

4 CHAPITRE 4 : LES REGLAGES DU RESEAU

4.1 Réglage de tension

L'exploitation d'un réseau de production, transport et distribution d'énergie électrique est en permanence liée à d'innombrables contraintes.

Celles-ci sont à la fois

techniques : le matériel de réseau est conçu pour fonctionner dans des domaines bien définis (tension, fréquence, température, ...)

économiques: exploiter un réseau de façon optimale, c'est aussi l'exploiter au moindre coût

contractuelles: l'électricité est aujourd'hui considérée comme un produit commercial à part entière, attaché à une notion de qualité qui n'autorise pas le distributeur à fournir l'électricité sous n'importe quelle forme

Le réglage des niveaux de tension sur l'ensemble du réseau participe de ces trois aspects. Concrètement, la valeur efficace de la tension en tout point du réseau devra rester dans une fourchette bien précise, qui représente un compromis technique, économique et contractuel.

Pour information, voici les plages de variation actuellement retenues sur le réseau français dans le Tableau 4-1.

Tableau 4-1 Niveau de tension acceptable

Type de réseau	Tension nominale	Tension basse	Tension haute
Réseaux de transport	400kV	365kV	420kV
	225kV	200kV	245 kV
Réseaux de répartition	90kV	83 kV	97kV
	63kV	58 kV	68kV
Réseaux de distribution	21 kV & 5kV	$U_n - 7\%$	$U_n + 7\%$
Réseaux basse tension	410 V	$U_n - 10\%$	$U_n + 6\%$

Sur les réseaux de transport, les tensions sont très élevées, afin de minimiser les pertes, et très peu de clients sont directement connectés. Ce sont donc essentiellement des contraintes techniques (tenue du matériel : isolateurs, transformateurs, lignes, ...) qui imposent la valeur haute de la fourchette admissible de tension. La valeur basse doit rester compatible avec les courants maximum admissibles sur les lignes de transport, mais aussi avec les réseaux de répartition directement connectés au réseau de transport.

Sur les réseaux basse tension, ce sont essentiellement des engagements contractuels qui conduisent le distributeur d'énergie à tenir une certaine plage de tension. Sur les réseaux de répartition et de distribution, les contraintes sont à la fois techniques et contractuelles.

Enfin, l'aspect économique n'est jamais décorrélé du réglage de tension: maintenir une tension élevée sur le réseau, c'est bien sûr minimiser les pertes en lignes, mais aussi diminuer les risques d'instabilité en cas d'incident sur le réseau, pouvant conduire à interrompre la fourniture sur une grande partie du territoire. Ces "grands incidents" ne sont jamais indépendants de la façon dont le réglage de la tension est effectué en temps réel. Ils ont des conséquences économiques toujours très graves.

4.1.1 Relation entre la tension et les transits de puissance

En certains nœuds du réseau, l'exploitant pourra, dans certaines conditions et avec certains dispositifs, imposer la valeur efficace de la tension ; c'est en particulier le cas de certains nœuds auxquels sont raccordés des alternateurs de forte puissance, mais aussi du secondaire des transformateurs possédant un régleur en charge. Ces différents dispositifs seront étudiés ultérieurement. Toute la difficulté du réglage de tension consiste alors à régler ces tensions et à configurer correctement le réseau pour que tous les nœuds restent dans la fourchette de tension imposée.

Autrement dit, fixer la tension en un nombre réduit de nœuds sur le réseau sera-t-il suffisant pour maîtriser les variations de tension sur l'ensemble du réseau ?

Ce problème du réglage de la tension s'exprime identiquement pour un réseau maillé (généralement de transport ou de répartition) et pour un réseau arborescent (généralement de distribution). Les moyens d'action et les pratiques seront cependant différents.

Indépendamment de la nature du réseau, on prend le cas de la Figure 4-1, et représentant de façon très simplifiée la connexion d'une charge à une source, via une ligne :

