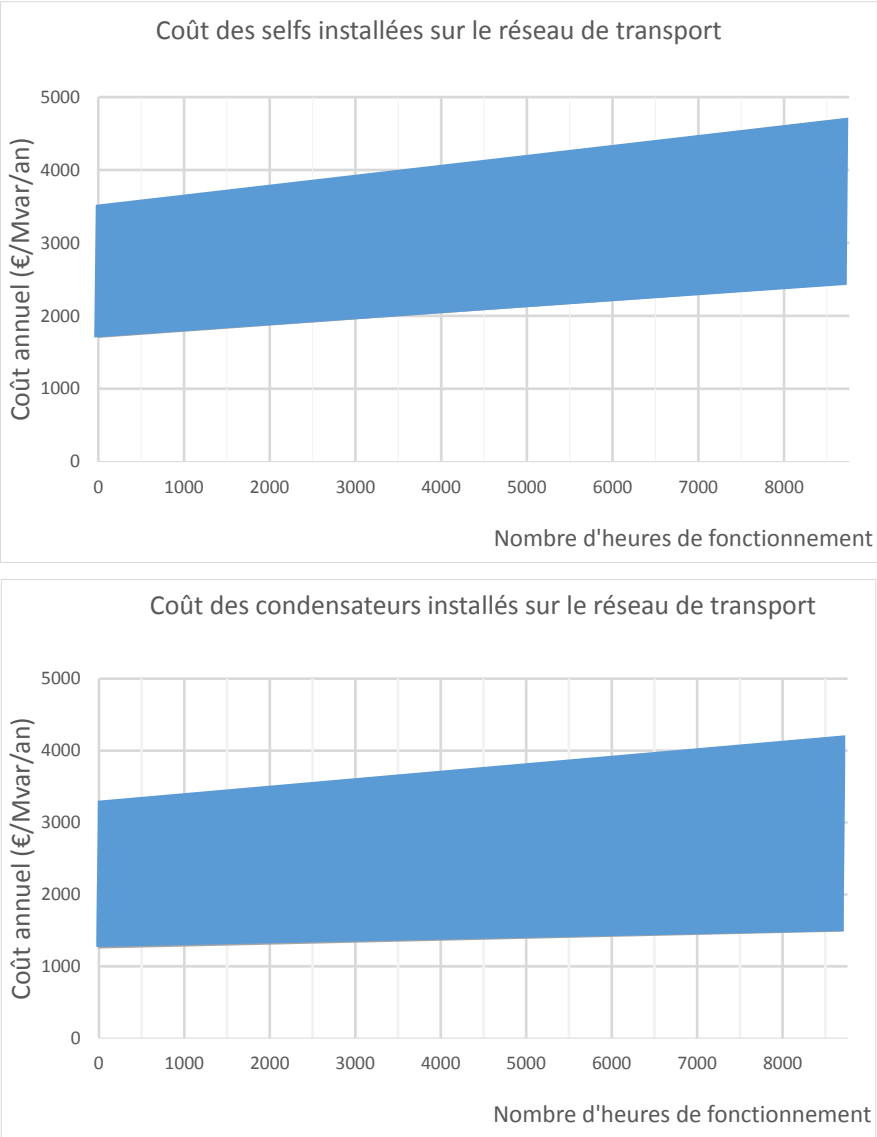


Figure 18 : Fourchette de coûts des selfs et condensateurs installés sur le réseau de transport en fonction du nombre d'heures de fonctionnement

2.3. Installations de production raccordées au réseau de distribution

Les analyses réalisées dans ce rapport s'appuient sur une série d'expérimentations réalisées en partenariat avec Enedis et les producteurs au cours des années 2016 et 2017. Un catalogue complet de ces expérimentations, rappelant leur périmètre et les principaux enseignements est inclus dans l'Annexe 2.

2.3.1. Gisement : une dynamique forte mais de nombreuses limites à intégrer, avec de fortes disparités d'une technologie à l'autre

Evolution des puissances raccordées sur le RPD

En France, une grande majorité des raccordements d'installation de production d'énergies renouvelables se font au niveau des réseaux de distribution. Une des conséquences de la transition énergétique est donc de voir une part croissante des capacités de production d'énergie raccordées sur ces réseaux ces dernières années.

Ainsi, à fin 2017, 93% des capacités éoliennes (soit 12,6 GW ; dont 11,7 GW pour Enedis) et 91% des capacités photovoltaïques (soit 6,9 GW ; dont 6,5 GW pour Enedis) étaient raccordées aux réseaux de distribution.[9] Cette tendance devrait se poursuivre, puisque parmi les projets en développement à fin 2017, 77% des projets d'éolien terrestre et 99% des projets d'installations photovoltaïques sont sur les réseaux de distribution.

Dans une moindre mesure mais selon la même tendance : 60% du parc bioénergies (soit 1,2 GW) est raccordé aux réseaux de distribution et 85% des projets en développement se feront à ce niveau ; 46 % des installations de cogénération (soit 2,4 GW) sont aujourd'hui raccordées sur les réseaux de distribution.

En revanche, ce n'est pas le cas de l'hydraulique. Seul 6% du parc (soit 1,5 GW) est raccordé aux réseaux de distribution, et 24% des projets en développement se feront à ce niveau.

La taille des installations raccordées est également très différente d'une filière à l'autre. Ainsi, en considérant que le seuil de 10 MW constitue une limite pragmatique à la taille des installations sollicitées, on obtient pour le parc existant raccordé au réseau exploité par Enedis,[10] et comme illustré sur la Figure 19:

- les installations éoliennes de taille strictement supérieure[11] à 10 MW raccordées au réseau exploité par Enedis représentent 6,5 GW ;
- les installations PV de taille strictement supérieure à 10 MW raccordées au réseau exploité par Enedis représentent 0,6 GW ;
- les installations de bioénergies de taille strictement supérieure à 10 MW raccordées au réseau exploité par Enedis représentent 0,3 GW ;
- les installations de cogénération de taille strictement supérieure à 10 MW raccordées au réseau exploité par Enedis représentent 0,3 GW ;
- les installations hydrauliques de taille strictement supérieure à 10 MW raccordées au réseau exploité par Enedis ne représentent que 0,1 GW.

[9] Données issues du *Panorama de l'électricité renouvelable en 2017*

[10] Ces données sont disponibles en Open Data (https://data.enedis.fr/explore/dataset/parc-raccorde-par-tranches/)

[11] Cette analyse est fournie à titre indicatif sur la base des données disponibles. Dans le reste de ce document, on retiendra les installations de taille supérieure ou égale à 10 MW dans le gisement potentiel.

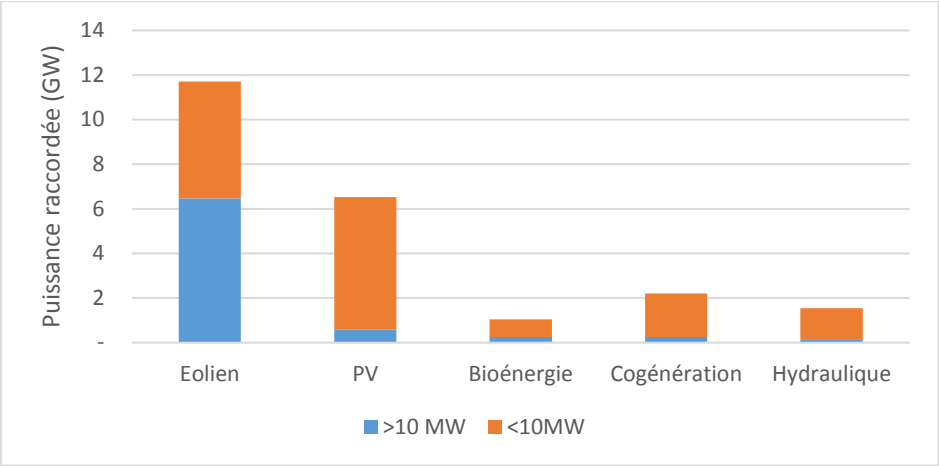


Figure 19 : Répartition des installations raccordées au réseau Enedis par filière et puissance installée

Enfin, les dynamiques de développement de ces gisements ne sont pas identiques. Le scénario PPE de développement piloté des EnR prévoit ainsi, comme illustré dans la Figure 20 :

- 9 GW d'installations éoliennes raccordées d'ici 2023 et 16 GW d'installations éoliennes raccordées d'ici 2028;
- 9 GW d'installations PV raccordées d'ici 2023 et 17 GW raccordées d'ici 2028;
- 0,6 GW d'installations de bioénergies raccordées d'ici 2023 et 1 GW raccordées d'ici 2028;
- Une stabilité ou légère décroissance du parc d'installations de cogénération en 2023 et 2028;
- Une stabilité du parc d'installations hydrauliques raccordées en 2023 et 2028.

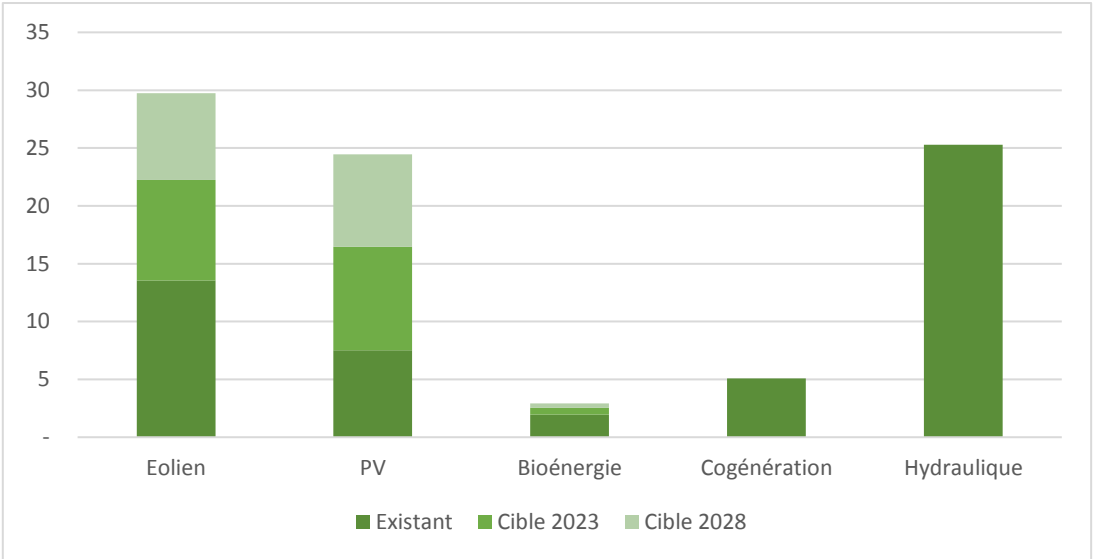


Figure 20 : Evolution des puissances par filières dans le scénario PPE

Au vu de ces différents paramètres, RTE a concentré ses travaux dans le cadre de ce rapport sur les capacités éoliennes et photovoltaïques : elles présentent une forte croissance, en grande majorité sur le réseau de distribution à ce stade, avec un gisement important d'installations de

grandes tailles. De plus, ce sont les capacités les moins bien connues par RTE : au contraire des installations PV et éoliennes, les installations hydrauliques[12] et thermiques contribuent depuis longtemps au réglage de la tension sur le RPT, et ont concentré l'essentiel des travaux menés lors de la concertation sur l'évolution des règles SSY tension entre 2014 et 2016.

Puissance installée des installations raccordées au Réseau Public de Distribution (RPD) susceptibles d'être sollicitées par RTE pour le réglage de la tension sur le réseau de transport

Afin d'évaluer le gisement de capacités disponibles sur le réseau de distribution pour le réglage de la tension sur le réseau de transport, il est nécessaire d'appliquer successivement plusieurs filtres à partir du gisement brut théorique que constitue la capacité installée à la maille France.

RTE a retenu dans ce rapport deux hypothèses de gisement brut à la maille France, qui correspondent aux scénarios *PPE* et *PPE haut* des trajectoires pilotées des EnR repris dans les différents scénarios du Bilan Prévisionnel 2017. Le scénario *PPE* fait état de 22,2 GW d'éolien terrestre et 16,5 GW de photovoltaïque à fin 2023. Le scénario *PPE haut* fait état de 25,9 GW d'éolien terrestre et 19,2 GW de photovoltaïque à fin 2023.

Le premier filtre appliqué au gisement brut consiste à identifier la part de ces installations raccordées sur les réseaux de distribution. L'hypothèse de répartition entre réseau de transport et réseaux de distribution se base sur la répartition des projets en développement, présentée dans le *Panorama de l'électricité renouvelable* publié par RTE, le SER, Enedis et l'ADEeF. Sur la base des tendances observées dans cette publication entre fin 2015 et fin 2017, on fait l'hypothèse que 75% des capacités d'éolien terrestre et 95% des capacités photovoltaïques seront raccordées au réseau de distribution[13].

L'intégralité de ces ressources ne peut pas être sollicitée pour régler la tension sur le réseau de transport. En effet, les gestionnaires de réseau de distribution ont indiqué à RTE que la sollicitation des capacités raccordées en BT et sur les départs HTA partagés ne doit pas être considérée. Pour ces producteurs, dont la consigne de fourniture ou absorption de réactif est optimisée pour le raccordement, une modification de la consigne pourrait entrainer des variations de tension locales pouvant perturber les sites de consommation du départ HTA ou BT. Dans ce rapport, RTE fait donc l'hypothèse que **seules les capacités raccordées en départ direct HTA pourront être sollicitées pour le réglage de la tension sur le réseau de transport, ce qui constitue le deuxième filtre appliqué.**

Enedis a fourni une projection de la capacité raccordée en départ direct HTA dans son rapport *Valorisation Economique des Smart grids*, avec une distinction des capacités en fonction de la taille des installations. Les clés de répartition établies

[12] Les installations hydrauliques de petite taille raccordées sur le RPD sont très différentes de celles raccordées sur le RPT. Leur gisement réduit ne justifie toutefois pas une étude plus approfondie à ce stade.

[13] L'éventualité d'un pourcentage de raccordements futurs plus important sur le RPT ne changerait que la valeur de départ utilisée dans ce chapitre pour l'estimation du gisement de réglage sur le RPD, et donc l'estimation finale de celui-ci. Le raisonnement sur les filtres à appliquer pour affiner le gisement resterait valable dans une telle éventualité.

par Enedis sont présentées dans le Zoom 4. Elles ont été appliquées aux trajectoires de développement des EnR retenues dans le Bilan Prévisionnel de RTE.

L'analyse tient compte de deux seuils possibles de participation :

- Dans le premier cas, on se limite à l'ensemble des capacités raccordées en départ direct HTA de plus de 7,5 MW, qui représentent 92% de l'éolien terrestre et 36 % du PV.
  Ce seuil correspond à la limite au-delà de laquelle Enedis considère dans ses hypothèses que les raccordements se feront en départ direct HTA.

- Dans le second cas, plus restrictif, on se limite aux capacités de plus de 10 MW, qui représentent 57% des capacités éoliennes et 14% du PV.
  Ce seuil, qui apparaît également dans les travaux d'Enedis cités plus haut, est employé dans ce rapport pour fournir une analyse plus prudente du gisement, dans le cas où une approche pragmatique conduirait à se limiter aux installations de taille plus importante.

Zoom 4 : Clés de répartition de la production raccordée sur les réseaux de distribution

Dans le cas des installations éoliennes, les clés de répartition tirées de l'analyse d'Enedis sont les suivantes :

- 8,3% des capacités éoliennes HTA raccordée en départ partagé ;
- 34,9% des capacités éoliennes HTA raccordée en départ direct avec une capacité entre 7,5 MW et 10 MW ;
- 56,8% des capacités éoliennes HTA raccordée en départ direct avec une capacité supérieure à 10 MW.

Dans le cas des installations photovoltaïques, les clés de répartition tirées de l'analyse d'Enedis sont les suivantes :

- 34,3% des capacités PV HTA raccordée en BT ;
- 29,8% des capacités PV HTA raccordée en départ partagé ;
- 22,4% des capacités PV HTA raccordée en départ direct avec une capacité entre 7,5 MW et 10 MW ;
- 13,5% des capacités PV HTA raccordée en départ direct avec une capacité supérieure à 10 MW.

Plage de réactif des installations raccordées au RPD susceptibles d'être sollicitées par RTE pour le réglage de la tension sur le réseau de transport

Le troisième filtre consiste à établir les capacités d'absorption ou de fourniture de réactif disponibles pour régler la tension sur le réseau de transport. Ces capacités, exprimées en Mvar par MW de capacité installée, sont le résultat de trois facteurs principaux : les capacités constructives des plages de réactif disponibles pour différents niveaux de puissance active ; le type de réglage envisageable ; la part de ces capacités déjà sollicitées pour les besoins du réseau de distribution.

Le premier de ces facteurs, les plages de réactif disponibles à différents niveaux de puissance active, ne peut être déterminé avec certitude. L'arrêté du 23 avril 2008 applicable aux installations de production raccordées au RPD définit un diagramme dit en mine de crayon, décrit dans la Figure 21, applicable aux installations nouvellement raccordées sur le RPD ou faisant l'objet d'une modification substantielle. Toutefois en l'absence de besoin de l'ensemble de ces capacités, Enedis ne demande pas au producteur de tenir ce diagramme. Les producteurs sont uniquement tenus de fournir les capacités demandées au moment de l'étude de raccordement, comme le permet la disposition suivante, tirée de l'arrêté du 23 avril 2008 :

> «lorsque la capacité de l'installation de production à fournir ou à absorber de la puissance réactive n'est acquise, en totalité ou pour partie, que par l'intermédiaire de l'adjonction d'équipements accessoires, […] l'installation de production peut être initialement raccordée sans ces équipements accessoires, dès lors que l'étude [du gestionnaire du réseau de distribution] démontre que ceux-ci ne sont pas immédiatement nécessaires. Cette dérogation est subordonnée à l'engagement du producteur à pourvoir ultérieurement à l'adjonction des équipements accessoires susmentionnés à la demande, assortie d'un préavis, du gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité. »

En pratique, pour les producteurs en départ direct HTA, les exigences imposées par Enedis sont très souvent un bandeau en tangente Phi de largeur 0,1. Historiquement, les exigences imposées au moment du raccordement stipulaient souvent que la tangente Phi de l'installation devait être maintenue entre 0 et 0,1 (fourniture de réactif). Dorénavant, du fait de l'émergence de contraintes de tensions hautes, la tangente Phi des installations nouvellement raccordées doit la plupart du temps être maintenue entre 0 et -0,1 (absorption de réactif).

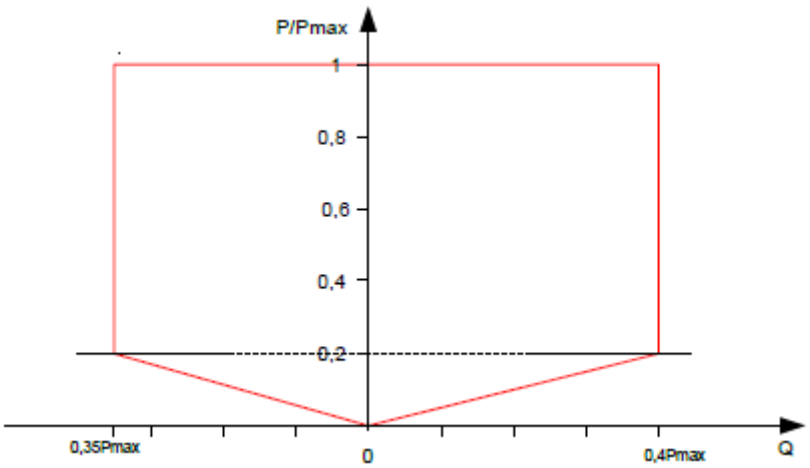


Figure 21 : Diagramme P/Q défini dans l'arrêté du 23 avril 2008 pour les installations raccordées au RPD

Dès lors, **les capacités constructives des installations sont souvent réduites par rapport au diagramme de la Figure 21. Les limitations sont souvent rencontrées dans les installations à forte puissance active, lorsque le courant apparent devient trop important, ou à faible puissance active, du fait des spécificités des éoliennes.** Les limites varient cependant beaucoup d'un modèle à l'autre, ou d'un constructeur à l'autre : le Zoom 5 récapitule les principales caractéristiques des capacités natives de réglage de la tension des différentes technologies d'EnR.

Les échanges menés avec Enedis, les constructeurs ou les producteurs, ont montré que le réglage en Tangente Phi constante était le seul qui soit systématiquement disponible en base au niveau des parcs de production. Certaines technologies sont capables de suivre d'autres types de lois de réglage du type Q=f(U), au sein d'un diagramme mine de crayon ou d'un rectangle complet. Ces modes de régulation sont toutefois rarement disponibles en base, et les évolutions de contrôle-commande requises peuvent se révéler très coûteuses.

Afin de réaliser une évaluation du gisement à la maille France, on peut s'appuyer sur une hypothèse forte, et se cantonner à un réglage en tan Phi. Le choix de ce type de réglage se traduit par une capacité de réglage proportionnelle à la puissance active injectée. A faible puissance active, la capacité de réglage des installations est réduite. Cette hypothèse permet de tenir compte d'éventuelles limites de fonctionnement à basse puissance.

Ces hypothèses permettent d'établir des encadrants à la capacité des EnR dans le cas d'un réglage en Tan Phi.

Sur la base des échanges réalisés avec constructeurs et producteurs, et des enseignements tirés des expérimentations, on peut estimer que les capacités des éoliennes en absorption sont comprises entre une Tan Phi de -0,2 (hypothèse basse) et une Tan Phi de -0,35 (hypothèse haute). La valeur de Tan Phi de -0,2 correspond à la consigne passée lors de l'expérience de réglage de la tension HTB menée avec Enedis dans les Hauts-de-France à l'été 2017. La quasi-totalité des producteurs ayant participé à l'expérimentation ont démontré leur capacité à tenir cette exigence. La valeur de Tan Phi de -0,35 correspond quant à elle aux limites des plages de réactif de l'arrêté règlementaire.

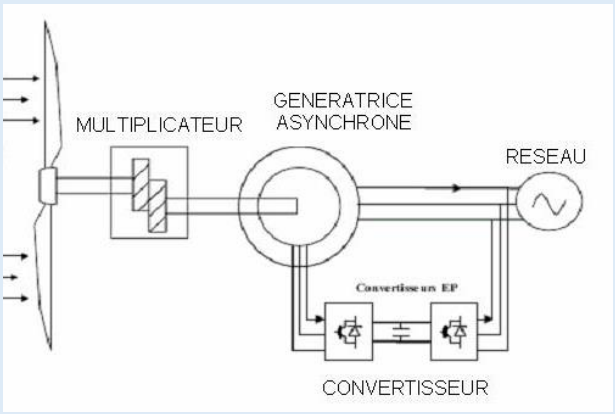
Les capacités de fourniture à forte puissance active sont susceptibles d'être plus réduites que les capacités d'absorption, du fait du caractère très symétrique du diagramme P/Q des machines, et du caractère inductif des transformateurs à forte puissance. Sur la base des échanges avec les constructeurs, on considèrera dans l'hypothèse basse une tan Phi de +0,1. Dans l'hypothèse haute, on retiendra la valeur prévue dans l'arrêté du 23 avril 2008, de tan Phi de +0,4.

Enfin, le troisième facteur, la part de ces capacités déjà sollicitées pour les besoins du réseau de distribution, est pris en compte au moyen d'une étude détaillée réalisée par Enedis. Les consignes appliquées au sein de deux zones distinctes ont été recensées, pour établir la plage moyenne de réglage typiquement exigée de la part des capacités existantes. Ces études ont montré qu'il n'existait pas de différence marquée entre les deux zones, et que les résultats pouvaient vraisemblablement être extrapolés à la France entière pour une estimation du gisement au premier ordre.

Zoom 5 : Capacités natives de réglage de la tension des EnR

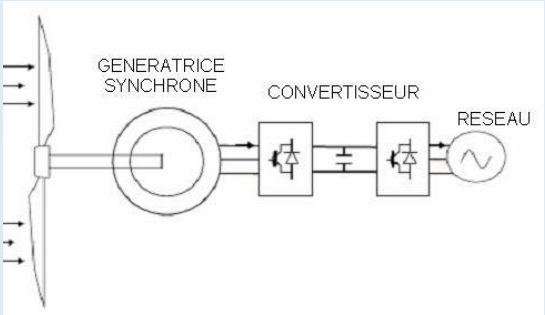
Du fait du développement relativement récent de l'éolien en France, la quasi-totalité des capacités installées sont dotées de technologies évoluées : les **Machines Asynchrones à Double Alimentation, dites MADA, DFIG, ou éoliennes de type III, d'une part ; les Machines tout électronique de puissance, dites Full Converter ou éoliennes de type IV d'autre part.**

Les éoliennes de type III représentent 68% de la capacité éolienne installée en France, et 61% de la capacité installée durant le premier semestre 2017. Elles sont raccordées au réseau par l'intermédiaire d'une interface d'électronique de puissance, constituée de deux convertisseurs, dont le dimensionnement se situe entre 20 et 30% de la puissance de la machine. Le principal avantage de cette interface est de permettre une vitesse de rotation de la turbine distincte de la vitesse de synchronisme au réseau, et ainsi de privilégier, pour une vitesse de vent donnée, la vitesse de rotation pour laquelle la puissance extraite est maximale.



Le réglage de la puissance réactive peut se faire soit par échange de puissance réactive entre le stator et le réseau, l'état magnétique de la génératrice étant maitrisé grâce au convertisseur côté stator, soit par la contribution du convertisseur côté réseau. **Les échanges réalisés avec les constructeurs de ces technologies révèlent que la capacité fondamentale des machines à respecter des plages de réactif similaires à celles décrites dans l'arrêté du 23 avril 2008 est limitée à basse puissance active et à puissance active élevée (principalement pour la fourniture).** Le respect de ces plages peut nécessiter l'ajout d'équipements de type Statcom ou de moyens de compensation statiques.

Les éoliennes de type IV représentent 29% de la capacité éolienne installée en France, et 39% de la capacité installée au premier semestre 2017. L'intégralité de la puissance transite par une interface d'électronique de puissance, constituée de deux convertisseurs, raccordés respectivement au stator et au réseau. Cette technologie permet un découplage total entre réseau et génératrice, et en conséquence une grande souplesse de contrôle.



Le convertisseur connecté au réseau est l'unique moyen pour cette structure de moduler la puissance réactive échangée avec le réseau. Les échanges avec les constructeurs révèlent que **les capacités natives de ces machines sont généralement suffisantes pour couvrir les plages de l'arrêté du 23 avril 2008. Des évolutions au coût modéré peuvent cependant être nécessaires, notamment pour assurer le respect des plages de fourniture de réactif au point de livraison à puissance active élevée**, dans le cas où la longueur des câbles est importante. Ces éoliennes permettent également un fonctionnement en Compensateur Synchrone, à puissance active nulle, au prix d'évolutions dont le coût est très modéré.

Les installations photovoltaïques (PV) présentent généralement une structure similaire aux installations éoliennes de type IV, avec une interface électronique de puissance permettant de convertir le courant continu des modules photovoltaïques en courant alternatif identique à celui du réseau. Dans ce rapport, on considèrera qu'elles présentent des **coûts de réglage de la puissance réactive et des caractéristiques similaires à celles des éoliennes de type IV, avec notamment de possibles limites en fourniture à forte puissance active**.

Au-delà des plages natives de fourniture ou absorption de puissance réactive, les installations doivent également disposer d'équipements de contrôle-commande adéquats. Les installations de type III sont parfois limitées à des consignes de type tangente Phi fixe, et les évolutions nécessaires pour traiter des consignes plus complexes peuvent s'avérer coûteuses. Les installations de type IV ou PV sont généralement capables d'effectuer un réglage de type Q= f(U) aux bornes du convertisseur.

De plus, une contribution des installations raccordées au réseau de distribution au réglage de la tension sur le réseau de transport requiert également une chaîne de télécommandabilité, qui pourra s'appuyer sur les DEIE (Dispositifs d'Echanges d'Informations d'Exploitation) des installations dont les évolutions prévues par Enedis permettront un appel de réactif encore plus dynamique.

Les hypothèses basses et hautes de capacités tiennent compte de la largeur du bandeau de tan Phi appliquée, comme illustré sur la Figure 22. En tenant compte des trois facteurs évoqués plus hauts, on obtient les hypothèses suivantes :

- Les capacités d'absorption et de fourniture de puissance réactive des installations raccordées avant 2008 pouvant être mises à disposition du RPT sont considérées nulles, aucune évolution de leur consigne actuelle n'étant envisagée.
- Les capacités d'absorption et de fourniture de puissance réactive des installations existantes sont évaluées sur la base de l'écart moyen entre les bandeaux de consigne historiques (estimés sur deux zones distinctes) et les hypothèses hautes et basses de capacités constructives, comme l'illustre la Figure 22.

  Ainsi, les capacités d'absorption de puissance réactive supplémentaires sont estimées à -0,5 Mvar/MW dans l'hypothèse haute, et à -0,15 Mvar/MW dans l'hypothèse basse.

  De même, les capacités de fourniture de réactif supplémentaires sont estimées à 0,4 Mvar/MW dans l'hypothèse haute, et à 0 Mvar/MW dans l'hypothèse basse.
- Les capacités d'absorption et de fourniture de réactif des installations raccordées dans le futur sont évaluées sur la base de l'écart moyen entre les bandeaux de consigne actuels et les hypothèses hautes et basses de capacités constructives.

  Ainsi, les capacités d'absorption de réactif supplémentaires sont estimées à -0,35 Mvar/MW dans l'hypothèse haute et à -0,10 Mvar/MW dans l'hypothèse basse.

  De même, les capacités de fourniture de réactif supplémentaires sont estimées à 0,5 Mvar/MW dans l'hypothèse haute, et à 0,10 Mvar/MW dans l'hypothèse basse.

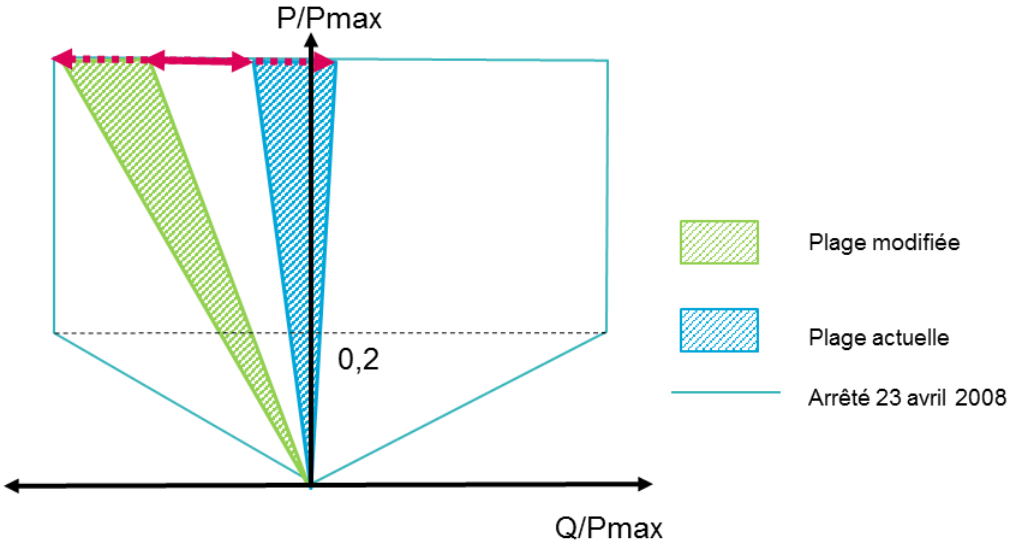


Figure 22: Illustration de la méthode retenue par Enedis et RTE pour établir les hypothèses basses (double-flèche continue) et hautes (double-flèche de tirets) de capacité d'absorption de réactif des installations

Le résultat de ces hypothèses, dans le scénario *PPE*, avec restriction de la participation aux installations de taille supérieure à 10 MW est présenté dans le Tableau 4.

Absorption Eoliennes RPD PPE (Mvar)	2017	2023	2028
Hypothèses basses à P=0,2 Pmax	200	300	300
Hypothèses basses à P=Pmax	900	1300	1600
Hypothèses hautes à P=0,2 Pmax	600	900	1100
Hypothèses hautes à P=Pmax	2900	4300	5400

Absorption PV RPD PPE (Mvar)	2017	2023	2028
Hypothèses basses à P=0,2 Pmax	-	-	100
Hypothèses basses à P=Pmax	100	200	300
Hypothèses hautes à P=0,2 Pmax	100	100	200
Hypothèses hautes à P=Pmax	300	700	1000

Fourniture Eoliennes RPD PPE (Mvar)	2017	2023	2028
Hypothèses basses à P=0,2 Pmax	-	100	100
Hypothèses basses à P=Pmax	-	400	700
Hypothèses hautes à P=0,2 Pmax	500	900	1200
Hypothèses hautes à P=Pmax	2400	4300	5900

Fourniture PV RPD PPE (Mvar)	2017	2023	2028
Hypothèses basses à P=0,2 Pmax	-	-	-
Hypothèses basses à P=Pmax	-	100	200
Hypothèses hautes à P=0,2 Pmax	-	200	300
Hypothèses hautes à P=Pmax	200	800	1300

Tableau 4 : Capacités de fourniture et d'absorption disponibles à différents horizons temporels, en retenant les installations de plus de 10 MW raccordées au RPD en départ direct dans le scénario PPE. Les valeurs sont arrondies à la centaine de Mvar.

Sous certaines hypothèses, le gisement en Mvar peut sembler faible en regard des capacités installées anticipées aux horizons 2023 et 2028. Afin de mieux comprendre l'impact des différents filtres, on peut décomposer les étapes du calcul dans le cas précis de la capacité des éoliennes à horizon 2023 pour des hypothèses basses de plages de réglage disponible, lorsque la puissance active P est égale à 0,2 Pmax :

- A cette date, les capacités installées en France se montent selon le scénario *PPE* à 22,2 GW, dont 8,9 GW installés après 2017.

- On considère que 75% des nouvelles installations seront raccordées au RPD, soit 6,7 GW qui viendront s'ajouter aux installations éoliennes déjà raccordés au RPD à fin 2017 (12,6 GW selon le panorama de l'électricité renouvelable).

- On estime que seules 57% de ces nouvelles capacités sont des installations de taille supérieure à 10 MW raccordées en départ direct, soit 3,8 GW sur 6,7 GW, qui s'ajoutent aux 7,9 GW d'installations raccordées au RPD et de taille supérieure ou égale à 10 MW recensées à fin 2017.

  Au final, sous ces hypothèses, 11,8 GW de capacités sur 22,2 GW sont susceptibles, de par leur taille et leur raccordement, de contribuer au réglage de la tension sur le RPT.

- Dans le cas des hypothèses basses, on considère que :
  - les 2,1 GW de capacités raccordées avant 2009 ne contribuent pas au réglage de la tension ;
  - les 5,9 GW raccordées entre 2009 et 2017 contribuent à hauteur de 0,15 Mvar/MW ;
  - les 3,8 GW raccordées après 2017 contribuent à hauteur de 0,10 Mvar/MW (une partie des capacités étant déjà sollicitées pour des besoins RPD).

  On obtient ainsi une capacité de l'ordre de 1300 Mvar lorsque la puissance active est égale à Pmax.

- Du fait du réglage en Tan Phi, la quantité de réactif absorbée lorsque la puissance active est égale à 0,2 Pmax est de l'ordre de 300 Mvar, soit 5 fois inférieure à celle disponible à Pmax.

Les résultats complets, dans les scénarios *PPE Haut* et lorsque les installations de taille comprise entre 7,5 MW et 10 MW sont incluses, sont rassemblés dans l'Annexe 4. Afin d'illustrer la sensibilité des résultats à ces scénarios, on rappelle dans le Tableau 5 les valeurs pour l'année 2023 dans le cas des hypothèses basses, lorsque la puissance active est égale à Pmax.

Scénario de développement des EnR	Hypothèse sur le seuil des producteurs retenus	Gisement éolien		Gisement PV	
		Absorption	Fourniture	Absorption	Fourniture
PPE	**≥ 10 MW**	- 1300 Mvar	+400 Mvar	- 200 Mvar	+100 Mvar
PPE haut	**≥ 10 MW**	- 1400 Mvar	+500 Mvar	- 200 Mvar	+200 Mvar
PPE	**≥ 7,5 MW**	- 1700 Mvar	+600 Mvar	- 500 Mvar	+300 Mvar

Tableau 5 : Gisement des capacités d'absorption et de fourniture à la maille France sous différentes hypothèses

Ce gisement n'est pas réparti uniformément dans les différentes régions de RTE, qui présentent un rythme de développement des EnR et un mix Eolien/Solaire différents. La Figure 23 illustre la répartition des capacités d'absorption à la maille des régions d'exploitation RTE, dans le scénario PPE, avec restriction de la participation aux installations de taille supérieure à 10 MW, dans le cas des hypothèses basses, lorsque la puissance active est égale à Pmax.

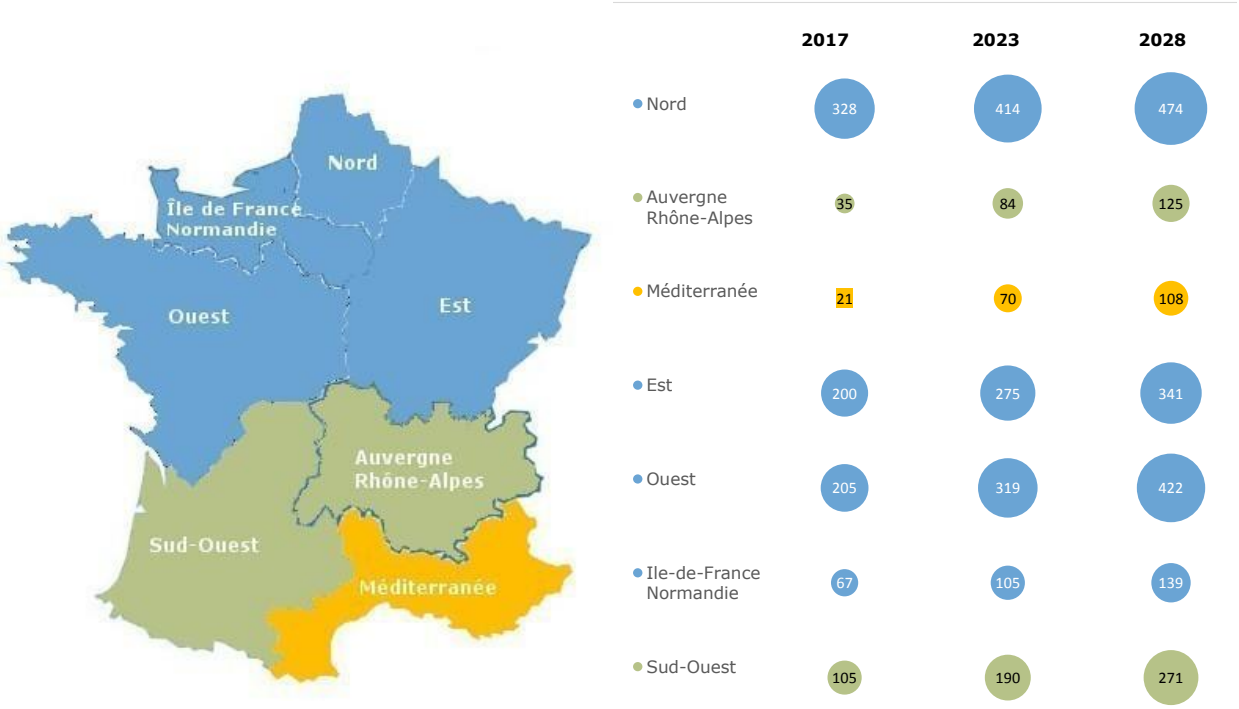


Figure 23 : Gisement des capacités d'absorption à la maille des différentes régions d'exploitation RTE (scénario PPE avec hypothèses basses et restriction aux capacités de plus de 10 MW). La couleur jaune correspond à une prédominance des installations photovoltaïques, tandis que la couleur bleu correspond à une forte prédominance de l'éolien.

2.3.2. Coûts du réglage de la tension HTB : un potentiel technico-économique restreint à une utilisation des capacités natives, comme moyen de pointe pour le réglage de la tension

Comme pour les installations de production raccordées au réseau de transport (voir paragraphe 2.1.2), le coût du réglage de la tension comporte une part fixe, résultant du coût de surdimensionnement des installations afin de disposer des capacités de réglage de la tension via l'absorption ou la fourniture de puissance réactive, et une part variable, résultant des surcoûts associés à la sollicitation de ces plages.

Lors de la concertation réalisée en CAR en 2015 et 2016 pour établir le coût du réglage de la tension par les installations raccordées au réseau de transport, trois grands volets de coûts ont été identifiés : surdimensionnement des équipements (alternateurs, transformateurs, onduleurs) ; pertes supplémentaires dans les installations en cas d'absorption ou de fourniture de puissance réactive ; frais de maintenance supplémentaires en cas d'usure prématurée des équipements.

Lors de l'élaboration de ce rapport, des échanges ont été menés avec trois constructeurs (Vestas, Enercon, Senvion) représentant 75% des capacités éoliennes installées lors de l'année 2017 en France, et 69% des capacités éoliennes raccordées à fin 2017 en France[14], ainsi qu'avec trois syndicats de producteurs d'énergies renouvelables (FEE, SER, et Enerplan).

[14] http://fee.asso.fr/actu/parts-de-marche-constructeur-performances-secteur-eolien-2017/

En parallèle, l'étude réalisée par l'école Supélec lors de la concertation de 2015-2016 pour l'étude de la contribution au réglage de la tension des installations de production raccordées au réseau de transport a été adaptée pour des configurations de parcs spécifiques au réseau de distribution ainsi que pour prendre en compte les flux et les pertes sur le réseau de distribution.

Ces travaux ont montré une sensibilité des résultats à certaines hypothèses telles que le type de consigne de réglage ou la monotone de production des parcs. Le résultat de ces travaux ne doit donc pas être interprété comme une estimation précise du coût du réglage de la tension par les différentes technologies disponibles, mais comme une bonne approximation du coût du réglage de la tension par les EnR raccordées au réseau de distribution, permettant d'identifier les paramètres les plus dimensionnants et les axes de travail les plus prometteurs.

Coûts de surdimensionnement

Les échanges avec les constructeurs et les syndicats de producteurs montrent qu'il existe deux grands types de situations en fonction des technologies (voir Zoom 5).

Dans le premier cas, qui est par exemple celui de la plupart des éoliennes de type III, les capacités de fourniture ou d'absorption de réactif à basse puissance, ainsi que les capacités de fourniture de réactif à puissance élevée sont très limitées. Les informations collectées par RTE indiquent que la solution la plus économique pour répondre aux exigences de réglage décrites dans l'arrêté du 23 avril 2008 consiste à installer des moyens de compensation statiques, ainsi que des systèmes de compensation de réactif dynamique (de type Statcom) potentiellement aussi ou plus coûteux que les moyens statiques. En pratique, ce comportement est observé dans le cas de certaines installations éoliennes raccordées au RPT.

Une estimation fournie par les producteurs établit le coût à 50 k€/Mvar pour les réactances, et à 20 k€/Mvar pour les condensateurs. Ces coûts sont supérieurs aux coûts hors travaux des moyens de compensation installés sur le réseau de transport, de l'ordre de 10 à 20 k€/Mvar (voir paragraphe 2.2.2). Ils sont de l'ordre du coût total (matériels et travaux) des moyens de compensation installés sur le RPT.

Sur la base du dimensionnement des installations raccordées au RPT, cohérent avec certaines simulations réalisées par des fournisseurs de moyens de compensation, on retient un dimensionnement requis pour respecter les plages de l'arrêté du 23 avril 2008 de l'ordre de 3 Mvar de condensateurs et 3 Mvar de selfs ou Statcom pour un parc de 12 MW, ce qui correspond à un montant de 210 k€, ou 26 k€/Mvar par plage de réglage disponible.

Dans le second cas, qui est par exemple celui de la plupart des éoliennes de type IV ou des installations PV, les plages de réactif sont importantes, mais les capacités de fourniture de réactif à forte puissance active peuvent être limitées. Dès lors, la solution retenue est souvent un surdimensionnement du convertisseur. En suivant ce principe, l'étude réalisée en 2016 avait établi des coûts de surdimensionnement de l'onduleur de l'ordre de 900 k€ pour un parc de 100 MW raccordé au RPT capable de fournir 32 Mvar au point de livraison, soit un **coût d'installation de l'ordre de 28 k€/*Mvar de plage disponible de fourniture*, et 13 k€/*Mvar de plage disponible* en comptant les capacités de fourniture et d'absorption.** Ces coûts sont toutefois

susceptibles de varier fortement d'une installation à l'autre. Les échanges bilatéraux réalisés avec les constructeurs dans le cadre de l'élaboration du rapport indiquent en effet que les capacités natives de fourniture ou absorption de puissance réactive diffèrent nettement entre les divers modèles.

D'autres investissements complémentaires peuvent s'avérer nécessaires pour le producteur : surdimensionnement des câbles et des transformateurs de son installation interne le cas échéant, et, surtout, évolution du contrôle-commande. Les installations raccordées au réseau de distribution sont en général configurées pour suivre des lois de réglage simple, de type Tan Phi constante. Afin de suivre des lois de réglage complexes de type Q=f(U) similaires à celles suivies par les installations raccordées au réseau de transport, une évolution logicielle ou matérielle du SCADA peut être nécessaire. Les constructeurs indiquent que dans le cas des installations déjà raccordés au RPD, les coûts de rénovation du système de contrôle-commande peuvent s'élever à 150 k€ pour un parc standard de 10 à 12 MW, soit environ 20 k€/Mvar pour des plages de puissance réactive conformes à l'arrêté du 23 avril 2008.

Coûts des pertes actives

La sollicitation des capacités de fourniture ou d'absorption de réactif d'une installation conduit à une augmentation du courant qui transite au sein de cette installation, avec en conséquence une augmentation des pertes actives. Dans le cas des installations raccordées sur les réseaux de distribution, il incombe de prendre en compte non seulement la dégradation du rendement de l'installation résultant de pertes actives supplémentaires dans les convertisseurs, les câbles et les transformateurs BT/HTA d'une part, mais aussi les pertes supplémentaires sur le réseau de distribution, entre le Point de Livraison de l'installation et le Poste Source auquel est raccordée l'installation. Les variations de pertes qui pourraient être occasionnées sur les réseaux de distribution ou de transport à partir du poste source auquel sont raccordées les installations ne sont pas prises en compte. L'expérience montre que ces variations, positives ou négatives, sont très volatiles, en fonction des flux observés sur ces réseaux à chaque instant. Il est donc difficile de les modéliser et de les quantifier.

Les études menées lors de l'élaboration de ce rapport reprennent la méthodologie élaborée par l'école Supélec lors de la concertation menée en 2015 et 2016 sur la rémunération des services de réglage de la tension HTB fournis par les installations de production raccordées au réseau de transport. Ces études visent à comparer les pertes qui seraient observées à un instant donné, pour une puissance active P et une puissante réactive nulle, aux pertes qui seraient observées pour une puissance active identique P et une puissance réactive non nulle Q. La différence entre ces deux valeurs correspond aux pertes supplémentaires résultant de la sollicitation des capacités de fourniture et d'absorption du réactif de l'installation.

La méthodologie a été développée pour des éoliennes de type IV, 100% électronique de puissance. Dans ce rapport, on considère que les résultats sont extrapolables à des installations photovoltaïques, puisque dans les deux cas la fourniture ou l'absorption de la puissance réactive repose sur la sollicitation de convertisseurs.

En revanche, la fourniture ou l'absorption de réactif par les éoliennes de type III peut conduire à des pertes actives de nature différente, lorsque la génératrice est mise à contribution. En l'absence de travaux académiques ou de données

quantitatives de la part des producteurs, et en accord avec les échanges menés avec les constructeurs, on fait l'approximation dans ce rapport que les pertes supplémentaires dans la génératrice sont négligeables, que les pertes dans les convertisseurs sont proportionnelles au dimensionnement des convertisseurs des éoliennes de type III par rapport au éoliennes de type IV, soit 30%, et que les pertes actives sont in fine essentiellement concentrées dans les câbles et les transformateurs. Il s'agit d'une hypothèse forte, qui devra être validée ou évoluer à l'aide de mesures ou de travaux théoriques spécifiques.

Les études ont été adaptées par RTE pour tenir compte des configurations propres aux installations raccordées au réseau de distribution. Les configurations types de parcs raccordés au RPD ont été élaborées par Enedis, avant que les producteurs n'y apportent des évolutions à la marge et des compléments. Les trois configurations principales retenues dans ce document sont présentées sur la Figure 24.

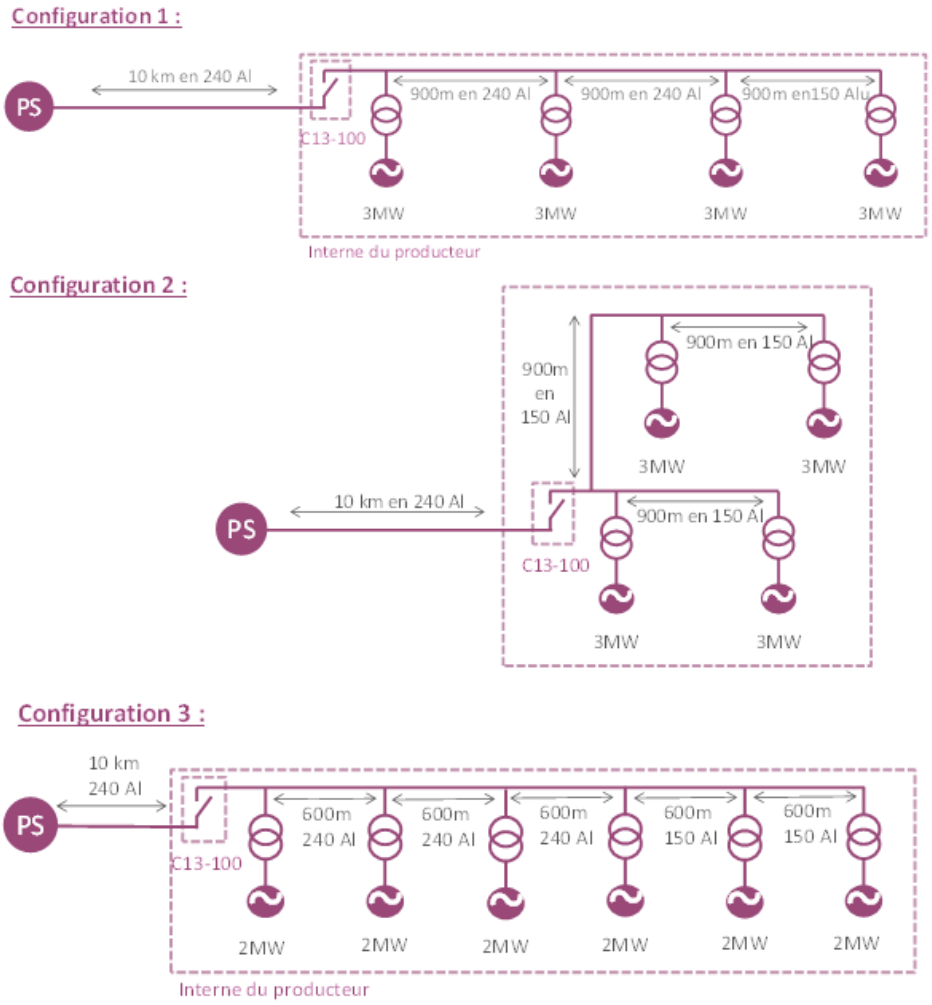


Figure 24: Configurations de parc étudiées par RTE

La première et la seconde configuration consistent en quatre éoliennes de puissance active égale à 3 MW : elles correspondent plutôt aux raccordements anticipés à l'avenir, avec une tendance à des éoliennes de taille unitaire plus importante.

La première configuration est constituée de quatre éoliennes en ligne, tandis que la seconde présente une configuration en deux branches parallèles. La troisième

configuration consiste en six éoliennes de puissance active égale à 2 MW : elle correspond plutôt aux raccordements observés dans le passé. Dans les trois cas, les installations sont distantes de 10 km du poste source. La sensibilité à divers paramètres de configuration de l'installation (longueurs des câbles entre Point de Livraison et Poste Source, longueur des câbles entre deux mâts, tension de court-circuit des transformateurs) a été analysée. Ces résultats sont présentés dans le Tableau 6.

Trois types de réglage de la tension ont été analysés :

- un réglage de type **Tangente Phi fixe** ;
- un réglage de type **Q fixe** basé sur les limites extrêmes de fourniture/absorption du diagramme rectangle ;
- un réglage de type **mine de crayon**, basé sur les valeurs maximales d'absorption et de fourniture atteignables pour un niveau de puissance active P donné.

Enfin, **cinq monotones type de production ont été employées**, afin d'étudier la sensibilité des résultats au profil de production des installations. Ces cinq monotones de production correspondent à des installations éoliennes dotées de facteurs de charge moyens étalonnés de 10% à 30%, par pas de 5%.

Dans tous les cas, et afin de permettre une comparaison de ces différents type de réglage et profils de production, les résultats sont présentés en termes de Mvar moyens sollicités et de volumes de pertes actives en MWh par Mvar sollicité.

La valorisation économique des pertes, en Euros par MWh, peut se faire selon plusieurs approches :

- On peut raisonner en coût ou pertes d'opportunité pour les différents acteurs. On évalue alors la perte d'opportunité pour le producteur, lorsque le rendement de son installation est dégradé, en valorisant les pertes au tarif de rachat ou en incluant un complément de rémunération.
- Alternativement, on peut employer un coût pour la collectivité qui n'intègre pas la totalité du complément de rémunération, et se base plutôt sur le coût marginal du moyen utilisé pour produire l'énergie perdue. La valorisation sera alors plus proche des prix du marché de gros, et ce pour l'ensemble des acteurs.

Les travaux menés actuellement par RTE à la demande de la CRE sur la valorisation dans les études de l'énergie non évacuée par les installations EnR n'ont pas encore abouti. Dans l'attente des conclusions de ces travaux, on retient deux variantes extrêmes de valorisation. La première variante correspond à une valorisation sur la base du coût d'opportunité au tarif de rachat ou au complément de rémunération pour les producteurs, estimé à 80 €/MWh. La seconde variante repose sur une valorisation pour la collectivité reflétant les prix long terme sur les marchés de gros, soit 45 €/MWh.

Les résultats sont présentés sur la Figure 25 dans le cas de la première configuration.

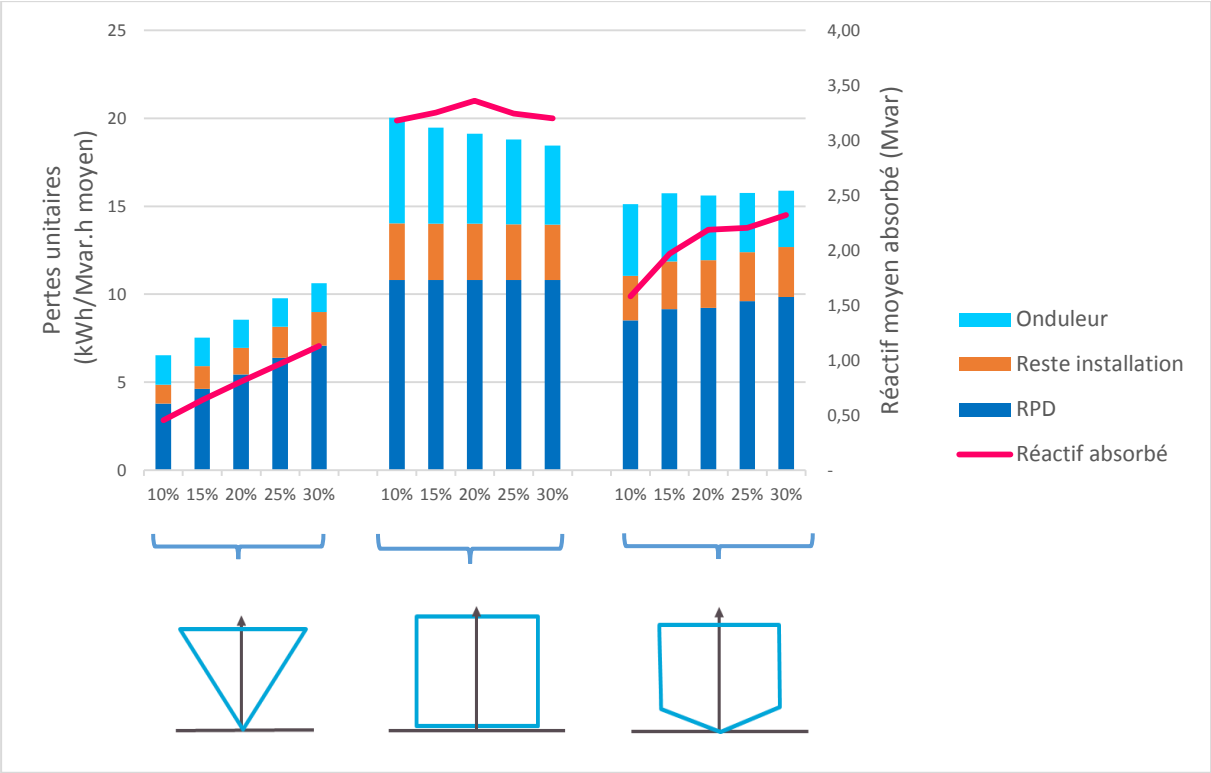


Figure 25 : Pertes supplémentaires en cas de sollicitation des capacités de réglage de la tension d'installations de type IV. Les résultats sont présentés pour la première configuration ; pour chacun des trois types de réglage de la tension (dans l'ordre : Tangente Phi fixe égale à -0,3 ; Q fixe égal à -0,3 Pmax ; Mine de crayon égale à -0,3 Pmax à partir de P>20% Pmax) ; et, pour chaque type de réglage, pour les cinq profils de production (par facteur de charge moyen croissant).

Certaines tendances observées sont peu surprenantes. On observe par exemple une **forte sensibilité de la quantité de Mvar au mode de réglage**, puisque les installations sont par exemple moins sollicitées par une consigne en tangente Phi que par une consigne Q fixée aux extrêmes du diagramme, ainsi qu'au facteur de charge dans le cas des réglages en Tangente Phi ou en mine de crayon, puisque la sollicitation en Tangente Phi se traduit par une fourniture ou absorption de réactif Q proportionnelle à la puissance active P.

D'autres conclusions sont moins intuitives. Ainsi, on remarque que le coût unitaire est également sensible au mode de réglage et au profil de production. **Les consignes de type Tangente Phi se traduisent par des volumes absorbés moins importants mais qui sont moins coûteux en termes de pertes, avec un écart allant du simple au double, voire du simple au triple, entre les différents types de réglage**.

De même, **lorsque les installations de production disposent d'un meilleur facteur de production, ils fournissent davantage de Mvar, mais à un coût unitaire différent. Ces écarts peuvent être très importants dans le cas d'un réglage en Tangente Phi puisqu'ils varient du simple au double entre un parc doté d'un facteur de charge de 10% et un parc doté d'un facteur de charge de 30%.** Le sens de la variation est différent dans le cas d'un réglage en

Q fixe, puisqu'un parc doté d'un meilleur facteur de charge sera capable d'absorber ou de fournir du réactif à un meilleur coût unitaire.

Ces phénomènes traduisent une absence de proportionnalité entre quantité de réactif fournie ou absorbée et pertes associées :

- Dans le cas des câbles et des transformateurs, un niveau d'absorption ou de fourniture de puissance réactive plus important entraîne des pertes actives par Mvar fourni ou absorbé plus importantes, et ce quel que soit le niveau de puissance active.
- Pour un même niveau d'absorption ou de fourniture de puissance réactive, les pertes dans les onduleurs sont plus importantes à basse puissance active.

Le Zoom 6 revient en détail sur ces phénomènes et leurs implications.

Un autre enseignement important de ces premières études est **qu'une partie importante des pertes actives supplémentaires (plus de 50%) se situe sur le réseau de distribution et non sur l'installation du producteur**. La sollicitation de capacités de réglage situées sur le réseau de distribution aura donc un coût pour les gestionnaires de ces réseaux.

Enfin, **ces résultats varient peu entre les différentes configurations**, comme l'illustre la Figure 26 dans le cas de la monotone de production correspondant à un facteur de charge de 20%. Cette faible sensibilité s'explique par le poids modéré des pertes dans les câbles internes de l'installation en comparaison au câble reliant l'installation au poste-source, comme détaillé dans le Tableau 6. Or, les différentes configurations étudiées dans ce rapport se traduisent essentiellement par une évolution du type ou de la longueur des câbles internes, ainsi que des variations des courants circulant dans ces câbles.

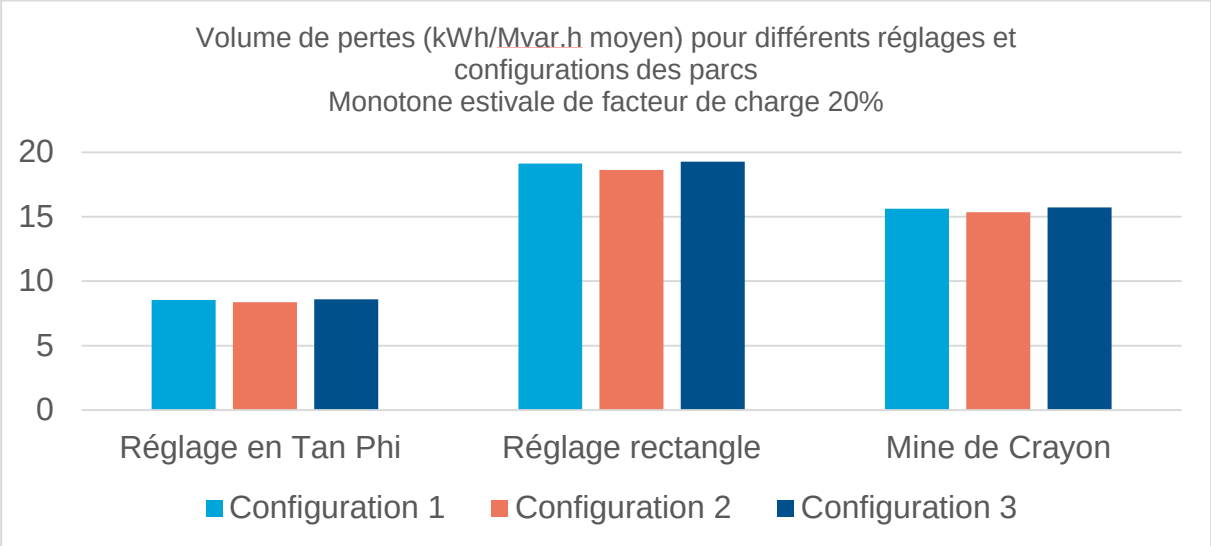


Figure 26: Sensibilité du volume de pertes unitaires aux différentes configurations

Zoom 6 : Evolution des pertes actives en cas d'absorption ou de fourniture de puissance réactive

Pour analyser l'impact sur les pertes actives d'une variation de la puissance réactive, il est nécessaire de distinguer deux grands types de pertes actives :

- Les pertes actives dans les câbles, internes ou externes à l'installation, ainsi que dans les transformateurs, sont des pertes par effet Joule. A tension constante, elles augmentent de manière quadratique avec la puissance apparente qui y transite. Comme l'illustre la Figure 27, les pertes supplémentaires ne dépendent que de la sollicitation en réactif.

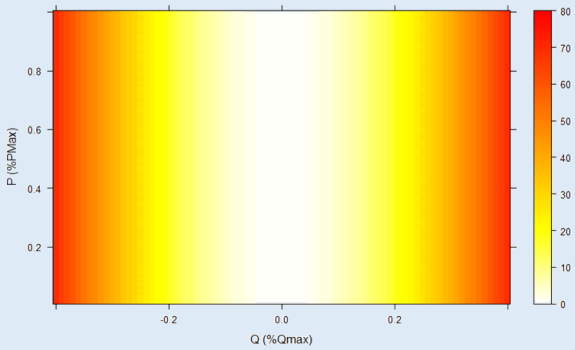


Figure 27: Pertes actives supplémentaires sur la liaison entre l'installation et le poste source (en kW) par rapport à une fourniture nulle de puissance réactive à un même niveau de puissance active

- Les pertes actives dans les onduleurs sont de nature différente. Elles associent pertes par commutation et pertes par conduction dans les transistors IGBT et les diodes de l'onduleur, et incluent des composantes proportionnelles au courant de sortie de l'onduleur. Les équations complètes sont décrites dans le rapport de l'école Supélec diffusé en 2016 dans le cadre de la concertation sur la rémunération des services système tension.
  Comme l'illustre la Figure 26, pour un même niveau de fourniture de puissance réactive, les pertes supplémentaires sont plus importantes à puissance active faible.

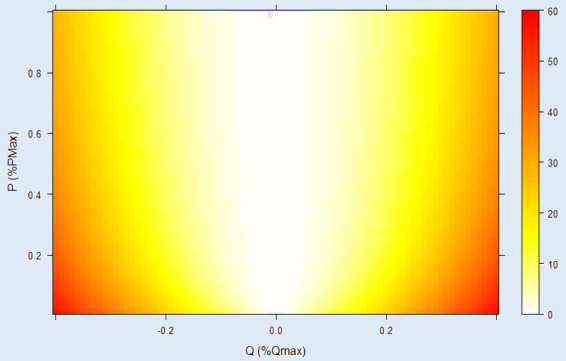


Figure 28: Pertes actives supplémentaires (en kW) par rapport à une fourniture nulle de puissance réactive à un même niveau de puissance active

Sur la base de ces fondamentaux, il est possible d'expliquer les observations décrites dans la section 2.3.2.

Première observation : pour un parc identique, le volume de pertes actives par Mvar fourni ou absorbé est plus important dans le cas d'un réglage Q fixe que dans le cas d'un réglage en Tan Phi.

La différence de réglage a une conséquence principale : pour un même niveau de puissance active P, le niveau de puissance réactive fourni ou absorbé Q sera plus important dans le cas d'un réglage Q fixe. Ainsi, dans le cas illustré sur la figure, et pour un niveau de puissance active P égal à 20% de la puissance maximale Pmax de l'installation, le niveau de réactif absorbé sera cinq fois plus important en cas de réglage en réactif fixe Q =-0,3. Les variations de pertes actives hors onduleurs étant proportionnelles à Q^2, les pertes supplémentaires seront 25 fois plus importantes. Le coût unitaire du Mvar sera donc en conséquence cinq fois plus important.

Cet écart entre différents modes de réglage est plus faible lorsque la puissance active P est plus proche de Pmax, puisque le niveau de puissance réactive fournie ou absorbée dans le cas d'un réglage en tangente Phi est alors plus proche de celui fourni dans le cas d'un réglage en Q fixe.

Si les points de fonctionnement à basse puissance représentent la majorité des points de fonctionnement, le poids des points de fonctionnement à P élevée est plus important dans le nombre moyen de Mvar fourni en cas de réglage en Tan Phi, ce qui explique que l'écart reste in fine modéré.

Deuxième observation : Avec un réglage en Tangente Phi, le volume de pertes actives par Mvar fourni ou absorbé est plus important dans le cas d'un meilleur facteur de charge moyen.

Un meilleur facteur de charge se traduit par des points de fonctionnement à puissance active P plus élevée en moyenne. Dans le cas d'un réglage en Tangente Phi, cela signifie que la quantité de réactif fournie ou absorbée Q sera également plus élevée en moyenne.

Or, l'augmentation des pertes n'est pas proportionnelle à l'augmentation de puissance réactive. Par exemple, lorsque les puissances active et réactive sont multipliées par deux, les pertes supplémentaires occasionnées par la fourniture ou l'absorption de puissance réactive sont multipliées par quatre. Le coût unitaire du Mvar sera donc en conséquence deux fois plus important.

Ainsi, dans le cas d'un réglage en Tangente Phi, un meilleur facteur de production se traduira par davantage de puissance réactive fournie ou absorbée, mais à un coût unitaire du Mvar plus élevé.

Troisième observation : Avec un réglage en Q fixe, le volume de pertes actives par Mvar fourni ou absorbé est moins important dans le cas d'un meilleur facteur de charge moyen.

Dans le cas d'un réglage en Q fixe, le niveau de réactif moyen fourni, et donc celui des pertes actives supplémentaires associées dans l'installation hors onduleurs sont constants.

Par conséquent, la variation des pertes actives par Mvar fourni résulte du comportement des onduleurs. Comme l'illustre la Figure 26, pour un même niveau de fourniture de puissance réactive, les pertes supplémentaires dans les onduleurs sont plus importantes à puissance active P faible. Un meilleur facteur de charge se traduit par des points de fonctionnement à puissance active P plus élevée en moyenne et donc des pertes supplémentaires réduites.

Les analyses de sensibilité de la première configuration à divers paramètres sont présentées dans le Tableau 6.

Paramètre analysé	Hypothèse de référence	Variante analysée	Impact sur le coût unitaire des pertes en MWh /Mvar	Commentaires
Longueur des câbles entre le Point de Livraison et le Poste Source	10 km	15 km	+ 30 %	Une augmentation de 50% de la longueur du câble se traduit par une hausse proportionnelle des pertes portées par le GRD, qui représentent 60% des pertes dans le scénario de référence.
Longueur des câbles entre deux mâts dans la deuxième configuration	800 m	600 m	-1%	Une réduction de la longueur des câbles internes à l'installation n'a qu'un effet mineur, du fait du poids réduit des pertes dans ces câbles.
Tension de court-circuit des transformateurs	9%	6%	-6%	Une réduction des pertes du transformateur a un effet faible mais non négligeable, du fait du poids des pertes correspondantes.
Valeur de Q fixe retenue dans le cas d'un réglage Q fixe	Q fixe =-0.3	Q =-0.4	+27%	Solliciter des plages de réactif plus larges se traduit par un coût unitaire du Mvar plus important, du fait de l'augmentation quadratique des pertes par effet Joule lorsque le courant augmente.
		Q=-0.2	-28%	
Valeur de Tangente Phi retenue dans le cas d'un réglage en Tangente Phi	Tangente Phi =-0.3	Tangente Phi =-0.4	+30%	
		Tangente Phi =-0.2	-32%	

Tableau 6 : Analyse de sensibilité des résultats aux principaux paramètres

In fine, dans le scénario médian avec un facteur de production moyen de 20%, et pour une valorisation au coût d'opportunité pour le producteur, les coûts associés aux pertes supplémentaires sont illustrés sur la Figure 29.

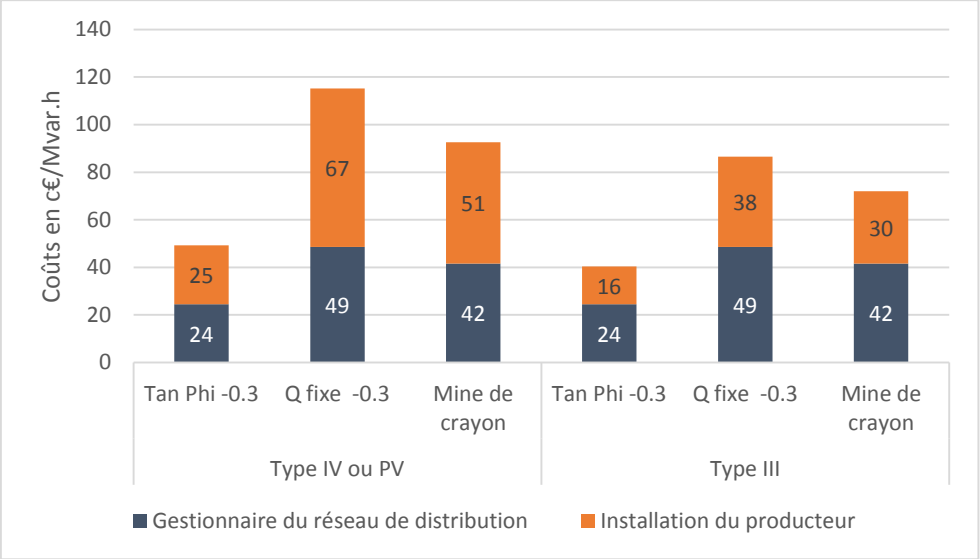


Figure 29: Pertes supplémentaires en cas de sollicitation des plages de réactif des installations de production EnR raccordées au réseau HTA – Valorisation au coût d'opportunité pour le producteur (exprimées en c€/Mvar.h)

De même, avec une valorisation au prix de gros, on obtient les valeurs représentées sur la Figure 30.

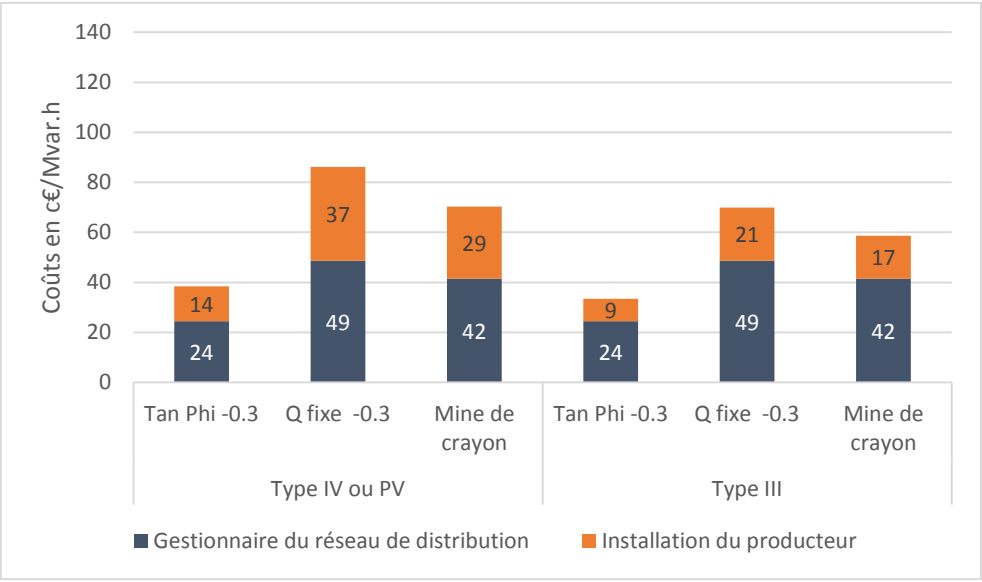


Figure 30 : Pertes supplémentaires en cas de sollicitation des plages de réactif des installations de production EnR raccordées au réseau HTA – Valorisation au prix de gros pour le producteur (exprimées en c€/Mvar.h)

Ces valeurs ne tiennent pas compte de pertes éventuelles dans les génératrices.

Les valeurs équivalentes dans le cas de la fourniture de puissance réactive sont quasiment identiques. Lorsque l'installation doit fournir une puissance réactive équivalente (Q=+0,3 Pmax au lieu de Q=-0,3 Pmax par exemple) :

- les pertes sur le réseau de distribution sont identiques ;
- les pertes sur l'installation interne du producteur sont légèrement supérieures aux pertes à un niveau similaire d'absorption. L'écart est de l'ordre de 1 à 3 c€/MWh.

Cet écart légèrement défavorable en cas de fourniture s'explique par le comportement naturel de l'installation du producteur. Les câbles de l'installation fournissent de la puissance réactive, mais les transformateurs en consomment : l'effet des transformateurs est plus important et l'installation a globalement tendance à absorber du réactif. Ainsi :

- Pour fournir un courant [P ; Q>0] au point de livraison (fourniture de Q Mvar de réactif), il faut fournir davantage de puissance réactive au niveau des éoliennes afin de compenser l'absorption par l'installation, ce qui se traduit par un courant plus important dans l'installation.
- A l'inverse, pour fournir un courant [P ; Q<0] au point de livraison (absorption de Q Mvar de réactif), il faut absorber un peu moins de puissance réactive au niveau des éoliennes, puisque l'installation absorbe naturellement de la puissance réactive, ce qui se traduit par un courant légèrement moins important dans l'installation.
- Au final, les pertes dans l'installation sont plus importantes lorsque le courant est plus important, et donc supérieures dans le cas de la fourniture.

Coûts de maintenance

Les coûts d'usure supplémentaire en cas de sollicitation des capacités de fourniture ou absorption de puissance réactive sont difficiles à estimer. Lors de la concertation menée en 2016 sur le coût des services système tension pour les installations de production raccordées au RPT, l'étude d'un historique conséquent avait permis de déterminer ces coûts. Dans le cas des EnR, ni les gestionnaires de réseau, ni les producteurs raccordés en France ne disposent d'un tel historique. Les constructeurs contactés par RTE indiquent par ailleurs qu'il est difficile de comparer les différents modèles.

Les échanges avec les producteurs et les constructeurs pointent que les coûts d'usure des composantes d'électronique de puissance sont a priori négligeables, la durée de vie des convertisseurs n'étant pas impactée par des sollicitations d'absorption ou de fourniture de réactif.

En revanche, il est possible qu'une utilisation de durée indéfinie des capacités de réglage entraîne une usure prématurée ou des coûts de maintenance plus importants des génératrices mises à contribution, dans le cas des éoliennes de type III notamment. Les producteurs ayant participé à l'expérimentation des Hauts-de-France 2017 (voir Annexe 2) indiquent toutefois que de tels cas d'usure n'ont pas été constatés lors des visites de maintenance des installations.

En l'absence de retour d'expérience quant à l'impact des installations de sollicitations de plages de puissance réactive sur la maintenance, ces coûts ne seront pas pris en considération dans la suite de ce rapport. Cette approximation semble pertinente dans le cas des éoliennes de type IV ou les installations photovoltaïques, dont la fourniture ou l'absorption de puissance

réactive résulte de la sollicitation des convertisseurs. Elle pourrait aussi s'avérer une bonne approximation dans le cas de sollicitations ponctuelles des capacités d'installations de type III, comme le montre l'analyse ayant suivi l'expérimentation 2017. En revanche, cette approximation pourrait conduire à une sous-estimation des coûts si elle était appliquée à des éoliennes de type III faisant l'objet de sollicitations fréquentes et de durée indéfinie.

Conclusion sur les coûts du réglage de la tension par les EnR raccordées au réseau de distribution

La Figure 31 présente la synthèse des travaux menés sur les coûts du réglage de la tension par les installations EnR raccordées sur les réseaux de distribution. Les coûts présentés correspondent aux hypothèses de référence dans le cas de la première configuration, avec un taux de charge moyen de 20% et selon une valorisation au coût d'opportunité pour les acteurs. Seuls les coûts variables sont inclus dans les coûts présentés sur le graphique supérieur. Les coûts présentés sur le graphique inférieur incluent des coûts fixes résultant d'une évolution du contrôle-commande, estimé à 20 k€/Mvar dans la section correspondante, et le surdimensionnement des plages de réactif le cas échéant, estimé à 26 k€/Mvar dans le cas des éoliennes de type III et à 24 k€/Mvar dans le cas des éoliennes de type IV. Le taux d'actualisation employé est égal à 8%, similaire à celui pris en compte dans le cadre de la concertation menée pour établir la rémunération des installations de production raccordées au RPT, et la durée de vie des installations est de 20 ans.

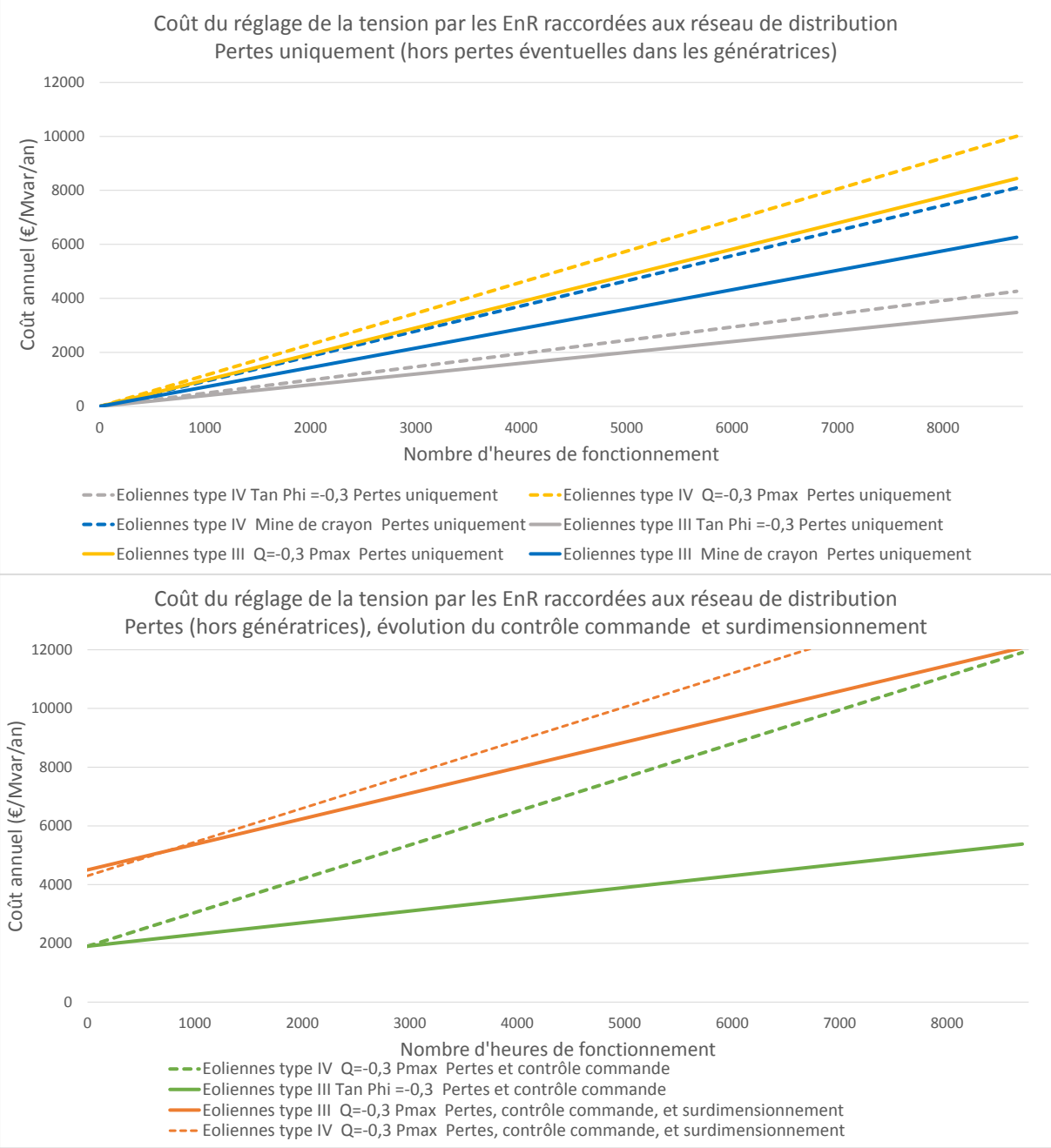


Figure 31: Coût du réglage de la tension sous diverses hypothèses de fonctionnement, sans évolution (graphique supérieur) ou avec évolutions du contrôle commande ou des plages de réactif (graphiques inférieur). Tous les chiffres présentés correspondent à la première configuration et à un facteur de charge moyen de 20%, et sont valorisés selon les coûts d'opportunité pour les acteurs.

2.4. Interface entre les réseaux de transport et de distribution

2.4.1. Gisement : un gisement de condensateurs important mais à la croissance limitée à des besoins explicites du réseau de transport

Historiquement, de nombreux condensateurs ont été installés sur le réseau de distribution au niveau des jeux de barre HTA des postes sources, avec un objectif de compenser l'absorption de puissance réactive

à l'interface RPT/RPD, au plus près de la charge que constitue la consommation des utilisateurs raccordés sur les réseaux de distribution. Ainsi, en 2017, près de 11,6 Gvar de capacités étaient recensées par Enedis sur son réseau.

Ces condensateurs disposent de trois modes de fonctionnement. Ils peuvent être :

- *ouverts*, et ne compensent alors pas d'absorption de réactif ;
- *fermés en marche forcée*, et compensent alors au maximum ;
- *ou en marche automatique*, le plus souvent selon une loi varmétrique qui permet d'enclencher les condensateurs graduellement, de façon à respecter des seuils d'absorption de réactif par le réseau HTA. Près de 9,9 Gvar des condensateurs disposent d'un automatisme de régulation varmétrique.

En outre, près de 9,0 Gvar de ces condensateurs sont télécommandables, c'est-à-dire que l'ouverture et la fermeture des gradins de condensateurs peuvent se faire à distance via les Agences de Conduite Régionales (ACR). Le Tableau 7 précise la répartition des capacités à la maille des différentes régions RTE.

Région	Volume de condensateurs (Gvar)	Dont condensateurs télécommandables (Gvar)	Dont automates varmétriques (Gvar)
Est	1,5	1,0	1,4
Nord	1,7	1,5	1,7
Ouest	2,1	2,0	2,1
Méditerranée	1,2	1,0	0,5
Normandie-Paris	1,9	0,9	1,4
Rhône Alpes Auvergne	1,6	1,3	1,5
Sud-Ouest	1,6	1,3	1,3
Total France	**11,6**	**9,0**	**9,9**

Tableau 7 : Condensateurs HTA recensés par Enedis au 1er janvier 2017

Les régleurs en charge des transformateurs à l'interface RPT/RPD permettent le plus souvent de tenir la tension sur le réseau HTA des gestionnaires de réseau de distribution, tant que la tension sur le réseau de transport demeure dans des plages raisonnables et que le régleur en charge n'est pas en butée (voir section 1.1.3). **L'ouverture ou la fermeture des condensateurs visent donc uniquement à moduler les échanges de réactif avec le réseau de transport ou à soutenir la tension HTB à la demande de RTE. Ils ne servent pas à régler la tension sur le réseau de distribution.**

Du fait de l'évolution de la consommation à l'interface RPD/RPT, **Enedis ne prévoit d'installer ni condensateurs supplémentaires, ni selfs dans les postes existants**. Un accord a été passé en 2010 entre RTE et Enedis pour qu'**Enedis assure le maintien en condition opérationnelle du parc de condensateurs existants dans chacun des postes sources**, et limiter les déposes aux cas où ces déposes ne génèrent pas de contraintes supplémentaires sur le réseau de transport. **Le gisement devrait donc demeurer stable à moyen terme.**

Le gisement identifié par RTE chez les autres gestionnaires de réseaux de distribution est extrêmement réduit.

2.4.2. Capacités techniques : d'importants progrès réalisés sur les enjeux de coordination entre gestionnaires de réseaux

L'utilisation des condensateurs d'Enedis est utile à RTE pour les besoins de réglage de la tension sur le réseau de transport. Le fonctionnement selon des automates varmétriques a un effet bénéfique à cet égard.

Jusqu'au TURPE 4 inclus, l'activation de ce mode automatique des relais varmétriques n'était toutefois pas incitée par la tarification du réactif. Les GRD n'étaient facturés en réactif qu'en cas d'absorption trop importante d'énergie réactive en moyenne mensuelle, conformément au gabarit de facturation du réactif TURPE 4 décrit sur la Figure 32, et étaient donc fortement incités à privilégier une mise en marche forcée pour limiter la facture de réactif et le nombre de manœuvres réalisées. Ce comportement n'était toutefois pas optimal pour la gestion de la tension sur le réseau de transport. En effet, en période de faibles charges (nuit, weekend, jour férié) et ce, même en hiver, ce mode d'exploitation pouvait conduire à l'amplification de phénomènes de tensions hautes.

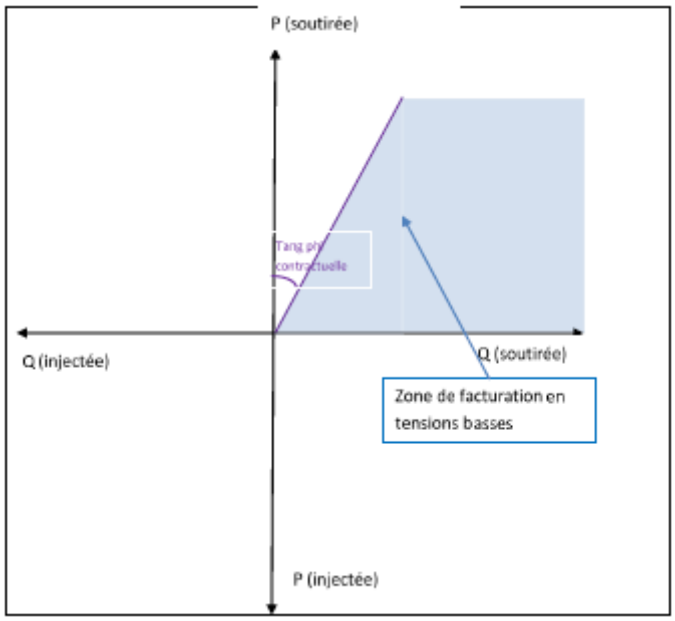


Figure 32: Gabarit tarifaire applicable sous TURPE 4 à l'énergie réactive injectée ou soutirée à l'interface RPT/RPD, sur une période hivernale allant du 1er novembre au 31 mars, de 6h à 22h, du lundi au samedi.

Les travaux menés entre RTE et les GRD entre 2013 et 2016 ont permis de vérifier qu'un enclenchement automatique des condensateurs permettait de répondre aux problématiques de gestion de la tension sur le réseau de transport, tout en réduisant le nombre d'actions nécessaires par les GRD. Ils ont également permis d'identifier les limites de ce gabarit :

- une incitation à la mise en marche fermée des bancs de condensateurs l'hiver, explicitée plus haut ;
- un calcul du respect de la tangente Phi basée sur une moyenne mensuelle, peu incitatif au regard des contraintes de tensions basses vécues en temps réel ;

- une zone de facturation en tensions basses incluant des points de fonctionnement peu contraignants, notamment à puissance active soutirée faible ;
- et une absence de plage de tarification incitative relative aux contraintes de tensions hautes, alors que ces contraintes se font aujourd'hui plus prégnantes.

Les expérimentations et réflexions réalisées ont débouché sur l'entrée en vigueur au 1er août 2017, avec la mise en application de TURPE 5, d'un nouveau gabarit de facturation du réactif, décrit sur la Figure 33. Ce gabarit permet de répondre aux limites énumérées dans le paragraphe précédent, et à inciter à un fonctionnement selon des modes de régulation automatiques, à même de faciliter la gestion de la tension sur le réseau de transport. Le nouveau gabarit permet notamment :

- un ciblage plus précis de la zone de facturation en tensions basses ;
- un calcul de la facturation du réactif à un pas horaire, et non plus en moyenne mensuelle ;
- la création d'une zone de facturation en tensions hautes.

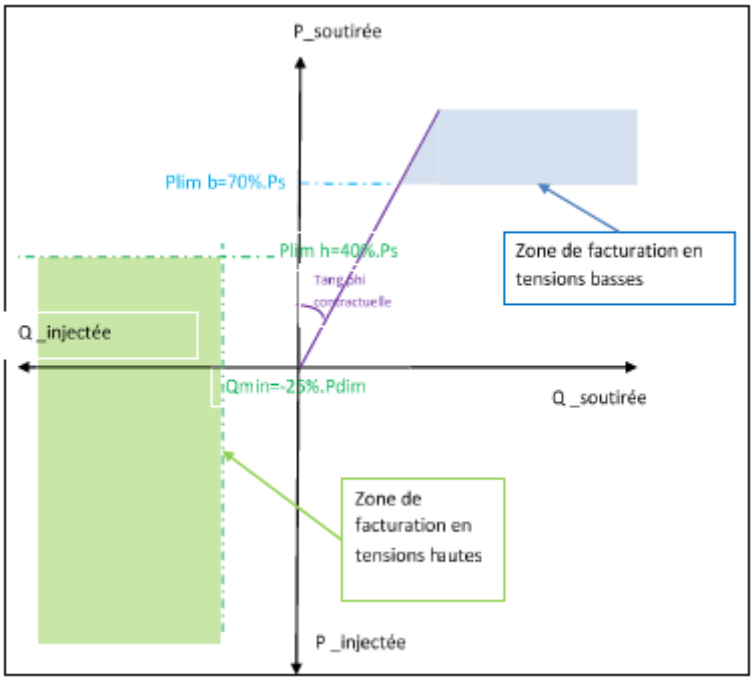


Figure 33: Gabarit tarifaire applicable depuis TURPE 5 à l'énergie réactive injectée ou soutirée à l'interface RPT/RPD, Ps représentant la puissance souscrite pondérée sur le PdC/PdR considéré, et Pdim le maximum entre la Ps et l'injection maximale de puissance active observée. La zone de facturation en tensions basses ne s'applique que sur une période hivernale allant du 1er novembre au 31 mars, de 6h à 22h, du lundi au samedi.

Le nouveau gabarit peut toutefois ne pas s'avérer suffisant dans des situations particulières d'exploitation (retraits, fortes ou faibles charges). Enedis et RTE se concertent alors pour assurer une utilisation optimale globale des condensateurs. Par exemple, en cas de grand froid et lorsque certains bancs de condensateurs ne sont pas enclenchés, la sortie du régime automatique avec passage en « marche forcée » (par télécommande ou manuelle) des condensateurs HTA à la demande de RTE permet d'enclencher les condensateurs HTA pour permettre la bonne gestion de la tension sur le réseau de transport. Des échanges de données temps réel entre outils de téléconduite d'Enedis et RTE ont par ailleurs été mis en place

en 2016 pour permettre à RTE de suivre en temps réel l'état d'enclenchement du parc de condensateurs HTA dans les postes sources.

Lorsque de telles manœuvres occasionnent des frais de déplacement au poste source, en l'absence de télécommande, les conventions de conduite et d'exploitation établies entre RTE et Enedis prévoient qu'elles donnent lieu à une compensation financière de RTE à Enedis. Du fait du fort taux d'automatisation et de télécommandabilité du parc de condensateurs d'Enedis, ces situations demeurent toutefois exceptionnelles.

Enedis et RTE poursuivent actuellement des travaux pour développer des fonctions avancées de régulation dynamique de puissance réactive à l'interface RPD/RPT. Ces fonctions avancées visent à coordonner les manœuvres de moyens de compensation raccordés sur les réseaux de distribution et la sollicitation de capacité de fourniture ou d'absorption de réactif des producteurs raccordés sur ces réseaux, afin de respecter le gabarit de facturation de puissance réactive à l'interface ou de répondre à des consignes de fourniture ou d'absorption de puissance réactive transmises par RTE à Enedis pour répondre à des besoins de réglage de la tension sur le réseau de transport. Ces fonctions sont actuellement en phase de prototypage et font l'objet d'expérimentations menées dans le cadre du projet Smart Grid Vendée.

La généralisation de solutions permettant un support accru entre gestionnaires de réseau ne se fera cependant que si plusieurs conditions sont remplies.

- **Le premier prérequis est d'ordre technique.** L'industrialisation de fonctions avancées de régulation du réactif à l'interface RPT/RPD ne pourra se faire qu'après un déploiement de paliers techniques adaptés sur les postes sources d'Enedis.
- **Le second prérequis est d'ordre contractuel**. L'évolution du gabarit tarifaire de facturation du réactif à l'interface RPT/RPD a permis un meilleur alignement sur les contraintes rencontrées par RTE et les capacités des gestionnaires de réseaux de distribution, tout en conservant une souplesse de fonctionnement permettant de répondre à des situations particulières. Les incitations portées par ce gabarit n'ont toutefois pas été déclinées auprès des utilisateurs, industriels ou producteurs, raccordés sur les réseaux de distribution. Sans un cadre contractuel complet permettant d'encadrer la contribution de ces utilisateurs au réglage de la tension sur le réseau de transport, le potentiel restera de fait limité.

2.4.3. Coûts du réglage de la tension HTB : un potentiel technico-économique de développement limité à des situations particulières

Le parc de moyens de compensation installés sur le réseau d'Enedis a peu évolué au cours des dernières années. Les moyens disponibles sont en général suffisants pour respecter le gabarit tarifaire à l'interface, et les coûts associés à la facturation du réactif demeurent très réduits : ces dernières années, la facturation du réactif était de l'ordre de 0,5 M€ pour l'ensemble des distributeurs.

Dans des cas particuliers, il arrive parfois qu'Enedis et RTE soient tous deux confrontés à des problématiques communes de tensions hautes. Certaines de ces situations ont fait l'objet d'études communes entre RTE et Enedis, avec un objectif d'intercomparaison des différents moyens de réglage disponibles sur les différents niveaux de tension HTA ou HTB. Les conclusions de ces études de cas sont

intéressantes, puisqu'elles peuvent également s'adapter à des cas où les besoins de réglage seraient limités au réseau de transport.

Ainsi, une étude commune a été réalisée en 2015 sur une zone située en Lozère, présentant des contraintes sur le réseau HTB1 de RTE et sur le réseau HTA d'Enedis, avec atteinte des butées des régleurs en charge des transformateurs HTB/HTA empêchant le réglage de la tension sur le réseau de distribution. L'étude a permis de comparer différentes solutions techniques :

- modification de la tangente phi des producteurs raccordés sur le réseau de distribution,
- remplacement du transformateur HTB/HTA pour éviter le phénomène de blocage des butées,
- installation de selfs de différentes tailles en HTA ou HTB.

La solution commune retenue entre RTE et Enedis après comparaison des coûts et efficacités des différentes solutions consistait en un panachage de différents moyens :

- installation d'une self de 10 Mvar par RTE sur le réseau HTB ;
- contractualisation par Enedis d'une tangente phi égale à -0,2 avec les producteurs de la zone,
- et changement par Enedis du transformateur HTB/HTA afin de résoudre les contraintes d'atteinte de butées régleurs.

L'installation de selfs de taille plus importante sur le réseau de transport s'est avérée exclue du fait de contraintes d'à-coups de tension, similaires à celles décrites au paragraphe 2.2.1. Les selfs devant rester enclenchées en permanence pour éviter de tels à-coups, les pertes s'avéraient trop élevées.

L'installation de selfs sur le réseau de distribution a été exclue car ces matériels ne sont pas qualifiés par Enedis pour installation sur le réseau de distribution. De plus, les coûts estimés à l'époque sur la base d'une proposition commerciale retenue pour l'installation d'une self de 6 Mvar étaient environ trois fois plus élevés que ceux des selfs HTB de 80 Mvar, calculés au paragraphe 2.2.2. **Le potentiel technico-économique d'une installation de moyens de compensation supplémentaires sur les réseaux de distribution semble ainsi limité par rapport à d'autres solutions comme l'installation de moyens de compensation sur le réseau HTB ou la sollicitation coordonnée des moyens de réglage existants sur le RPD.**

L'installation de moyens de compensation sur le réseau de distribution pourrait cependant s'avérer économiquement pertinente dans des situations particulières. C'est par exemple le cas lorsque les infrastructures installées sur le réseau de transport ne peuvent être mutualisées pour résoudre des contraintes sur une zone étendue. En effet, les selfs installées sur le réseau de transport à des niveaux de tension élevée ne sont moins coûteuses qu'à condition de bénéficier d'économies d'échelles qui sont perdues lorsque les selfs installées sont de taille réduite pour un répondre à un besoin local et réduit. Ainsi, dans le cas de la self installée en Lozère, mentionné plus haut, la solution retenue d'une self de 10 Mvar, avec extension du poste RTE, s'est avérée coûteuse par rapport aux selfs de 30 ou 80 Mvar décrites dans la section 2.2.2.

Le recours à l'installation de moyens sur le réseau de distribution pourrait également s'avérer nécessaire en cas de contraintes techniques limitant le recours à d'autres solutions : absence de production pouvant contribuer au réglage de la

tension ; contraintes de place dans les postes RTE ou configuration de postes RTE ne permettant l'installation de moyens qu'à des coûts d'aménagement prohibitifs.

Une analyse approfondie de dix postes sources situés dans l'est de Paris et dans l'est de l'île de France, où de telles contraintes sont présentes, a été réalisée par Enedis à la demande de RTE. Les conclusions de cette étude révèlent que dans des zones très urbaines, les contraintes d'implantation rencontrées par RTE sont souvent partagées par les distributeurs.

Ainsi, les quatre postes situés dans Paris analysés par Enedis présentent des contraintes de places similaires : l'espace disponible est à peine suffisant pour le renouvellement des matériels déjà en place, et les départs HTA encore disponibles doivent être préservés pour le raccordement de clients à forte puissance. Enfin, la forte exigence de fiabilité sur ces postes incite à les simplifier dans toute la mesure du possible.

Les six postes situés dans l'Est de l'île de France sont eux aussi limités pour différentes raisons :

- l'un d'entre eux est un poste en bâtiment présentant des contraintes identiques aux postes parisiens ;
- deux ne disposent pas de place du tout ; deux disposent de places réservées pour accompagner le raccordement de nouveaux clients.
- Un seul poste présentait a priori des possibilités d'extension mais ces possibilités restaient très hypothétiques et sujettes à des échanges de parcelles dans le cadre de l'aménagement du grand Paris.

En conclusion, et au vu des résultats de cette étude, il semble peu probable que des selfs puissent être installées dans les postes HTB/HTA dans les zones où RTE est confronté à des problèmes d'espace dans les postes HTB.

2.5. Site des clients industriels

2.5.1. Gisement : un gisement très hétérogène mais non-négligeable

Capacités prises en compte pour établir le gisement

De nombreux consommateurs industriels raccordés au RPT possèdent des condensateurs, afin notamment de respecter le gabarit tarifaire de facturation du réactif durant la période hivernale (du 1er novembre au 31 mars). A l'inverse du gabarit auquel sont soumis les distributeurs, **le gabarit auquel sont soumis les industriels ne présente pas d'incitation à limiter les injections de réactif lors des périodes propices à l'apparition de tensions hautes. En conséquence, de nombreux clients industriels conservent des condensateurs branchés durant ces périodes de tensions hautes.** Le débranchement de ces condensateurs par les clients permettrait d'atténuer les contraintes de tensions hautes, et d'éviter le recours à d'autres parades plus coûteuses ou susceptibles de dégrader la qualité d'alimentation.

Des expérimentations ont été menées en 2016 et en 2017 par RTE, afin d'analyser l'efficacité de ces leviers. L'impact du débranchement ou du rebranchement d'un condensateur ne peut toutefois pas toujours être distingué aisément des fluctuations de la tension sur le réseau. Cet impact est d'autant plus difficile à isoler que les contraintes opérationnelles des différents clients industriels rendent délicate une manœuvre synchronisée des condensateurs, sur un même site ou sur

des sites appartenant à des clients distincts. En revanche, les simulations réalisées pour rejouer ces expérimentations ont confirmé que le débranchement des condensateurs a un effet identique à la mise en service d'une self équivalente sur le réseau de transport.

Dans ce rapport, on distingue un gisement technique brut, qui correspond aux capacités des condensateurs recensés chez les clients industriels, et un gisement technique net, qui correspond aux capacités effectivement manœuvrables pour répondre aux sollicitations de RTE. RTE dispose d'informations partielles sur le gisement brut, lorsque les capacités de condensateurs sont identifiées dans les conventions d'exploitation et de conduite des clients industriels. Ces informations ne sont toutefois pas disponibles sous une forme se prêtant à leur collecte. De plus, elles ne permettent pas d'établir le gisement net que représentent ces capacités, faute d'informations fines sur les installations et le procédé industriel des clients sont nécessaires.

Afin d'évaluer le gisement net, **RTE a effectué un travail approfondi d'analyse des capacités disponibles dans la région Est. Si ces résultats ne peuvent pas être généralisés facilement à la maille France, ils montrent que le gisement technique net représenté par ces capacités de condensateurs est loin d'être négligeable.**

En effet, dans la région Est, près de 640 Mvar de capacités de condensateur ont été recensées chez 80 clients. Ces capacités sont très concentrées : 88% de ces capacités (soit près de 540 Mvar) sont concentrées chez 30 clients disposant de capacités de plus de 5 Mvar. La capacité moyenne des 50 clients restants est de 1,6 Mvar.

La région Est représente 16% de la consommation de pointe anticipée (définie comme la puissance souscrite maximale sur les différentes plages horaires de tarification) de la part des sites industriels en France. Sur la base de cet indicateur, elle est par exemple 25% moins importante que la région Normandie-Paris, mais deux fois plus importante que la région Sud-Ouest. **En extrapolant le gisement de Mvar sur la base de cet indicateur, on obtient un gisement à la maille France qui serait de l'ordre de 4 Gvar.**

Cette extrapolation à la maille France doit toutefois être considérée avec précautions. Il existe certes des raisons fondamentales pour lesquelles les capacités des condensateurs installées sur les sites industriels peuvent être proportionnelles à la taille de leur site : comme le précise la section 1.2.3, pour un procédé industriel ciblé, il existe souvent une corrélation entre puissance active et puissance réactive consommées. Toutefois, ce résultat n'est pas vrai lorsqu'on compare des sites mêlant des procédés industriels différents. L'étude exhaustive réalisée dans la région Est indique ainsi que la consommation de pointe anticipée est faiblement corrélée à la capacité des condensateurs (voir Figure 34). Le chiffre de 4 Gvar doit donc être retenu comme un ordre de grandeur du gisement à la maille France plutôt que comme une estimation précise.

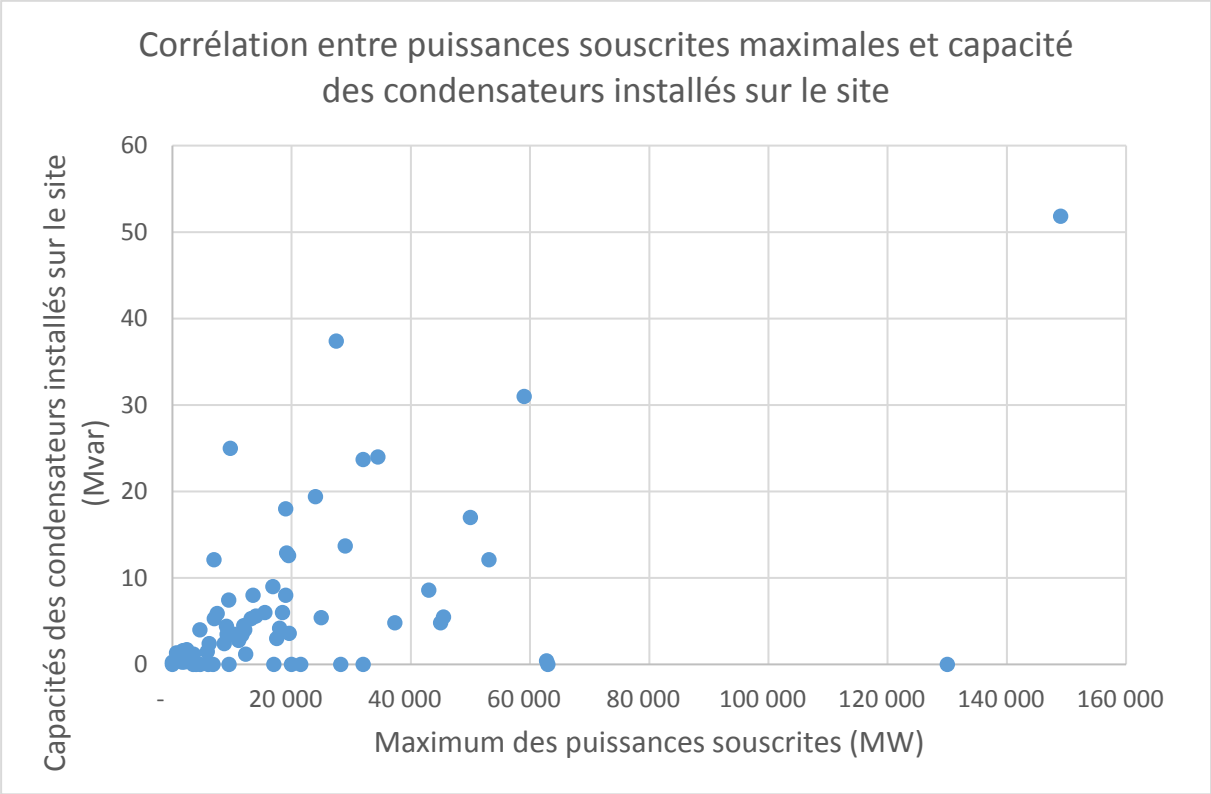


Figure 34 : Capacités des condensateurs recensés sur des sites industriels de la région Est, et puissance souscrite maximale des sites au 23 mars 2018

Contraintes conduisant à une réduction du gisement technique net

RTE a interrogé chacun des 30 clients industriels disposant de capacités de plus de 5 Mvar sur les contraintes à prendre en compte pour établir un gisement technique net. 24 de ces 30 clients ont répondu aux questions de RTE, et certains d'entre eux ont affiché des contraintes très diverses.

La première contrainte rencontrée est la nécessité de maintenir les condensateurs enclenchés pour assurer le bon fonctionnement du site, notamment lorsque les condensateurs remplissent des fonctions de filtrage des harmoniques. Plusieurs clients ont expliqué que la principale justification de l'installation de condensateurs sur leur site était le filtrage d'harmoniques générées par des composantes de leur processus industriel (moteurs à fréquence variable, redresseurs électrolytiques…) et que ces condensateurs devaient demeurer enclenchés.

C'est aussi le cas de sites où la réduction de la tangente Phi en certains points du site grâce au fonctionnement de condensateurs permet de respecter les limites de dimensionnement en courant des ouvrages.

La deuxième contrainte rencontrée est la nécessité de maintenir les condensateurs enclenchés par peur d'un risque de casse en cas de manipulation du matériel. Un client témoigne ainsi qu'il préfère ne pas prendre le risque de manœuvrer un condensateur n'ayant pas été manipulé depuis plusieurs années.

La dernière contrainte rencontrée est la nécessité de maintenir les condensateurs enclenchés lorsque ce fonctionnement ne peut être

commandé de manière indépendante du fonctionnement du site. Cette contrainte se combine parfois à la première : un client témoigne que « chaque atelier de son site est doté d'un filtre anti harmonique qui n'est couplé que lorsque le moteur est sous tension» ; un autre témoigne que sur son site, « les condensateurs sont mis sous tension au démarrage des salles d'électrolyse et restent en fonctionnement permanent jusqu'à l'arrêt des salles ». Dans d'autres cas, les condensateurs ne peuvent être manœuvrés que lorsqu'une partie du site est à l'arrêt, ce qui restreint les périodes auxquelles des manœuvres sont possibles.

Au total, dans la région Est, ces contraintes conduisent à une réduction de l'ordre de 40 % du gisement brut, chez les clients ayant répondu au questionnaire, avec une forte variabilité de ce taux d'un site à l'autre (entre 0% et 100% des capacités activables pour des besoins RTE).

Mobilisation dans la région Est et à la maille France

La démarche réalisée dans la région Est à l'été 2017 témoigne d'un taux de mobilisation élevé des clients ayant répondu au questionnaire, puisque plus de 90% des capacités activables ont été mises hors service durant l'été 2017. Au total, près de 260 Mvar de capacités de condensateur ont été mises hors service lors de l'été 2017, soit près de la moitié du gisement brut représenté par les clients ciblés dans l'expérimentation.

En dépit de l'absence d'incitation financière, près de 30% des capacités activées le sont explicitement à la demande de RTE, et non pour des raisons inhérentes au fonctionnement du site. Cela représente plus de 70 Mvar dans la région Est, soit l'équivalent d'une self installée sur le réseau 225 kV. Chez d'autres industriels, la mise hors service des condensateurs est mentionnée comme un moyen d'éviter une usure du matériel.

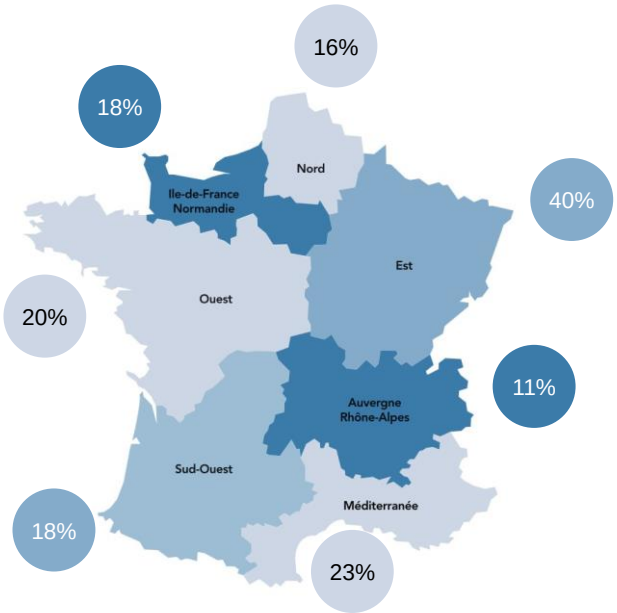


Figure 35: Taux (en nombre de clients) de manœuvres saisonnières conduisant au débranchement d'une partie des condensateurs sur le site des clients industriels. Valeurs estimées sur la base des points de consommations active et réactive.

Ce fort taux de mobilisation n'est observé que dans la région Est, ou des sollicitations systématiques ont été effectuées. En observant les nuages de points

de consommations active et réactive, RTE a pu estimer le taux de clients effectuant des manœuvres saisonnières, c'est-à-dire débranchant les condensateurs en dehors de la période hivernale de facturation du réactif. Ces résultats sont présentés sur la Figure 35: le taux de manœuvres saisonnières est de 40% dans la région Est, alors qu'il est compris entre 11 et 23% dans les autres régions.

2.5.2. Capacités techniques : des capacités rudimentaires plus à même de réduire le besoin de base qu'à répondre à des sollicitations dynamiques

Hors exception, les capacités installées chez les clients industriels se prêtent mieux à une mobilisation de longue durée, anticipée, qu'à une succession de mobilisations ponctuelles dans un délai court. Cela correspond à l'approche suivie dans la région Est d'une demande de mise hors tension sur une longue période.

En effet, la mise hors tension ou sous tension des condensateurs est souvent associée à des manœuvres manuelles, qui peuvent être fastidieuses, et incompatibles avec un court délai de prévenance. Peu de clients disposent d'un système de télécommandes qui permettrait de brancher ou débrancher les condensateurs depuis une salle de contrôle de l'installation. De plus, les capacités sont parfois diffuses sur le site industriel du client : une capacité totale de quelques Mvar peut être constituée de plusieurs dizaines de condensateurs répartis sur le site. Enfin, ces manœuvres doivent parfois être réalisées par un prestataire, qui n'est pas présent sur le site.

Une multiplication des sollicitations peut également s'avérer peu pertinente pour des raisons techniques :

- Les mises hors tension et sous tension de condensateurs obligent parfois le client industriel sollicité à reconfigurer le fonctionnement de certains processus. C'est par exemple le cas d'une aciérie interrogée par RTE, qui explique que le fonctionnement avec ou sans batterie de compensation impose de modifier la programmation des courbes et schémas de fusion afin de protéger les matériaux constituant les réfractaires du four électrique.
- Dans d'autres cas, la mise hors tension des condensateurs requiert l'arrêt d'une partie du site.
- Enfin, une multiplication d'arrêts et mises sous tension répétés est plus susceptible d'endommager le matériel du client.

2.5.3. Coûts du réglage de la tension par les clients industriels : des opportunités à saisir parmi des situations très diverses

Trois sources de coûts

Trois principales sources de coûts pour les clients industriels sont identifiées. Les deux premières ont été citées par les clients interrogés dans la région Est à l'été 2017. La troisième avait été présentée par le client ayant participé aux expérimentations menées en 2015-2016.

La première source de coûts citée par les clients de la région Est celle de la facturation des dépassements en réactif du 1er novembre au 31 mars. Si cette contrainte ne semble a priori pas poser de problèmes sur les périodes visées par les demandes de RTE, elle devra être traitée pour des sollicitations plus

étendues. Cette contrainte n'est pas intégrée aux calculs réalisés dans ce rapport car elle ne correspond pas à un coût pour la collectivité. Elle reflète plutôt un alignement imparfait entre le gabarit tarifaire à l'interface avec les clients industriels raccordés au réseau de transport, et les contraintes de tensions hautes observées par RTE sur le réseau de transport.

La seconde source de coûts citée par les clients de la région Est correspond aux coûts de main d'œuvre nécessaires à la manœuvre de condensateurs. Comme discuté dans la section précédente, ces manœuvres peuvent s'avérer chronophages dans le cas de sites sur lesquels les condensateurs ne sont ni regroupés, ni télécommandés. Les estimations de temps qu'ont fournies les clients contactés vont d'une demi-heure à un homme-jour, pour chaque manipulation. Ces estimations sont recensées dans le Tableau 8 ci-dessous. Le temps de manœuvre est fortement dépendant de la configuration du site, et n'est pas corrélé aux capacités des condensateurs présents sur le site. Les sites les plus importants sont en effet plus à même de disposer d'équipes spécialisées ou de dispositif de contrôle des installations plus adaptés. Au final, les estimations de ces coûts varient de 0 à 500 € par site par manœuvre.

Capacité en Mvar sur le site	Main d'œuvre associée à une manœuvre
13 Mvar	Nécessité de programmer les manœuvres, durée de 30 min environ
10 Mvar	20 € pour chaque mise en/hors service d'une batterie
12 Mvar	Temps passé très limité
13 Mvar	Manœuvre sur transmission d'un signal depuis une salle de contrôle
9 Mvar	Trois heures de main d'œuvre à 35€ hors taxes
3 Mvar	Une journée pour deux personnes pour mise en service
2,5 Mvar	Deux techniciens pendant 15 minutes, uniquement aux jours ouvrés
16 Mvar	10 minutes de manœuvre par cellule

Tableau 8 : Estimations des coûts de main d'œuvre identifiés par les clients de la région Est

La troisième source de coûts correspond à une hausse potentielle des pertes au niveau de l'installation. Les clients industriels interrogés n'identifient que rarement les pertes comme une contrainte économique au débranchement des condensateurs. Il est toutefois probable que ce constat résulte d'une méconnaissance du fonctionnement de leurs installations plutôt que d'une réalité électrotechnique.

Les manœuvres de condensateurs peuvent en effet influer sur les pertes globales de l'installation. Des pertes sont évitées dans les condensateurs lorsqu'ils sont débranchés, tandis que le débranchement des condensateurs a un impact favorable ou défavorable sur les courants transitant dans le transformateur, et donc sur les pertes Joule dans le transformateur. Ainsi, un client qui injecte naturellement beaucoup de puissance réactive lorsque les condensateurs sont branchés aura intérêt à débrancher ses condensateurs pour éviter des pertes. A

l'inverse, un client qui absorbe naturellement beaucoup de puissance réactive lorsque les condensateurs sont branchés verra les pertes augmenter dans le transformateur en cas de débranchement des condensateurs

RTE a réalisé une première estimation des pertes occasionnées par le débranchement des condensateurs, à l'aide des données des courbes de charge pour les clients dont la capacité des condensateurs est connue. Cette étude, dont la méthodologie est décrite dans le Zoom 7 révèle que le coût des pertes peut varier considérablement d'un client à l'autre.

On peut retenir, dans les cas défavorables, un coût horaire moyen de 10 à 40 c€/Mvar/h, ce qui correspond à un coût annuel moyen, en cas de sollicitation durant toute la période estivale, de l'ordre de 500 à 2000 €/Mvar/an. Ces coûts peuvent être comparés aux annuités des selfs installées sur le réseau de transport, estimées à 1700 €/Mvar/an dans la section 2.2.2.

En revanche, certains clients, qui injectent des quantités importantes de puissance réactive susceptibles de contribuer à l'apparition de tensions hautes, gagneraient, du seul point de vue des pertes, à débrancher leurs condensateurs durant la période estivale.

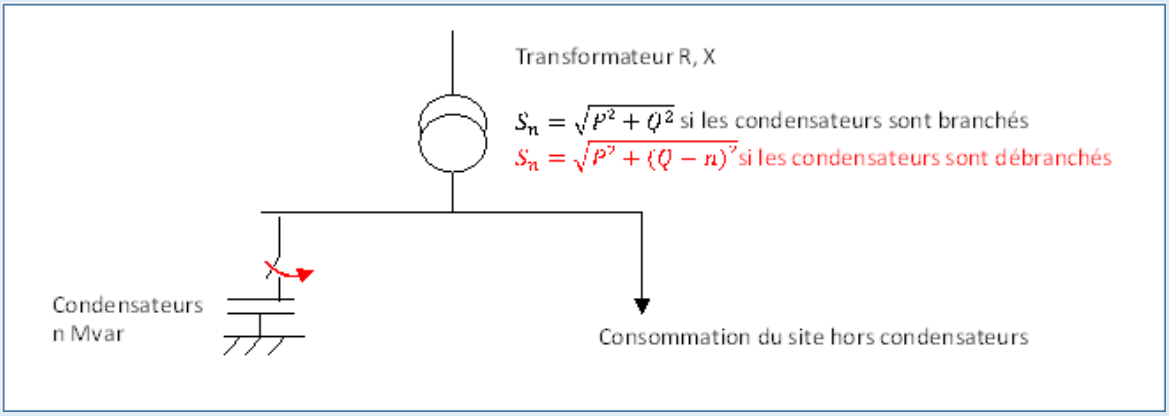
Des limites au potentiel technico-économique

Ces estimations de coûts révèlent la compétitivité apparente de ce levier par rapport à d'autres moyens comme l'installation de selfs sur le réseau de transport. Toutefois, les enquêtes menées par RTE ont aussi révélées que **les clients industriels raccordés au réseau de transport ne sont pas tous familiers avec les analyses nécessaires à une étude plus approfondie**, ce qui pourrait constituer un obstacle à la généralisation de cette solution, et à la mise en place d'un cadre contractuel robuste permettant à RTE de tenir compte de ce levier dans ses études de planification pour l'exploitation, ou de développement.

Les montants financiers concernés pourraient également s'avérer trop faibles pour susciter un intérêt des industriels. Des études réalisées récemment dans le cadre de l'effacement[15] se basent sur l'hypothèse que la rémunération doit représenter un minimum d'environ 20k€/site/an (ou 5% de la facture pour les sites présentant une facture électrique significative) afin de susciter un intérêt des clients industriels. Ce plancher matérialise le fait qu'un effacement peut être rentable sur un site donné, mais ne pas présenter un volume financier suffisant pour justifier les adaptations de procédés industriels ou les risques qu'ils peuvent engendrer. Appliquer le même raisonnement aux manœuvres de condensateurs conduit à restreindre la participation à des sites disposant de capacités très importantes.

[15] *Evaluation du potentiel d'effacement dans l'industrie et le tertiaire en France métropolitaine*, publié par l'ADEME en septembre 2017

Zoom 7 : Estimation des pertes supplémentaires causées par le débranchement des condensateurs installés par les clients industriels



Grâce aux données de comptage, RTE connaît la consommation active *P* et la consommation réactive *Q* des sites industriels. A l'aide d'hypothèses normatives sur les propriétés du transformateur, on en déduit la valeur des pertes Joule qui résultent du passage du courant associé dans le transformateur.

$$Pertes\ transfo\ sans\ débranchement\ = 3 \times R \times I^2 = R \times \frac{P^2 + Q^2}{U^2}$$

La consommation [P;Q] mesurée inclut l'effet des condensateurs branchés sur le site. Au premier ordre, et pour une capacité des condensateurs égale à n Mvar, on peut considérer que le débranchement des condensateurs se traduit par une hausse de la consommation de puissance réactive, et une évolution des pertes dans le transformateur.

$$Pertes\ transfo\ avec\ débranchement\ = R \times \frac{P^2 + (Q+n)^2}{U^2}$$

La variation des pertes lors du débranchement des condensateurs dépend du profil de consommation de client. Ainsi, à titre d'exemple :

- Les pertes dans le transformateur augmentent suite au débranchement si le site tend à consommer de la puissance réactive y compris lorsque les condensateurs sont branchés $(Q > 0 \text{ et } |Q+n| > |Q|)$.
- Les pertes dans le transformateur diminuent suite au débranchement si le site tend à fournir de la puissance réactive, y compris lorsque les condensateurs sont débranchés $(Q+n < 0 \text{ et } |Q+n| < |Q|)$.

De plus, RTE prend en compte, à l'aide d'hypothèses normatives, la variation des pertes dans les condensateurs. Ces pertes sont nulles lorsque les condensateurs sont débranchés, et positives quand ils sont branchés.

La prise en compte de ces deux effets, pertes dans le transformateur et pertes dans les condensateurs permet d'évaluer les pertes supplémentaires ou évitées en cas de débranchement des condensateurs. Cette méthode a été appliquée aux points de consommation de divers sites industriels au cours d'un été complet.

Il s'agit d'un calcul normatif au premier ordre, puisqu'il ne tient pas compte de la configuration réelle des sites industriels ou des caractéristiques spécifiques du matériel installé chez ces clients.

Enfin, la localisation des sites industriels à même de participer au réglage de la tension peut ne pas correspondre aux zones de contraintes identifiées par RTE. Ainsi, une partie des expérimentations réalisées en 2017 (hors région Est) visaient à solliciter des clients industriels dans des zones identifiées par RTE comme susceptibles de voir apparaître des contraintes de tensions hautes. Cinq zones précises avaient été initialement ciblées par RTE, pour un bilan final mitigé après échanges avec les industriels concernés : les expérimentations n'ont pu être conduites que dans trois zones, faute de potentiel dans les deux autres zones ; parmi ces trois zones, seule une zone a vu la sollicitation d'un gisement important proche de 50 Mvar, les capacités activées dans les deux dernières zones se limitant respectivement à 4 et 9 Mvar.

2.6. Autres moyens raccordés sur le réseau de transport

2.6.1. Liaisons HVDC : une contribution importante à un coût limité

Les interconnexions en courant continu comportent des stations de conversion du courant continu en courant alternatif. Les stations de conversion de la quasi-totalité des projets à l'étude en Europe relèvent désormais de la technologie de type VSC (Voltage Source Converter), fondée sur des convertisseurs de puissance à transistors similaires à ceux choisis pour le projet d'interconnexion France-Espagne, ou l'interconnexion France-Italie en cours de réalisation. En effet, pour les puissances des liaisons observées en Europe (inférieures à 2000 MW), la technologie VSC présente, à coût équivalent pour une même puissance active, plusieurs avantages par rapport à l'alternative que constituent les liaisons de technologie LCC. Les VSC s'avèrent notamment plus résilientes au remplacement des machines synchrones par les EnR.

Ces stations de conversion VSC disposent fondamentalement d'un contrôle de la puissance réactive, indépendant du contrôle du transit de la puissance active. Les ouvrages de ce type appartenant à RTE sont à ce titre mis à contribution pour régler la tension sur le réseau de transport.

Les Nouvelles Interconnexions Dérogatoires, développées par des investisseurs tiers, doivent également remplir des exigences minimales de réglage de la tension. Ces exigences sont aujourd'hui précisées sous la forme de règles techniques transitoires de conception et de fonctionnement qui constituent le chapitre 1.5.2 de la Documentation Technique de Référence de RTE. Les codes de réseaux européens comportent un volet consacré aux liaisons HVDC, dont la déclinaison est en cours au niveau national, après concertation avec les constructeurs et porteurs de projets de ces liaisons. Ces codes prévoient que les unités de conversion des liaisons HVDC disposent de capacités de réglage similaires à celles exigées de la part des installations de production raccordées au réseau de transport : la puissance réactive Q doit pouvoir prendre toute valeur comprise dans l'intervalle [-0,35×Pmax + *d* ; +0,32×Pmax + *d*] Mvar (où *d* est un décalage de la puissance réactive compris entre 0 et +0,13×Pmax) sur toute la plage de puissance active. Ces valeurs sont similaires à celles retenues par RTE dans le cas des liaisons HVDC qui lui appartiennent.

Comme pour les installations de production, les capacités de réglage de la tension et leur sollicitation ont un coût. A l'aide des informations transmises par les fournisseurs lors des appels d'offres organisés par RTE pour les liaisons HVDC-VSC

en cours de développement, RTE fournit dans ce rapport une première estimation du coût du réglage de la tension par ces liaisons.

Les capacités intrinsèques de réglage de la tension des liaisons HVDC sont très importantes. A titre illustratif, la Figure 36 est un diagramme publié par Siemens. Cet exemple permet de constater que les plages de réactif exigées par RTE correspondent au design de base de la liaison HVDC. Sur ce diagramme, on constate également que les capacités d'absorption et de fourniture de la liaison sont limitées à forte puissance active par des contraintes sur le courant maximal pouvant transiter dans l'installation. La capacité en fourniture est quant à elle également limitée par des contraintes portant sur la tension de crête maximale au niveau du convertisseur. Les diagrammes P/Q des autres constructeurs sont similaires.

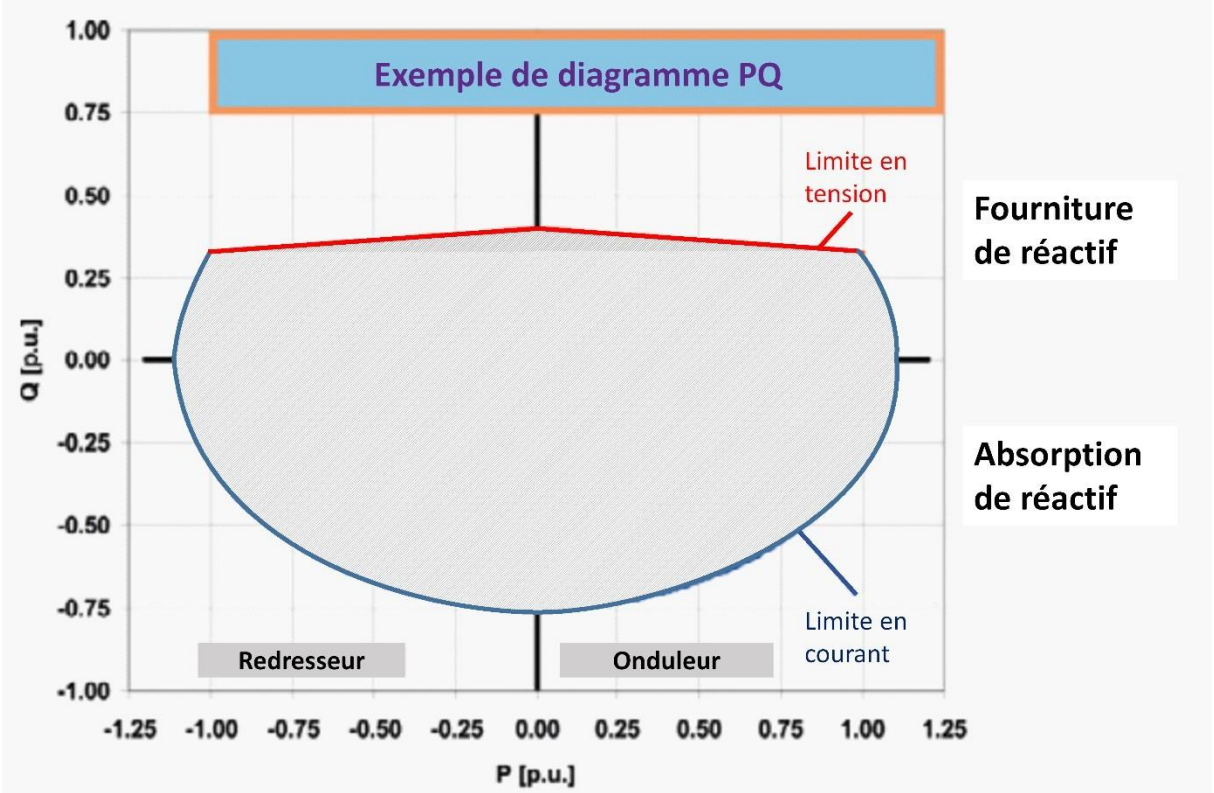


Figure 36 : Diagramme P/Q typique d'une liaison HVDC Plus de type VSC développée par Siemens[16]

En théorie, il serait possible de modifier les capacités de réglage de tension de la liaison, à la hausse ou à la baisse, sans modifier leur capacité de puissance active, en faisant évoluer le dimensionnement de la station (paliers transistors, transformateur, système de refroidissement…). En pratique, les capacités de puissance réactive actuellement exigées ([-0,35×Pmax ; 0,32×Pmax]), établies après échange avec les constructeurs, correspondent au dimensionnement standard des stations de conversion. Les économies potentielles en cas de réduction des capacités de puissance réactive de la station seraient négligeables. Dans ce rapport, et en l'absence d'éléments contradictoires, on considère donc que **les plages de réactives exigées sont en phase avec les capacités**

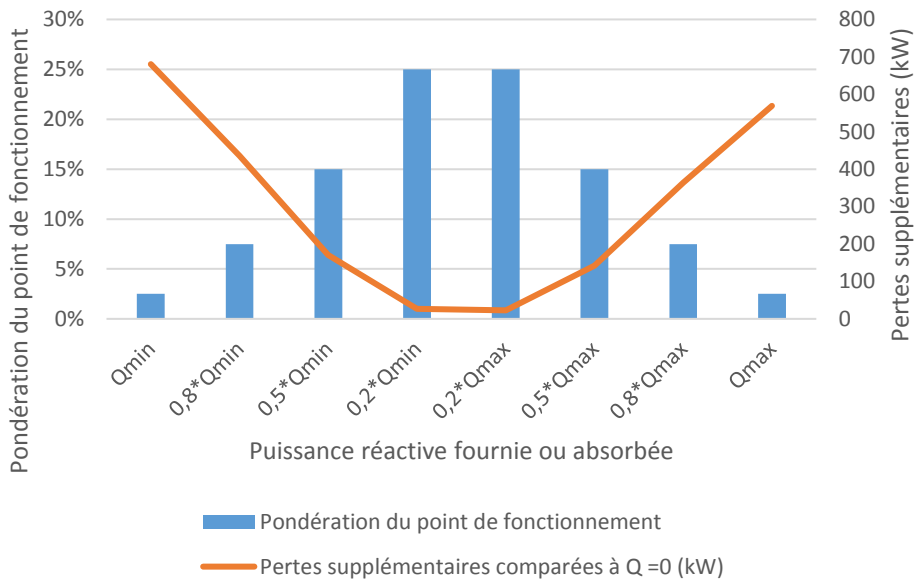
[16] Cette figure est extraite et traduite à partir de Davies, M., Dommaschk, M., Dorn, J., Lang, J., Retzmann, D., & Soerangr, D. (2008, August). HVDC plus–Basics and Principle of Operation. In *Special Edition for Cigré Exposition*.

fondamentales des liaisons, et correspondent au matériel disponible sur étagère, sans entraîner de surcoûts.

En revanche, **la sollicitation des capacités de fourniture ou d'absorption de puissance réactive des stations de conversion entraîne des courants plus importants dans les installations, ce qui conduit à une augmentation des pertes**. Les pertes observées dans les stations de conversion se situent principalement au niveau du transformateur et dans les modules d'électronique de puissance.

Sur la base des valeurs transmises à RTE par les fournisseurs consultés lors de l'achat des stations de conversion des liaisons HVDC, on peut estimer que les pertes supplémentaires, pour une puissance réactive fournie ou absorbée égale à 0,3 Pmax, sont de l'ordre de 1000 kW pour une liaison de 1000 MW.

En considérant que les pertes supplémentaires augmentent de manière quadratique avec la quantité de réactif fournie ou absorbée, et en se basant sur des histogrammes de fonctionnement identiques à ceux employés dans le cadre de l'étude Supélec ayant permis de réaliser le calcul de la rémunération pour les groupes contribuant au réglage de la tension, on obtient des pertes moyennes de l'ordre de 280 kW, **soit un coût unitaire de l'ordre de 10c€/Mvar.h pour une valorisation des pertes égale à 45€/MWh.** La valeur des pertes pour différents points de fonctionnement ainsi que la pondération des différents points de fonctionnement, sont présentées sur la Figure 37.



	Qmin	0,8*Qmin	0,5*Qmin	0,2*Qmin	0,2*Qmax	0,5*Qmax	0,8*Qmax	Qmax
Pondération du point	2,5%	7,5%	15,0%	25,0%	25,0%	15,0%	7,5%	2,5%
ΔPertes (kW)	1361	871	340	54	46	284	728	1138

Figure 37: Pertes supplémentaires en kW pour différents points de fonctionnement et une pondération similaire à celle employée pour déterminer la rémunération des producteurs. La puissance active P est égale à 1000 MW ; les bornes de puissance réactive Qmin et Qmax sont égales à -350 Mvar et +320 Mvar. Les valeurs correspondent à un niveau de pertes de 1000 kW à Q=0,3 Pmax

2.6.2. Batteries : un gisement important en devenir ?

L'évolution des coûts des batteries Lithium-Ion a conduit plusieurs porteurs de projets potentiels à étudier le raccordement d'installations de stockage sur le réseau, le plus souvent en combinaison avec des installations de production existantes ou en projet. De telles installations ont déjà été mises en service dans les systèmes électriques insulaires non interconnectés au réseau continental.

Les convertisseurs des batteries ont une capacité de fourniture et d'absorption de puissance réactive, similaire à celles des onduleurs des installations solaires photovoltaïques, qui leur permet de participer au réglage de la tension du réseau, même lorsque la batterie est peu ou pas utilisée. Les temps de réaction constatés par les producteurs sont très courts : dans le cas d'une consigne de passage de puissance réactive nulle à fourniture maximale, le délai entre l'envoi de l'ordre et l'atteinte de la consigne est inférieur à deux secondes. La précision est également très bonne, la consigne au point de livraison étant respectée avec une précision de 1% par rapport à la puissance maximale que peut délivrer la batterie.

Le retour d'expérience des producteurs indique qu'un surdimensionnement du convertisseur est nécessaire pour permettre un réglage de la tension lorsque la batterie fonctionne à puissance active maximale.

Le coût de la puissance supplémentaire du convertisseur dépend de la place disponible dans le ou les conteneurs de batterie, et des standards du fournisseur. Il peut également être nécessaire de surdimensionner la capacité du transformateur et des câbles. En revanche, **il n'est pas nécessaire de surdimensionner la capacité de la batterie, qui ne fournit dans tous les cas que de la puissance active.** In fine, les coûts fixes des installations de stockage seront donc similaires à celui des installations photovoltaïques ou des éoliennes de type IV, qui doivent suivre des principes de dimensionnement similaires des onduleurs.

La sollicitation des capacités de ces installations à fournir ou absorber de la puissance réactive est associée à des pertes supplémentaires. Les pertes dans les convertisseurs sont similaires aux pertes dans les onduleurs éoliens ou solaires, estimées dans l'étude Supélec et reprises dans la section 2.3.2. Les pertes dans les câbles et les transformateurs dépendent de la configuration de l'installation.

Le surdimensionnement des onduleurs peut également se traduire par des pertes plus importantes à puissance active constante et puissance réactive nulle, mais cette augmentation des pertes est faible, comme l'indiquaient les résultats de l'étude Supélec publiée en 2016, et comme le confirment les chiffres fournis par les producteurs.

Au premier ordre, on considèrera donc dans la suite de ce rapport que les coûts fixes et variables du réglage de la tension par les installations de stockage, combinées ou non à des installations EnR, seront similaires à ceux des éoliennes de type IV ou des installations photovoltaïques, les fondamentaux technologiques du réglage de la tension étant similaires.

3. ENSEIGNEMENTS DES TRAVAUX ET AXES DE TRAVAIL

3.1. Le réglage de la tension par l'ensemble des groupes thermiques et hydrauliques raccordés au RPT conserve sa pertinence

3.1.1. Le coût de ce levier est de loin le plus économique pour répondre à la plupart des contraintes

Au vu des analyses de coûts réalisées dans la section 2 de ce rapport, on peut distinguer les grandes catégories de moyens selon leur potentiel économique.

Le réglage de la tension par les groupes thermiques et hydrauliques raccordés au réseau de transport est caractérisé par des coûts d'investissement et de fonctionnement relativement faibles, même en cas d'utilisation prolongée, dès lors que les groupes sont dans la préséance économique pour fournir de la puissance active. Lorsque les groupes sont hors préséance économique, deux cas doivent être distingués : soit l'installation dispose d'un mode de fonctionnement en compensateur synchrone ; soit l'installation ne dispose pas de telles capacités et des mesures de redispatching doivent être prises par RTE pour disposer des capacités de réglage de la tension de l'installation. Dans les deux cas, et notamment dans le second, ces mesures peuvent être coûteuses.

Les moyens de compensation (statiques et dynamiques) installés sur le réseau de transport constituent aujourd'hui le principal complément à la sollicitation des installations de production, en particulier lorsque la localisation des installations ne permet pas de maîtriser la tension. Ils sont caractérisés par des coûts d'investissement importants au moment de l'investissement mais des coûts de fonctionnement très réduits par la suite. **Quel que soit l'usage qui en est fait, ces moyens demeurent presque toujours plus coûteux que les capacités des installations de production thermiques et hydrauliques, y compris pour des usages en base**, comme on peut le constater sur la Figure 38. Seule l'installation de condensateurs de 80 Mvar dans des conditions particulièrement favorables, correspondant aux hypothèses basses explicitées dans la section 2.2.2, peut s'avérer compétitive.

De plus, la comparaison purement économique ne tient compte ni de la polyvalence des installations de production, qui peuvent absorber et fournir de la puissance réactive, ni de leur capacité à régler finement la tension sur le réseau de transport. **La logique historique, qui consiste à n'investir dans des moyens de compensation que pour résoudre des contraintes que les installations de production ne permettent pas de traiter, apparaît de ce point de vue justifiée.**

Parmi les leviers potentiels de réglage de la tension qui ne sont pas sollicités par RTE aujourd'hui, aucun levier significatif ne paraît moins coûteux que le recours aux installations de production hydrauliques et thermiques raccordées au RPT. Les liaisons HVDC peuvent rivaliser avec les groupes thermiques du fait de leurs capacités fondamentales de réglage de la tension et de leurs coûts de fonctionnement du réglage de la tension limités, mais le gisement qu'elles représentent est très limité. Le débranchement des condensateurs des clients industriels peut se traduire par des coûts faibles, voire des gains, dans certains cas, mais reste limité à des opportunités, comme décrit dans la section 2.5.3. Les coûts variables élevés des installations de production raccordées sur les réseaux de distribution, ainsi que les coûts fixes élevés des

moyens de compensation installés sur ces mêmes réseaux, rendent ces solutions peu compétitives par rapport aux installations de production thermiques et hydrauliques raccordées sur le réseau de transport.

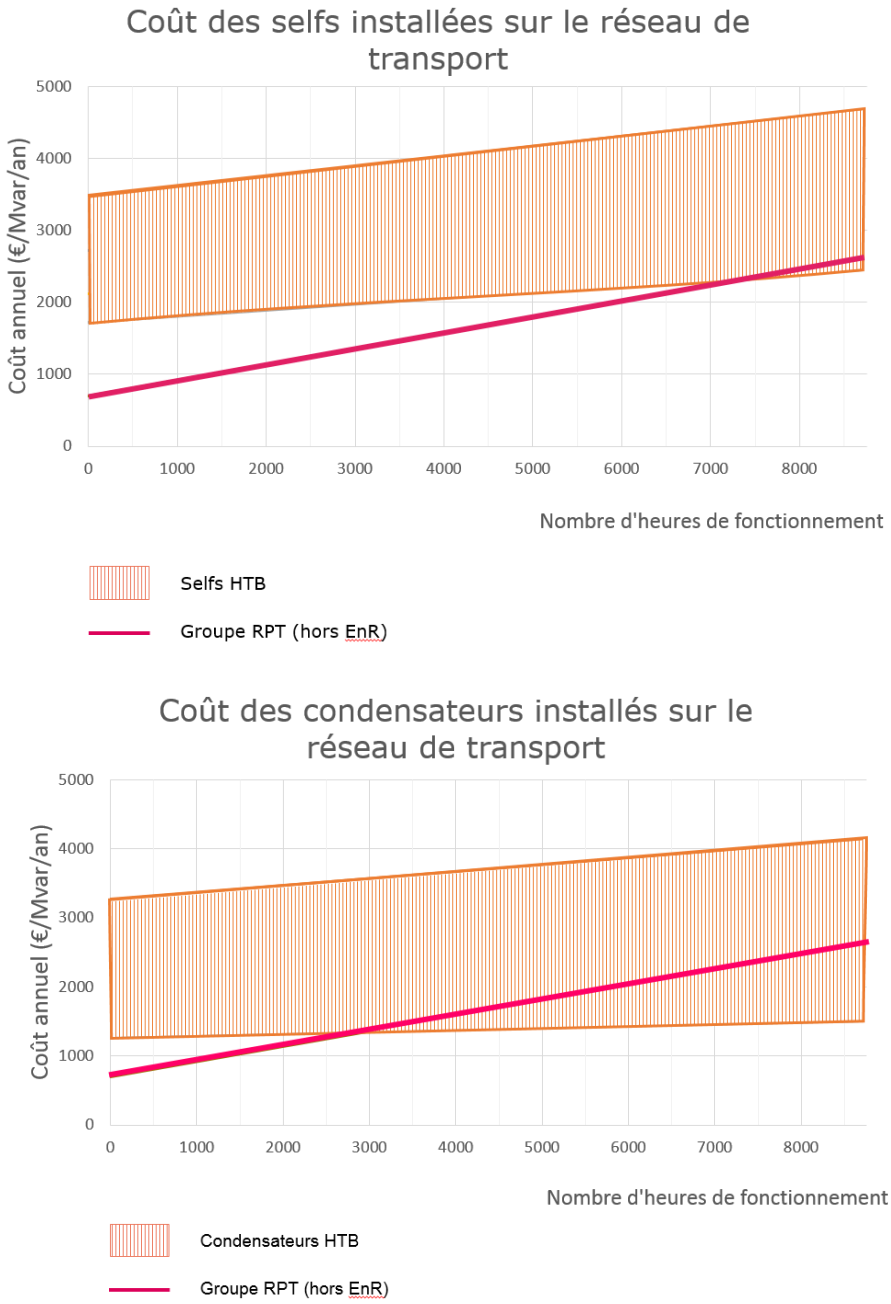


Figure 38: Coûts du réglage de la tension par les moyens de compensation installés sur le RPT et les groupes thermiques ou hydrauliques raccordés au réseau de transport

3.1.2. Il n'y a pas de réduction significative du besoin d'absorption ou de fourniture de réactif en cas de relocalisation optimale de l'ensemble des moyens de réglage de la tension

Les études réalisées ont permis d'analyser l'effet d'une relocalisation d'une grande partie des capacités de fourniture ou d'absorption sur le réseau, par exemple en imaginant que le réglage des installations de production raccordées au réseau de transport serait remplacé par l'installation de moyens de compensation installés

sur les réseaux de transport et de distribution. La localisation de ces moyens est optimisée de façon à minimiser la quantité de moyens permettant de respecter les seuils de tension dans le cas des études en tensions hautes[17], et de façon à maximiser la consommation limite avant écroulement de tension dans le cas des études en tensions basses.

Ces études ne font pas apparaître de réduction significative du besoin d'absorption ou de fourniture de puissance réactive en cas de relocalisation optimale d'une grande partie des moyens de réglage de la tension. Dans le cas des études en tensions basses, on observe que l'écroulement de tension est le fruit d'un épuisement des réserves de réactif au sein d'une large zone pouvant s'étendre du Nord à la Normandie (voir section 1.5.4). Dans le cas des études en tensions hautes, on observe que la relocalisation optimale d'une partie importante des moyens de réglage ne se traduit pas par une réduction des capacités d'absorption sollicitées (voir section 1.4.3).

Ce résultat s'explique par le caractère fortement maillé du réseau de transport et un développement historiquement cohérent du réseau et du parc de production, ainsi que par la possibilité pour RTE de solliciter via des régulations automatiques les moyens les mieux placés par rapport aux contraintes parmi un large parc de production, comme le détaille la section suivante.

3.1.3. La logique actuelle du réglage de la tension repose sur la sollicitation variable et automatisée de moyens de réglage (installations de production et moyens de compensation) répartis sur l'ensemble du réseau, ce qui assure une pertinence face à des contraintes variables

Le besoin en absorption et fourniture de réactif comporte une forte dimension locale (voir section 1.2.2). Dès lors, comment expliquer le résultat de faible sensibilité à la relocalisation d'une grande partie des moyens de réglage ?

La logique actuelle du réglage de la tension consiste à disposer d'un large parc de ressources disponibles, par le biais de l'imposition de capacités constructives au moment du raccordement. Ainsi, **RTE est assuré qu'à chaque instant la quasi-totalité des installations de production démarrées disposeront de capacités de réglage mises à disposition du réseau de transport pour le réglage de la tension. Par le biais de régulations dynamiques, il est alors possible de sélectionner parmi les installations démarrées les mieux placées pour répondre aux besoins de réglage de la tension**, y compris en activant simultanément des capacités d'absorption et de fourniture en fonction de leur localisation. Ce phénomène apparaît dans l'étude des sollicitations historiques réalisée dans la section 1.2.2, ainsi que dans le rôle fondamental joué par les capacités d'absorption dans les situations propices aux écroulements de tension (voir section 1.5.3).

C'est cette possibilité de s'appuyer sur les ressources les mieux placées à chaque instant, par le biais de régulations automatiques, qui permet à RTE de faire face aux fluctuations importantes des besoins au cours de l'année. L'analyse des sollicitations au cours de l'année révèle d'ailleurs que près de 20

[17] Dans le cas de la méthode optimisée, un critère de minimisation des pertes actives est également pris en compte dans la fonction objectif de l'optimiseur.

Gvar de plages d'absorption sont sollicités au moins une heure mais moins de 10% de l'année, de même que près de 23 Gvar de plages de fourniture (voir section 1.2.5).

3.1.4. Le dimensionnement du parc de moyens de réglage ne présente pas d'incohérence par rapport aux contraintes actuelles

Bien que les plages rémunérées puissent sembler conséquentes par rapport aux pics de sollicitation à la maille France, l'analyse de l'historique réalisée dans la section 1.2.5 révèle qu'une part très importante des plages de réglage rémunérées ont été sollicitées au cours de l'année 2016, et ce en l'absence d'incident de grande ampleur. **Le paiement d'une part fixe rémunérant les coûts de surdimensionnement d'une grande partie des installations raccordées au réseau de transport permet à RTE d'éviter le recours à des mesures coûteuses de redispatching et de respecter, à de rares exceptions près, la préséance économique sur les marchés de l'énergie.**

De plus l'analyse des coûts reprise dans la section 3.1.1 révèle qu'**il est pertinent de solliciter en priorité les installations thermiques et hydrauliques raccordées au réseau de transport, les alternatives étant souvent plus onéreuses.**

3.1.5. Toutefois, une rémunération de la part variable reflétant mieux la contribution effective des installations de production au réglage de la tension permettrait une sollicitation plus fine de différents leviers de réglage de la tension

Le système historique et actuel de réglage de la tension repose donc sur les sollicitations très variables d'un large parc de moyens de réglage (installations de production et moyens de compensation) répartis sur l'ensemble du réseau de transport, certaines plages d'absorption ou de fourniture étant très peu sollicitées au cours de l'année.

Dès lors, **baser la part variable de la rémunération des moyens de réglage de la tension, censée couvrir les coûts associés aux pertes supplémentaires ou à l'usure des installations causée par les sollicitations de réactif, sur la durée de couplage ou de fonctionnement des installations de production, et non sur leur sollicitation effective peut sembler trop simpliste**.

Cette limite avait été identifiée lors de la concertation menée en 2015-2016 sur la rémunération des installations de production contribuant au réglage de la tension, comme le rappelle la section 2.1.2. Il avait alors été estimé que l'effet redistributif réduit sur la rémunération des différents acteurs ne justifiait pas les travaux qui devraient être engagés par RTE et les acteurs pour mettre en place de nouvelles modalités de rémunération et de contrôle associées.

En effet, la mise en place de nouvelles modalités de rémunération basées sur la sollicitation effective mesurée en Mvar.h nécessiterait des développements lourds des outils de facturation et de contrôle de RTE et des acteurs. En outre, RTE devra s'assurer que les sites concernés sont

équipés de compteurs compatibles avec ce nouveau processus de rémunération.

Comme le soulignait le rapport de concertation remis à la CRE le 04 mai 2016, les comptages en réactif n'ont jamais été utilisés jusqu'à présent pour les installations de production. Pour les prendre en compte, il sera nécessaire d'identifier leur localisation (point de livraison, amont ou aval du transformateur) et d'acter les coefficients de pertes appliqués pour l'ensemble des installations en fonction des différentes typologies de raccordement.

La question doit toutefois être reposée si de nouvelles capacités et de nouveaux acteurs sont intégrés au réglage de la tension, pour des sollicitations plus ponctuelles. Une rémunération des Mvar.h effectivement fournis ou absorbés pourrait alors s'avérer plus pertinente et mieux refléter les coûts supportés par les différentes installations.

⇨ **Axe de travail numéro 1 : Approfondir l'évaluation, en vue de statuer sur la pertinence de leur mise en œuvre, des évolutions nécessaires pour permettre une rémunération plus adaptée à des sollicitations variables des plages de réglage des différents moyens, et à de nouveaux usages.**

3.2. En revanche, la logique actuelle de réglage de la tension, qui repose sur un recours à l'installation de moyens de compensation limité aux cas où des prescriptions minimales imposées aux installations de production ne permettent pas de régler l'ensemble des contraintes, sera moins pertinente à l'avenir

3.2.1. Alors que les coûts de réglage de la tension par une installation hydraulique ou thermique sont très inférieurs aux coûts de moyens de compensation, et ce pour tout type d'usage, ce n'est pas le cas pour l'ensemble des EnR qui constitueront une très grande partie des capacités raccordées aux réseaux de transport ou de distribution

Les installations historiquement raccordées au réseau de transport étaient des installations thermiques ou hydrauliques, aux coûts de réglage de la tension modérés et nettement compétitifs pour tout type d'usage par rapport à l'installation de moyens de compensation sur le réseau de transport. La question de privilégier systématiquement la sollicitation et la rémunération des installations de production par rapport au recours à des alternatives comme l'investissement dans les moyens de compensation ne se posait donc pas.

La très grande majorité des projets d'installations de génération en cours de développement aujourd'hui sont des installations renouvelables qui se raccordent principalement sur le réseau de distribution. Les coûts d'investissement et de fonctionnement auxquels sont exposées ces installations pour disposer de capacités de réglage de la tension peuvent

être plus importants que ceux des groupes thermiques ou hydrauliques raccordés en HTB.

L'exemple le plus parlant est celui des installations éoliennes de type III ayant recours à l'installation de moyens de compensation sur leur installation pour respecter les exigences réglementaires de réglage de la tension (voir sections 2.1.4 et 2.3.2). Cet exemple montre bien que les coûts fixes de ces installations seront proches de ceux des moyens de compensation installés sur le réseau de transport, avec en outre des coûts financiers supplémentaires pour un producteur exposé au risque d'évolutions de la rémunération du service de réglage la tension, et des pertes plus importantes en cas de sollicitation, le courant devant transiter dans le câble reliant l'installation au poste-source.

Même dans le cas des installations disposant de capacités natives de réglage de la tension plus importantes, comme les éoliennes de type IV ou les onduleurs des parcs photovoltaïque, le coût des pertes peut être suffisamment important pour rendre ces solutions peu compétitives par rapport aux selfs. C'est notamment le cas lorsque les sollicitations se font durant une période conséquente de l'année, supérieure à 2500 heures, comme on peut le constater sur la Figure 39.

Dès lors, l'arbitrage entre moyens de compensation et réglage par les installations de production n'apparaît plus aussi évident, a fortiori lorsque l'installation de moyens de réglages dynamiques n'est pas justifiée par un besoin auquel ne répondraient pas les moyens statiques.

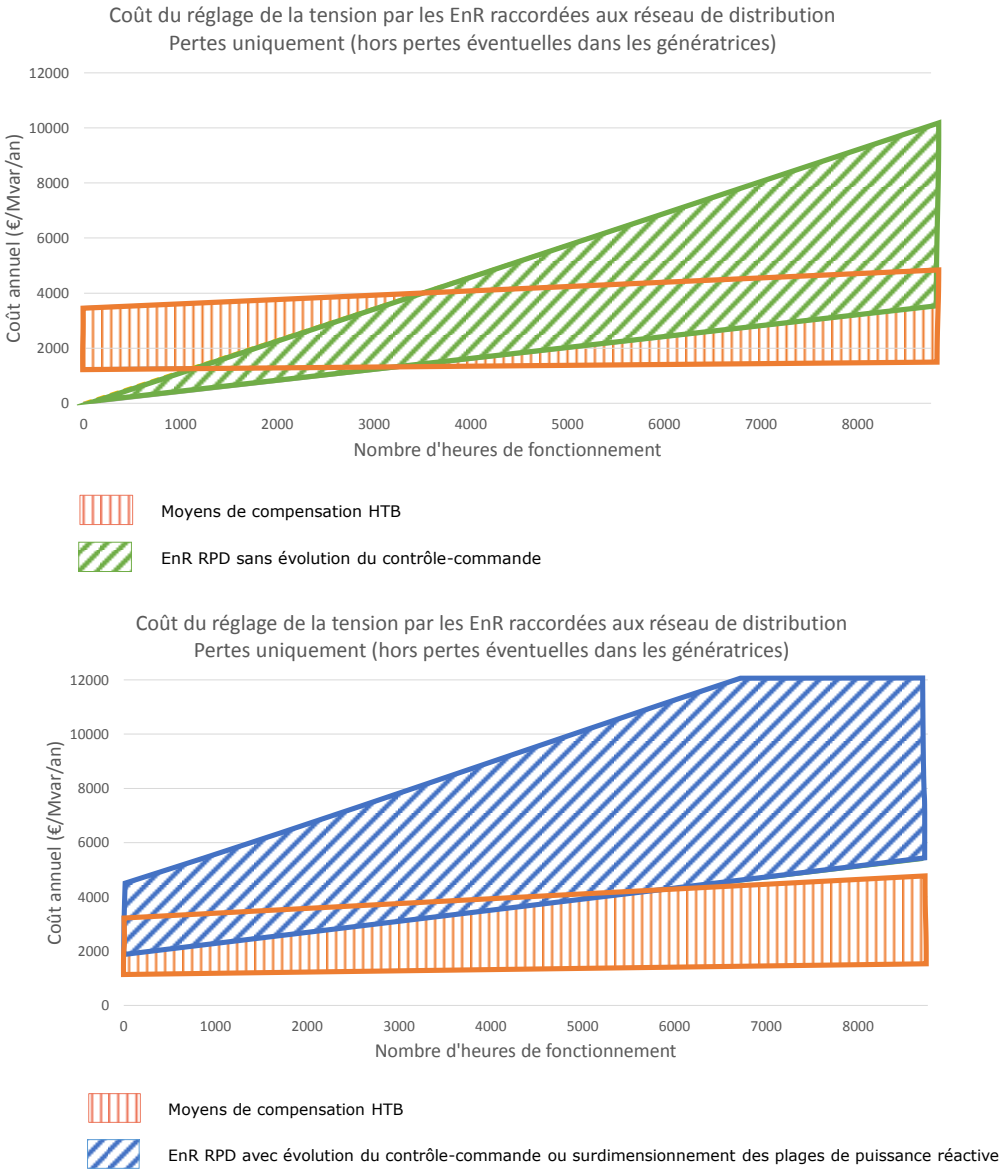


Figure 39: Coûts du réglage de la tension par les moyens de compensation installés sur le RPT et les EnR raccordées aux réseaux de distribution

Ce résultat reste vérifié pour les EnR raccordées au réseau de transport, comme l'illustre la Figure 40, qui synthétise les éléments présentés dans la section 2.1.4 consacrée aux coûts fixes et variables des EnR raccordées au réseau de transport.

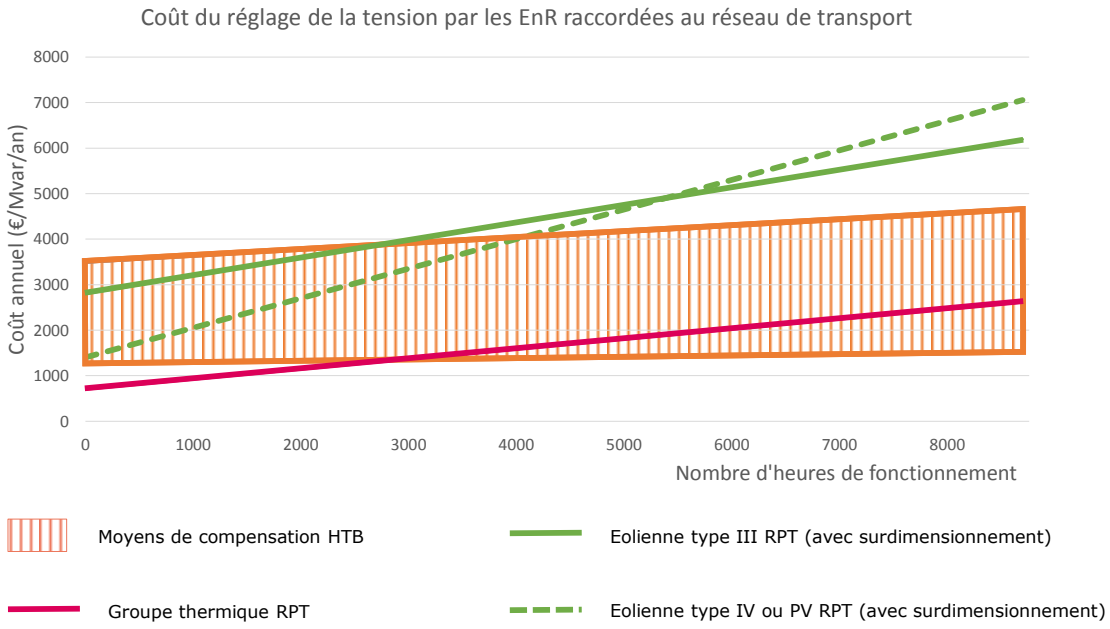


Figure 40: Coûts du réglage de la tension par les moyens de compensation installés sur le RPT et les installations de production (y compris EnR) raccordées au réseau de transport

3.2.2. Les moyens actuels pourraient s'avérer insuffisants ou peu adaptés pour répondre à des contraintes de tensions hautes plus importantes dans le futur

Historiquement, les installations de production étaient en quasi-totalité raccordées au réseau de transport. Ainsi, à chaque instant, RTE était assuré que l'intégralité des installations de production démarrées pouvait contribuer au réglage de la tension sur le réseau de transport. De plus, les contraintes de tensions les plus prégnantes étaient des contraintes de tensions basses, aux périodes de forte charge, durant lesquelles il est probable qu'une très grande partie des installations de production soient démarrées et puissent contribuer au réglage de la tension sans que des mesures de redispatching soient nécessaires.

Aujourd'hui, une part croissante des raccordements d'installations de production se font au niveau des réseaux de distribution, comme le soulignent les chiffres tirés du *Panorama de l'électricité renouvelable* cité dans la section 2.3.1. Ces installations présentent des coûts marginaux de production nuls et sont donc les premières dans la préséance économique sur les marchés de l'énergie.

En outre, les contraintes en tensions hautes se font plus prégnantes, à des périodes de creux lors desquelles moins d'installations de production sont démarrées. **Il sera donc de plus en plus probable à l'avenir que les besoins les plus élevés d'absorption de puissance réactive par les moyens de réglage se produisent au moment où une grande partie des installations de production raccordées au RPT ne seront pas démarrées et ne pourront donc pas contribuer au réglage de la tension.**

Ce phénomène risque d'autant plus de se produire que la baisse de la consommation de puissance réactive décrite dans le paragraphe 1.2.6 contribuera à des contraintes de tensions hautes plus importantes. C'est ce qu'illustrent les situations initiales des études en tensions hautes à horizon 2023 et 2028 : en l'absence d'un recours à d'autres moyens de réglage, les seuils de tensions hautes

ne peuvent être respectés. En 2028, on constate des tensions HTB2 s'élevant jusqu'à 257,8 kV supérieures de 12 kV aux seuils admissibles en régime permanent.

Dès lors, **un recours de plus en plus fréquent à des mesures de redispatching ou la sollicitation de moyens de compensation synchrone coûteux ne seront évités que si le recours à d'autres moyens de réglage est possible**. Ces alternatives ne devront pas se limiter au développement de réseau, comme le détaille la section suivante.

3.2.3. A l'exception de solutions de développement de réseau, RTE ne dispose pas d'alternatives à la contractualisation pérenne d'installations de production raccordées au réseau de transport. Il est important de développer un catalogue de solutions alternatives pour garantir la sûreté du système au meilleur coût pour la collectivité.

Lors de la concertation menée en 2016 sur la rémunération des services systèmes de réglage de la tension, il n'est pas apparu nécessaire de distinguer de grandes familles de technologies.[18] Les capacités de réglage de la tension des installations thermiques ou hydrauliques raccordées au réseau de transport, qui constituaient l'intégralité du parc de production rémunéré en 2016 au moment de la concertation, reposent fondamentalement sur le surdimensionnement de leur alternateur et du transformateur de l'installation. Les coûts du réglage de la tension par ces différentes installations peuvent être considérés comme étant équivalents.

En revanche, l**es différents moyens de réglage présentés dans ce rapport reposent sur des technologies fondamentalement différentes de réglage de la tension, à des niveaux de tension potentiellement très différents, et sur la base d'installations de taille allant de moins de 10 MW, dans le cas des installations raccordées au RPD, à plus de 1000 MW dans le cas des liaisons HVDC. Dès lors, la question d'un cadre contractuel permettant une rémunération adaptée pour ces moyens doit être posée.**

Le cadre contractuel devrait notamment prendre en compte l'évolutivité potentielle de la rémunération effective de ces acteurs dans la durée si RTE recourt aux leviers les plus pertinents, de façon dynamique, au regard des besoins de réglage de la tension qui évoluent dans le temps avec le mix énergétique et le réseau.

La mise en place d'un cadre contractuel adapté, définissant le périmètre des installations concernées et les capacités exigées, permettra également d'évaluer plus précisément le gisement de ressources disponibles pour le réglage de la tension. Le gisement du réglage de la tension par les producteurs raccordés au réseau de distribution dépend ainsi de plusieurs hypothèses clés, dont l'impact considérable a été mis en lumière dans la section 2.3.1. Seuils de puissance active minimale, modes de réglage de la tension, restriction du cadre contractuel à des installations raccordées en départ direct, peuvent contribuer à réduire le gisement de plusieurs ordres de grandeurs.

[18] Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 23 septembre 2016 portant orientations sur le système de rémunération des Services Système Tension

⇨ **Axe de travail numéro 2 : mettre en place un cadre contractuel permettant le recours à différentes solutions alternatives selon des modalités et un prix différents en fonction de la nature de l'installation, et ce en s'assurant de la pertinence du modèle économique global.**

3.2.4. Au vu des premières analyses présentées dans ce rapport, il n'existe pas de hiérarchie claire entre les solutions qui soit valide pour l'ensemble des contraintes, ni de capacités de réglage standard auxquelles ces solutions puissent être adaptées.

Plusieurs solutions alternatives au réglage de la tension par les installations de production raccordées au réseau de transport sont étudiées dans ce rapport. Certaines sont caractérisées par des coûts variables très importants : c'est le cas des éoliennes de type IV raccordées au réseau de distribution. D'autres sont caractérisées par des coûts fixes importants : c'est le cas des moyens de compensation installés sur le réseau de transport. Certaines sollicitations impliquent des investissements de long terme : c'est le cas lorsqu'elles amènent un producteur à faire évoluer ses installations pour disposer de plages conséquentes quelle que soit la puissance active. D'autres sollicitations sont de nature plus ponctuelle : c'est le cas par exemple d'un changement de consigne d'installations raccordées au réseau de distribution disposant déjà de capacités de réglage de la tension, ou du débranchement des condensateurs par un client industriel au cours de l'été.

En fonction de leurs propriétés, certaines technologies vont se prêter à des sollicitations de longue durée ou demeurant pertinentes dans le long terme. C'est le cas d'un moyen de compensation raccordé au réseau de transport, ou d'une liaison HVDC dont les coûts variables de réglage de la tension sont relativement faibles.

D'autres technologies se prêteront à des usages plus sporadiques ou à la pérennité plus incertaine : cela serait le cas d'un changement de consigne des producteurs raccordés en HTA durant quelques week-ends d'un mois d'été sujet à des phénomènes de tensions hautes. De telles technologies seraient également propices pour constituer des solutions d'attente, par exemple pour combler le délai d'installation d'une self et faire face à des contraintes de tensions hautes n'ayant pas été suffisamment anticipées.

Dès lors, **il apparaît nécessaire d'être en mesure d'accommoder un mix de *moyens de pointe de réglage de la tension*, et de *moyens de base de réglage de la tension*.** Ce besoin n'est pas indépendant du premier axe de travail identifié plus haut. Si des ressources plus coûteuses doivent être sollicitées en complément ponctuel des installations contribuant aujourd'hui au réglage de la tension, il est essentiel que des formules de rémunération adaptées à des sollicitations plus variables soient mises en place.

⇨ **Axe de travail numéro 3 : Mettre en place un cadre contractuel favorisant l'articulation de moyens, temporaires ou pérennes, de base et de pointe, de gestion de la puissance réactive.**

ANNEXE 1 : CAHIER DES CHARGES DES ETUDES

Ce document synthétise les cahiers des charges des études visant à analyser le besoin de RTE de réglage de la tension, pour la gestion des tensions hautes d'une part, et la gestion des tensions basses d'autre part.

Il contient une description des scénarios analysés, des méthodes employées, ainsi que des résultats ciblés.

Les travaux réalisés visent à établir une méthode et des grands principes de réglage de la tension, dans le but d'optimiser la réponse aux besoins du RPT. Les études se concentrent sur l'interprétation de la variation des sollicitations entre les différentes situations, plutôt que sur le niveau absolu de ces sollicitations, qui dépend fortement des hypothèses retenues pour le calage du fichier initial.

4.1. Cahier des charges des études en tension haute

4.1.1. Scénarios analysés

L'étude de référence est réalisée à la maille France, à un horizon 2023, cohérent avec une évolution du cadre contractuel à horizon TURPE 6.

Une variante correspondant à un horizon plus lointain est également réalisée, afin de tester la robustesse de la méthode et des résultats dans un scénario 2028 présentant une augmentation importante de la production des énergies renouvelables et une réduction importante du nombre de groupes nucléaires en fonctionnement.

Le point considéré est représentatif d'un point type « dimanche juin 7h », qui correspond à un creux de consommation souvent associé à des contraintes en tensions hautes.

Deux points d'études sont utilisés classiquement par RTE à divers horizons pour étudier les contraintes en tensions hautes :

- un point de consommation *10 heures*, correspondant à la 10ème heure de l'année sur 8760 pour laquelle la consommation est la plus basse, avec un démarrage de la production EnR au niveau de la médiane annuelle ;
- un point de consommation *170 heures,* avec un démarrage de la production EnR plus important correspondant au 95ème centile.

Ces deux points représentent des situations où les lignes du RPT sont particulièrement peu chargées, susceptibles de générer des problématiques de tensions hautes.

Après analyse, **on privilégie dans les études réalisées ici à la maille France un point *170 heures*,** plus susceptible de refléter les périodes de contraintes dimensionnantes dans un contexte de fort développement de la production EnR.[19]

4.1.2. Hypothèses de référence et variantes

Les hypothèses de consommation active et réactive sont celles d'un point dimanche juin 7h pour les horizons d'études considérés. La consommation active est proche de celle d'un point de la 170ème heure de la monotone de consommation. La consommation réactive est cohérente avec cette consommation active. Sur les

[19] Localement, d'autres situations peuvent toutefois s'avérer plus contraignantes.

points considérés, les flux de réactif à l'interface RPD/RPT correspondent à des injections de réactif sur le réseau de transport. Ces injections sont plus élevées en 2028, du fait des évolutions structurelles du RPD qui tendent à le rendre plus capacitif (mises en souterrain des lignes, raccordement de la production HTA, possible évolution structurelle de la consommation des clients raccordés au RPD…).

Compte tenu des incertitudes associées à la prévision de consommation réactive, on fait le choix de tester une variante à horizon 2023, avec une tangente Phi nulle à l'interface RPD/RPT.

Les hypothèses de consommations active et réactive sont résumées dans le Tableau 9.

	2023	2023 Variante Tan Phi = 0	2028
Consommation active France	30,5 GW	30,5 GW	30,0 GW
Consommation réactive France	- 4,2 Gvar (Fourniture de réactif)	0,8 Gvar (Absorption de réactif)	- 5,7 Gvar (Fourniture de réactif)

Tableau 9: Hypothèses de consommations active et réactive

Les hypothèses de production installée sont résumées dans le Tableau 10. Les hypothèses 2028 tiennent compte d'un déclassement des sites de Bugey, Dampierre, Cruas, Blayais St Laurent et Tricastin, ainsi que du déclassement de deux tranches à Chinon et de 4 tranches à Gravelines. D'autres combinaisons auraient pu être retenues.

Les hypothèses de production EnR démarrée correspondent à un démarrage au 95^{e} percentile France (soit 14 GW hors hydraulique et biomasse dans le scénario 2023, et 26 GW dans le scénario 2028). Sur les points de consommation étudiés, la moitié des groupes de chaque site nucléaire fonctionnent en 2023, tandis que l'ensemble des groupes nucléaires restant après déclassement sont démarrés en 2028. Les groupes thermiques sont à l'arrêt, les stations de pompage sont à l'arrêt ou en pompage. Entre 2023 et 2028, on augmente également de 500 MW la production démarrée de biomasse.

On considère que toutes les installations raccordées au niveau de tension HTB contribuent initialement au réglage de la tension, à la différence de l'ensemble des installations raccordées au niveau de tension HTA.

	2023	2028
Nucléaire	57 groupes	29 groupes
Eolien onshore (HTB et HTA)	17 GW	32 GW
Eolien offshore	2,5 GW	5,5 GW
PV (HTB et HTA)	13 GW	29 GW
Hydraulique	30 GW	30 GW

Tableau 10: Hypothèses de capacité de production installée

La capacité des interconnexions à 2023 repose sur une hypothèse de mise en service des interconnexions IFA2, Savoie-Piémont et Eleclink. Les variantes de robustesse à 2028 tiennent compte des nouvelles interconnexions mises en service sur cette période. Le réglage des liaisons HVDC VSC est sollicité au maximum de leur capacité d'absorption de réactif, après prise en compte de contraintes résultant du respect de seuils de tension limite au niveau de ces liaisons. Le réglage de ces liaisons est ensuite bloqué pour faciliter les comparaisons entre différentes situations.

Les moyens de compensation installés sur le réseau sont sollicités au maximum de leur capacité. Ainsi, les condensateurs sont mis hors service en base, tandis que les selfs sont mises en service en base. Les CSPR absorbent au maximum de leur capacité d'absorption. Par ailleurs, on ne remet pas en cause les décisions d'installations de self sur la période.

Les échanges de réactif aux interconnexions sont à des niveaux comparables à ceux observés lors des creux d'été, avec un import de réactif qui contribue à l'apparition de contraintes de tensions hautes dans la situation initiale. Les échanges de réactif aux interconnexions sont ensuite limités pour éviter une trop grande intervention des pays étrangers sur les résultats de l'étude à la maille France.

4.2. Cahier des charges des études en tension basse

4.2.1. Scénarios analysés

L'étude de référence est réalisée à un horizon 2023, cohérent avec une évolution du cadre contractuel à horizon TURPE 6.

Une analyse statique sera réalisée à la maille France. En revanche, pour des raisons de limites des outils (limitation du nombre de composants simulés en dynamique), **l'analyse dynamique sera découpée en quatre parties** correspondant aux zones Nord-Ouest (Centre exploitation de Nantes, Paris et Lille), Sud-Ouest (Centre exploitation de Toulouse), Sud-Est (Centre exploitation de Marseille) et Est (Centre Exploitation de Nancy et Lyon). Sur chacune des zones,

tous les niveaux de tension seront décrits ; hors de ces zones, seul le réseau HTB2 et HTB3 sera modélisé.

Le point considéré est représentatif d'un pic de consommation d'hiver, correspondant à un risque centennal d'écroulement de tension sur perte d'ouvrage.

4.2.2. Hypothèses de référence et variantes

Les hypothèses de consommation active et réactive sont celles d'une pointe de consommation (valeur dépassée 10h par an en moyenne). La consommation active (hors pertes) est de 93 GW, tandis que la consommation réactive est égale à près de 17 Gvar.

Les hypothèses de production installée et de taux de démarrage sont synthétisées dans le Tableau 10. Ces hypothèses correspondent à un taux de démarrage de l'éolien terrestre égal à 5% de la puissance maximale, un démarrage de l'éolien offshore à 9% de la puissance maximale, et une production photovoltaïque nulle en cohérence avec l'hypothèse de pointe d'hiver. Les échanges de puissance active sur les interconnexions en courant alternatif sont adaptés à une situation de forte consommation (import de 13 GW).

	Puissance installée	Puissance démarrée
Nucléaire	63 GW	57 GW
Eolien	19 GW	1 GW
PV	12 GW	0 GW
Hydraulique	26 GW	12 GW
Thermique	18 GW	12 GW

Tableau 11: Hypothèses de capacité de production installée pour les études en tension basse

La topologie du réseau est adaptée en fonction des schémas usuellement appliqués l'hiver en période de forte consommation. A l' exception de l'Espagne, la description des pays étrangers est réduite aux postes frontières. Le réseau espagnol est modélisé en raison du bouclage important entre HVDC et réseau alternatif, et des niveaux d'échanges élevés dans certaines variantes.

La capacité des interconnexions à 2023 repose sur une hypothèse de mise en service des interconnexions IFA2, Savoie-Piémont et Eleclink. Les variantes de robustesse à 2028 tiennent compte des nouvelles interconnexions mises en service sur cette période. La capacité en puissance réactive des liaisons VSC est mise à contribution.

Les échanges de réactif aux interconnexions sont imposés à zéro.

ANNEXE 2 : EXPERIMENTATIONS MENEES AVEC LES PRODUCTEURS ENR

5.1. Hauts-de-France 2016

5.1.1. Périmètre de l'expérimentation

Une première expérimentation a été menée dans les Hauts-de-France lors de trois week-ends du mois d'août 2016. Elle a associé RTE, Enedis, et deux producteurs, pour un total de 7 parcs éoliens raccordés sur des départs directs HTA, correspondant à 71 MW de puissance installée, répartis sur 4 postes HTB/HTA.

Cette expérimentation répondait à deux objectifs :

- tester l'efficacité sur la tension du réseau HTB de l'absorption de réactif par des installations de production éoliennes raccordées sur le réseau de distribution ;
- tester la mise en œuvre opérationnelle de sollicitation de ces capacités via Enedis, suite à demande de RTE sur contraintes de tensions hautes HTB.

Les installations de production ont reçu via Enedis au début de chaque week-end deux consignes prédéfinies différentes, compatibles avec leur plage de réactif et leur capacité à recevoir des consignes de réglage, et à appliquer durant tout le week-end :

- Dans le premier cas, des consignes en absorption fixe (Q=-0.33 Pmax, pour P>10% Pmax) ont été communiquées par RTE à Enedis, puis transmises par Enedis à l'installation de production via le DEIE de l'installation.
- Dans le second cas, des consignes en Tangente Phi fixe (Tan φ =-0.33) ont été transmises par Enedis par un appel téléphonique au chargé d'exploitation des installations de production.

Une consigne de retour à la normale était envoyée par Enedis le lundi matin.

5.1.2. Enseignements

Ces expérimentations ont permis de valider la faisabilité technique et opérationnelle de sollicitation des capacités d'absorption de réactif d'installations de production raccordées en HTA via Enedis, sur besoin de RTE, pour des contraintes de tensions hautes HTB.

Elles ont également permis de constater un impact positif local de l'absorption de réactif par les installations raccordées en HTA sur les tensions du réseau de transport. Cet impact s'est toutefois avéré insuffisant pour contribuer significativement à lever des contraintes HTB régionales.

Enfin l'expérience a souligné le besoin de coordonner l'activation de ces moyens entre gestionnaires du réseau de transport et de distribution. Des problèmes de butée régleur des transformateurs HTB/HTA ont par exemple été observés au moment de ces activations. Une étude Enedis a également mis en évidence qu'un appel synchrone d'absorption de réactif pouvait éventuellement générer des à-coups de tension sur le réseau HTA.

5.2. Hauts-de-France 2017

5.2.1. Périmètre de l'expérimentation

Une deuxième expérimentation a été menée dans les régions Hauts-de-France et Champagne-Ardenne durant l'été 2017. Cette expérimentation visait à solliciter des installations de production éoliennes raccordées au RPD sur un périmètre beaucoup plus large que celui de l'expérimentation 2016 et sur une durée plus longue, afin d'évaluer l'effet de ces sollicitations sur les contraintes de tension du réseau HTB. Pour des raisons techniques développées dans la section 2.3.1, l'expérimentation s'est limitée aux parcs éoliens de plus de 10 MW raccordés en départs dédiés HTA au réseau exploité par Enedis. Ce gisement représentait dans la zone concernée 104 parcs pour 1200 MW de puissance installée.

Le projet d'expérimentation a été construit et présenté par RTE et Enedis au SER et à la FEE, qui ont relayé la proposition à leurs adhérents. Suite à l'envoi par Enedis aux 104 sites identifiés d'une proposition de participation à l'expérimentation (avenant au CARD-I à durée limitée), 59 parcs éoliens (correspondant à 640 MW de puissance installée) ont participé, soit un peu plus de la moitié des parcs.

Après échange entre RTE et Enedis, Enedis a demandé aux producteurs de respecter un bandeau en Tangente Phi de [-0,15 ;-0,25] durant toute la période de l'expérimentation, qui s'est tenue du 22 mai au 31 août.

5.2.2. Enseignements

L'analyse par RTE des données de comptage agrégées par Poste HTB/HTA et fournies par Enedis et de données fournies directement par certains producteurs a permis de vérifier la capacité de la quasi-totalité des parcs participants à l'expérimentation à respecter la consigne imposée, avec une tangente Phi moyenne de -0,179 sur la durée de l'expérimentation. Cette contribution à la gestion des tensions HTB s'est faite sans que des contraintes de tension soient observées sur le réseau HTA.

Sur la base des données transmises par Enedis et les producteurs, deux types d'analyses ont été réalisées par RTE, afin d'évaluer la contribution de l'expérimentation au réglage de la tension dans la zone.

Une première analyse a consisté à mesurer l'impact moyen de l'expérimentation sur les tensions dans la zone. RTE a ainsi comparé les tensions maximales atteintes dans plusieurs postes de la zone de l'expérimentation, en 2016 et 2017, pour des niveaux de production éolienne similaires. On constate sur la Figure 41, tirée de cette analyse, et de façon similaire aux autres postes situés dans la zone :

- Une tendance moyenne de hausse des tensions en cas de production éolienne plus importante, en 2016 comme en 2017 ;
- Une tension moyenne plus basse en 2017 qu'en 2016 en l'absence de vent, qui reflète une situation plus favorable y compris en l'absence d'expérimentation ;
- Une atténuation de la hausse des tensions en période de vent fort en 2017, par rapport à 2016, qui traduit un effet bénéfique de l'expérimentation.

Ces résultats correspondent cependant à des tendances moyennes au sein d'une forte diversité de situations. Le coefficient de détermination des régressions

présentées sur la Figure 41 est faible, ce qui traduit l'influence des facteurs non explicités dans la régression : plan de production et de consommation, topologie du réseau et échanges aux frontières.

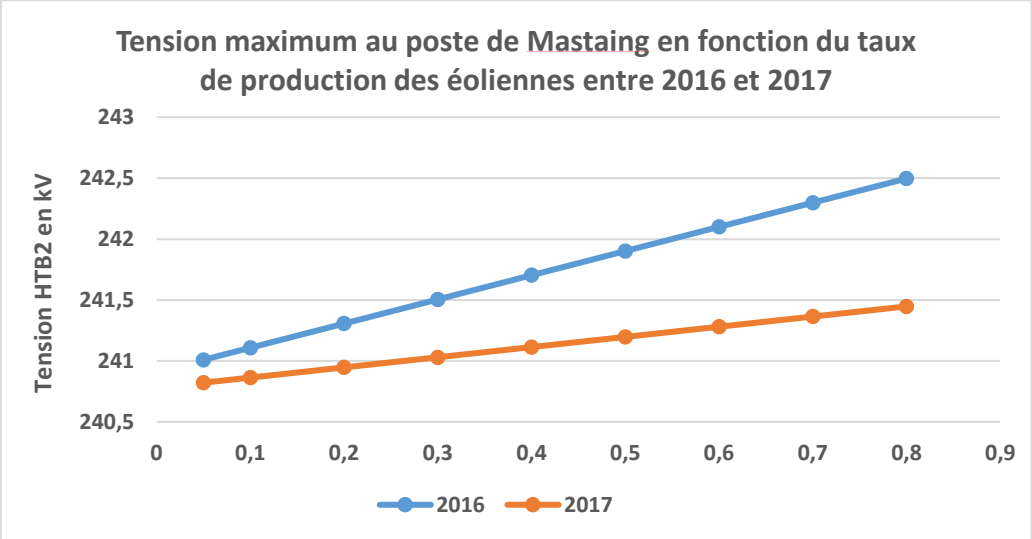


Figure 41 : Régression linéaire de la tension au poste de Mastaing en fonction du taux de charge de la production éolienne dans la zone concernée par l'expérimentation.

Une seconde analyse a consisté à simuler les situations de réseau rencontrées durant l'été 2017 sans l'effet de l'expérimentation (sans absorption de réactif par les installations de production raccordées au RPD) afin de les comparer aux situations réelles avec effet de l'expérimentation. Ces études démontrent l'influence de l'absorption de réactif par la production HTA sur la tension HTB, y compris sur le réseau HTB2.

- Dans certains des points étudiés, avec des conditions de production éolienne particulièrement favorables, l'absorption de réactif par la production raccordée en HTA a permis de réduire les tensions HTB2 de 1,5 kV à 2 kV au niveau des postes de la zone.
- Dans d'autres situations moins favorables, avec un facteur de charge des installations éoliennes de la zone proche de 20%, l'expérimentation a permis une réduction des tensions HTB2 de l'ordre de 0,5 kV.

Les différentes simulations réalisées ont également permis de constater un gain qualitatif en cas de réglage par la production HTA diffuse. Alors que l'absorption de réactif par les installations de productions raccordées en HTB a tendance à abaisser de façon plus forte et plus localisée le plan de tension 225 kV, l'absorption des installations de production HTA permet d'abaisser le plan de tension 225 kV d'une façon plus uniforme et étendue.

Cette expérimentation et les analyses qui ont suivi ont donc permis de vérifier l'atténuation des contraintes de tensions hautes du RPT en cas d'absorption de réactif par la production éolienne raccordée en HTA, et ce sans apparition de contraintes sur le réseau de distribution. Les modalités statiques de l'expérimentation, avec une valeur de tangente phi identique sur toute la période de l'expérimentation, ont toutefois conduit à des situations locales de tension basse HTB durant l'expérimentation, illustrant ainsi l'intérêt de disposer de consignes dynamiques.

L'expérimentation a également permis de vérifier la performance des installations ayant accepté de participer à l'expérimentation. Toutefois, il est apparu difficile de

mobiliser l'ensemble des producteurs HTA pour effectuer du réglage de tension dans le cadre de l'expérimentation, sans qu'une distinction claire puisse être effectuée entre des incapacités techniques à modifier leur tangente phi conformément à l'avenant CARD-I proposé par Enedis ou un faible intérêt pour les expérimentations en l'absence de rémunération associée. RTE et Enedis poursuivent les travaux engagés avec les producteurs pour affiner leur compréhension des capacités des installations de productions.

5.3. Fléac 2017

5.3.1. Périmètre de l'expérimentation

L'expérimentation réalisée dans la zone du poste de Fléac en 2017 répondait à la volonté de RTE de tester la sollicitation dynamique des plages de réactif d'installations de productions éoliennes raccordées en HTA via Enedis. L'objectif était de tester un changement dynamique des consignes d'absorption de réactif des installations de production HTA sur sollicitations de RTE pour résoudre des contraintes de tension sur le RPT, selon les modalités suivantes :

- Envoi par RTE à Enedis d'une pré-alerte en J-4 ;
- Envoi par RTE à Enedis par mail en J-1 de la demande d'absorption de réactif ;
- Envoi par Enedis le jour J aux installations de production HTA via leur DEIE des consignes de réactif.

Sur la base des retours d'expérience des années précédentes, RTE avait pré-identifié 20 plages de 12 heures (dont 12 de nuit le week-end) au cours desquelles les producteurs pouvaient être sollicités.

Dans cette zone du Poitou-Charentes, neuf parcs éoliens raccordés en départ direct sur le réseau d'Enedis avaient été pré-identifiés, pour un total de 95 MW de puissance installée.

5.3.2. Enseignements

RTE et Enedis ont rencontré des difficultés dans la mise en œuvre de l'expérimentation sur la zone de Fléac. Seuls deux parcs sur les neufs parcs contactés, pour une puissance installée totale de 28 MW, ont été en mesure de participer à l'expérimentation. Cette participation faible résulte d'une conjonction de facteurs défavorables :

- La nécessité de remplacer les DEIE d'ancienne génération dans le cas des installations raccordées avant 2011 (cinq installations sur neuf dans la zone ciblée par l'expérimentation) ;
- La nécessité pour d'autres installations d'évolutions du contrôle-commande ou du câblage des installations avec le DEIE, afin de répondre aux exigences

techniques de l'expérimentation, que les producteurs n'ont pas voulu entreprendre ;
- La difficulté pour les exploitants des parcs à justifier l'expérimentation auprès des propriétaires des parcs.

L'expérimentation a donc permis de souligner certaines des difficultés qui devront être prises en compte afin de rendre possible le recours à des sollicitations dynamiques de la production raccordée en HTA.

En revanche, dans le cas des deux parcs ayant participé à l'expérimentation, la chaîne de contractualisation, communication, et exploitation a bien fonctionné. La contractualisation s'est faite via la signature de conventions tripartites entre RTE, Enedis et les producteurs.

5.4. Var 2017

5.4.1. Périmètre de l'expérimentation

Cette expérimentation a été menée dans le Var durant deux jours du mois de Juin 2017, et a associé RTE, Enedis et un producteur exploitant 7 parcs photovoltaïques pour un total de 57 MW.

Elle visait à répondre à des contraintes de tensions hautes en cas de consignation d'ouvrages RTE pour travaux, dans une zone où la puissance installée des installations photovoltaïques raccordée en HTA est importante et susceptible de générer des contraintes de tensions hautes en cas de facteur de charge important. L'absorption de réactif par ces installations permet le respect des seuils de tensions hautes sans avoir à limiter la puissance active injectée par ces installations.

L'expérimentation a consisté à solliciter les capacités d'absorption des installations par des consignes d'absorption de réactif fixes correspondant à des Tan Phi de l'ordre de -0,2 à -0,4. Ces consignes ont été transmises aux installations via le centre de contrôle du producteur, après accord entre RTE et Enedis.

5.4.2. Enseignements

L'expérimentation a permis de vérifier l'efficacité de l'absorption de réactif sur la gestion des contraintes de tensions hautes associées à des consignations dans la zone, avec une réduction de la tension locale allant jusqu'à 3kV, et sans avoir à réduire la production d'énergie active des installations de production EnR.

La chaîne de communication implémentée a témoigné d'une bonne communication entre les équipes opérationnelles de RTE, Enedis, et du Producteur. Le passage des consignes via le centre de commande du producteur a permis une bonne réactivité.

L'expérimentation a en revanche fait apparaître les limites du DEIE actuellement installé sur ces installations, ce qui a justifié le passage de consignes via le centre de contrôle commande du producteur. Cette limite technique conduit à une réduction du gisement potentiel. Ainsi, un producteur de la zone disposant de deux parcs, ainsi qu'une installation appartenant au producteur retenu dans le cadre de l'expérimentation, n'ont pas pu participer à l'expérimentation. Les évolutions techniques engagées par Enedis avec le déploiement des e-DEIE permettront un

recours plus aisé à des sollicitations dynamiques des capacités d'absorption ou de fourniture de réactif des installations.

5.5. Smart Grid Vendée

5.5.1. Périmètre de l'expérimentation

Le projet de démonstrateur Smart Grid Vendée, financé par l'ADEME, permet de tester le fonctionnement et l'intégration d'un certain nombre de nouvelles technologies permettant l'intégration massive des productions d'énergie renouvelable sur les réseaux, afin de démontrer (ou non) leur efficacité. Parmi les solutions prometteuses étudiées dans le cadre de ce consortium, une fonction avancée de régulation **dynamique de puissance réactive à l'interface RPD/RPT a été mise au point par Enedis et expérimentée dans le cadre de ce projet.**

Cette fonction avancée actionne de manière coordonnée différents leviers de réglage, notamment les enclenchements – déclenchements de condensateurs HTA ainsi que la contribution d'installation de production HTA sur départs dédiés lorsque celle-ci est possible, afin de respecter automatiquement le gabarit de facturation de puissance réactive à l'interface RPD/RPT. D'autres modalités sont testées pour permettre de sortir de ce mode automatique et répondre à des consignes ponctuelles de fourniture ou d'absorption de puissance réactive transmises par RTE à Enedis, pour répondre à des besoins de réglage de la tension HTB sur le réseau de transport.

Une première expérimentation avait déjà été menée dans l'Aube sur un poste HTB/HTA avec un seul producteur associé sur l'hiver 2014-2015.

Pour le démonstrateur Smart Grid Vendée, le périmètre est plus large et valide le fonctionnement de l'algorithme sur des PS avec plusieurs transformateurs et producteurs. L'expérimentation associe cinq installations de production, pour une puissance installée totale de 58 MW, ainsi que 16 Mvar de condensateurs HTA répartis sur 4 postes HTB/HTA

5.5.2. Enseignements

L'algorithme testé a démontré son bon fonctionnement pour le respect du gabarit de puissance réactive à l'interface RPT/RPD, ainsi que sa capacité à répondre à des consignes ponctuelles d'absorption de réactif transmises par RTE lorsque les parcs produisent à des puissances supérieures à 20% de leur puissance maximale.

Cette expérimentation a également été l'occasion pour Enedis de déployer les premiers DEIE à liaison permanente dans certaines installations de production HTA.

RTE et Enedis envisagent désormais le déploiement de cette fonction pour de nouvelles expérimentations dans des zones où RTE rencontre des contraintes de tension plus importantes. Ce déploiement nécessitera toutefois d'étudier la question de la rémunération des producteurs pour les consignes particulières RTE.

ANNEXE 3 : TRAVAUX MENES AVEC LES INDUSTRIELS

6.1. Expérimentations 2016 et 2017

6.1.1. Périmètre des expérimentations

Au cours de l'année 2016, puis à l'été 2017, RTE a sollicité des clients industriels raccordés au réseau de transport afin d'évaluer leur capacité à contribuer au réglage de la tension du réseau HTB dans des zones ciblées, en débranchant les condensateurs installés sur leurs sites.

Au cours de l'année 2016, deux clients industriels disposant de capacités de condensateurs importantes ont débranché puis rebranché, sur sollicitation de RTE et à plusieurs reprises, une partie de leurs condensateurs (de 30 à 50 Mvar par manœuvre).

Au cours de l'été 2017, RTE a expérimenté la sollicitation de clients industriels aux capacités plus réduites, plus représentatifs de l'ensemble des sites raccordés au réseau.

Des zones ciblées ont été pré-identifiées sur la base de deux critères : présence de clients industriels susceptibles de disposer de condensateurs d'une part, contraintes de tensions hautes identifiées dans les études d'autre part.

Après itération, cinq zones ont été pré-identifiées. Les clients présents dans ces zones ont ensuite fait l'objet d'un démarchage de la part des services commerciaux régionaux.

A l'issue du processus, les clients mobilisés ont été au nombre de :

- Un client (<2 Mvar) dans la zone de Fléac, dans la région Ouest ;
- Deux clients (pour un total de 9 Mvar) dans la zone des Quintes dans la région Ouest ;
- Trois clients (pour un total de 51 Mvar) dans la zone du Chesnoy, dans la région Île-de-France-Normandie.

Ces clients ont débranché leurs condensateurs sur une longue période s'étendant de début juin à fin septembre.

6.1.2. Enseignements

Les expérimentations menées en 2016 et 2017 ont révélé que l'impact sur la tension HTB2 de manœuvres de condensateurs à un instant donné était difficile à distinguer des autres fluctuations de tension au niveau du 225 kV, même lorsque les capacités manœuvrées sont de plusieurs dizaines de Mvar.

Les expérimentations 2017, qui mettaient en œuvre des capacités plus réduites, ne sont pas non plus probantes de ce point de vue.

L'impact du débranchement et du rebranchement des condensateurs est d'autant plus difficile à isoler que les contraintes opérationnelles des différents clients industriels rendent délicate une manœuvre synchronisée des batteries de condensateurs, sur un même site ou sur des sites appartenant à des clients distincts.

L'impact du débranchement des condensateurs sur une période plus longue par rapport aux années précédentes est également difficile à quantifier, car on peine à isoler ce facteur des autres facteurs susceptibles d'affecter la tension (niveau de

consommation, parades, réglage des groupes, échanges de réactif avec les zones voisines…).

En revanche, des simulations à partir de points figés dans Convergence permettent d'estimer l'effet de l'expérimentation dans une zone réduite *ceteris paribus*. Ces simulations permettent d'estimer l'effet des manœuvres de débranchement qui sont par exemple, dans le cas de manœuvres de 30 à 50 Mvar de condensateurs, de l'ordre de 0,5 kV à 1,0 kV sur le niveau de tension du réseau HTB2 dans les zones concernées. Cet impact modéré permet dans certaines situations de respecter les seuils de 245 kV sans avoir recours à d'autres leviers plus couteux.

Les expérimentations montrent toutefois que l'influence des manœuvres de condensateurs dépend fortement de la localisation et du fonctionnement des installations de production. La proximité de groupes de production démarrés peut ainsi atténuer l'effet des manœuvres de condensateurs.

Enfin, les difficultés rencontrées lors de la phase de calage des expérimentations révèlent une connaissance limitée des capacités manœuvrables, au sein de RTE et par les clients eux-mêmes.

La démarche retenue en 2017, qui consistait à cibler des zones réunissant contraintes de tensions hautes et présence de clients industriels susceptibles de pouvoir débrancher leurs condensateurs, s'est traduite par un succès mitigé. Certains clients industriels pré-identifiés avaient en réalité déjà débranché leurs condensateurs dès la fin de la période de facturation du réactif ; d'autres ne disposaient pas de capacités manœuvrables ou ne souhaitaient pas les mettre à disposition de RTE.

Les échanges ont parfois été rendus plus difficiles par le caractère technique du sujet : certains clients ont recours à des prestataires pour gérer le réseau de leur site et connaissent mal la capacité de leurs installations ; d'autres peuvent difficilement anticiper les effets de ces manœuvres sur leurs sites.

Ces échanges ont révélé la nécessité d'un accompagnement des clients industriels de RTE, à même de les rassurer sur ces problématiques qu'ils ne maîtrisent pas toujours très bien.

6.2. Travaux dans la région Est lors de l'été 2017

En parallèle des expérimentations ciblées décrites dans la section précédente, une enquête exhaustive a été réalisée dans la région Est. RTE a transmis un questionnaire ciblé aux 30 clients de la région disposant a priori des capacités les plus importantes en Mvar.

Le questionnaire adressé aux clients ciblés dans la zone contenait les questions suivantes :

- De quelle puissance de compensation (condensateurs) disposez-vous ?
- La totalité de cette capacité peut-elle être mise au service du réglage, sans porter atteinte à votre process (filtrage des harmoniques, etc.) ?
- Des manœuvres (débranchement/rebranchement) avec les condensateurs sont-elles déjà faites sur l'année, et si oui à quelle périodicité ?
- Comment le déclenchement des capacités est-il effectué (manuel, automatique, varmétrique) ?

- Quelles sont les contraintes techniques et économiques relatives à la manœuvre (enclenchement/déclenchement des condensateurs, périodicité et durée de la manœuvre, etc.) et quels sont leurs coûts ?

Les enseignements de cette démarche sont repris dans la section 2.5 de ce document, qu'ils ont contribué à alimenter.

ANNEXE 4 : RESULTATS DETAILLES SUR LE CALCUL DU GISEMENT DE LA PRODUCTION HTA

Absorption Eoliennes RPD PPE (Mvar)	2017	2023	2028
Hypothèses basses à P=0,2 Pmax	200	300	400
Hypothèses basses à P=Pmax	900	1 400	1 900
Hypothèses hautes à P=0,2 Pmax	600	1 000	1 300
Hypothèses hautes à P=Pmax	2 900	4 800	6 500

Absorption PV RPD PPE (Mvar)	2017	2023	2028
Hypothèses basses à P=0,2 Pmax	-	-	100
Hypothèses basses à P=Pmax	100	200	400
Hypothèses hautes à P=0,2 Pmax	100	200	300
Hypothèses hautes à P=Pmax	300	800	1 300

Fourniture Eoliennes RPD PPE (Mvar)	2017	2023	2028
Hypothèses basses à P=0,2 Pmax	-	100	200
Hypothèses basses à P=Pmax	-	500	1 000
Hypothèses hautes à P=0,2 Pmax	500	1 000	1 500
Hypothèses hautes à P=Pmax	2 400	5 000	7 400

Fourniture PV RPD PPE (Mvar)	2017	2023	2028
Hypothèses basses à P=0,2 Pmax	-	-	100
Hypothèses basses à P=Pmax	-	200	300
Hypothèses hautes à P=0,2 Pmax	-	200	300
Hypothèses hautes à P=Pmax	200	1 000	1 700

*Tableau 12 : Capacités de fourniture et d'absorption disponibles à différents horizons temporels, en retenant les installations de **plus de 10 MW** raccordées au RPD en départ direct dans le scénario **PPE Haut**. Les valeurs sont arrondies à la centaine de Mvar.*

Absorption Eoliennes RPD PPE (Mvar)	2017	2023	2028
Hypothèses basses à P=0,2 Pmax	200	300	400
Hypothèses basses à P=Pmax	1 100	1 700	2 200
Hypothèses hautes à P=0,2 Pmax	700	1 200	1 500
Hypothèses hautes à P=Pmax	3 700	5 800	7 600

Absorption PV RPD PPE (Mvar)	2017	2023	2028
Hypothèses basses à P=0,2 Pmax	-	100	200
Hypothèses basses à P=Pmax	200	500	800
Hypothèses hautes à P=0,2 Pmax	100	300	500
Hypothèses hautes à P=Pmax	600	1 700	2 600

Fourniture Eoliennes RPD PPE (Mvar)	2017	2023	2028
Hypothèses basses à P=0,2 Pmax	-	100	200
Hypothèses basses à P=Pmax	-	600	1 100
Hypothèses hautes à P=0,2 Pmax	600	1 200	1 700
Hypothèses hautes à P=Pmax	2 900	6 000	8 600

Fourniture PV RPD PPE (Mvar)	2017	2023	2028
Hypothèses basses à P=0,2 Pmax	-	100	100
Hypothèses basses à P=Pmax	-	300	600
Hypothèses hautes à P=0,2 Pmax	100	400	700
Hypothèses hautes à P=Pmax	500	2 000	3 400

*Tableau 13 : Capacités de fourniture et d'absorption disponibles à différents horizons temporels, en retenant les installations de **plus de 7,5 MW** raccordées au RPD en départ direct dans le scénario **PPE**. Les valeurs sont arrondies à la centaine de Mvar.*