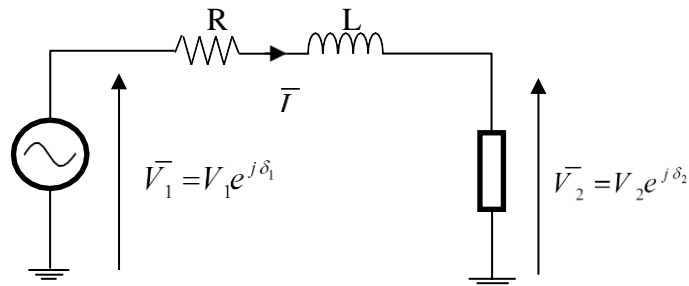


Figure 4-1 modélisation simplifiée du transport d'énergie dans une ligne électrique

la ligne est ici seulement représentée par une résistance et une inductance en série; les effets capacitifs ne sont pas pris en compte, mais ce modèle simple permet qualitativement de tirer quelques conclusions sur le lien entre module et phase des tensions à chaque extrémité de la ligne et transits de puissance active et de puissance réactive; il faut noter que la charge ne représente pas nécessairement un utilisateur connecté au réseau: il peut s'agir d'une connexion au niveau de tension inférieur via un transformateur THT/HT, HT/MT' ou MT/BT; sur le réseau de transport, cette charge peut simplement modéliser le transit de puissance sur la ligne.

En toute théorie, il est possible de transiter de la puissance électrique sur la ligne en gardant la même tension à chacune de ses extrémités (en module, mais évidemment pas en phase!).

Prenons la relation suivante, sous certaines hypothèses simplificatrices :

$$\frac{\Delta V}{V} = \frac{RP + XQ}{V^2} \quad (4)$$

En notant : $V = (V_1 + V_2)/2$; $\Delta V = V_1 - V_2$; $P =$ puissance active consommée par la charge ; $Q =$ puissance réactive consommée ($Q > 0$) ou fournie ($Q < 0$) par la charge.

Ainsi, pour une puissance active consommée P donnée, la tension reste constante aux deux extrémités de la ligne si et seulement si la charge fournit une puissance réactive Q de valeur :

$$Q \approx - \frac{RP}{X} \quad (5)$$

En général, les charges ont un comportement plutôt inductif. Elles consomment donc de la puissance réactive. Dans de telles conditions, la tension est nécessairement différente (en module) aux deux extrémités de la ligne. Pour pouvoir tenir une tension identique aux deux bouts de la ligne, il faut donc pouvoir produire localement de la puissance réactive.

L'installation de moyens de production d'énergie réactive (alternateurs ou bancs de capacités) contribue donc à maintenir la tension constante sur le réseau.

Pour fixer les ordres de grandeurs, notons que sur des lignes de transport d'énergie (400 kV, 225 kV) : $R/X \approx 0,1$. La résistance d'une ligne est toutefois d'autant moins négligeable face à son inductance que le niveau de tension nominale est bas.

En supposant que la tension est tenue aux deux extrémités de la ligne, essayons maintenant de calculer l'amplitude de la tension le long de la ligne. Pour cela, considérons le schéma simplifié suivant (Figure 4-2):

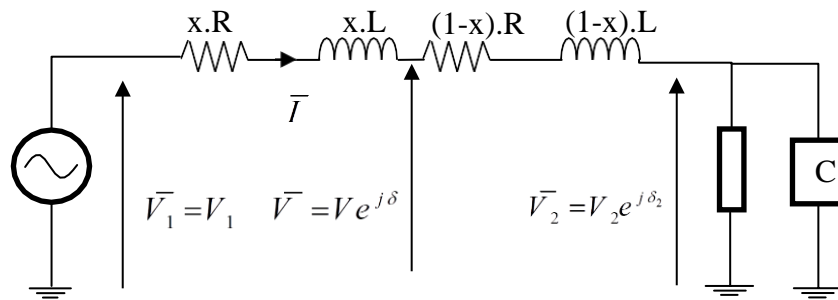


Figure 4-2 modélisation simplifiée pour le calcul de la tension le long d'une ligne électrique

la ligne est ici seulement représentée par une résistance et une inductance en série ; les effets capacitifs ne sont pas pris en compte ; la charge est mise en parallèle avec des moyens de production de puissance réactive (C) permettant de maintenir le module de la tension identique aux deux extrémités de la ligne (V_1) ; la position le long de la ligne est repérée par x , compris entre 0 et 1.

La tension $V(x)$ s'exprime ainsi :

$$\bar{V}(x) = \bar{V}_1 - x(R + jX)\bar{I} \quad (6)$$

Ce qui conduit à :

$$V(x) = V_1 - x(R + jX) \frac{V_1 - V_2 e^{j\delta_2}}{R + jX} \quad (7)$$

$$V(x) = V_1(1 - x + x e^{-j\delta_2}) \quad (8)$$

Le tracé de $V(x)$ pour différentes valeurs de δ_2 est porté sur la Figure 4-3.

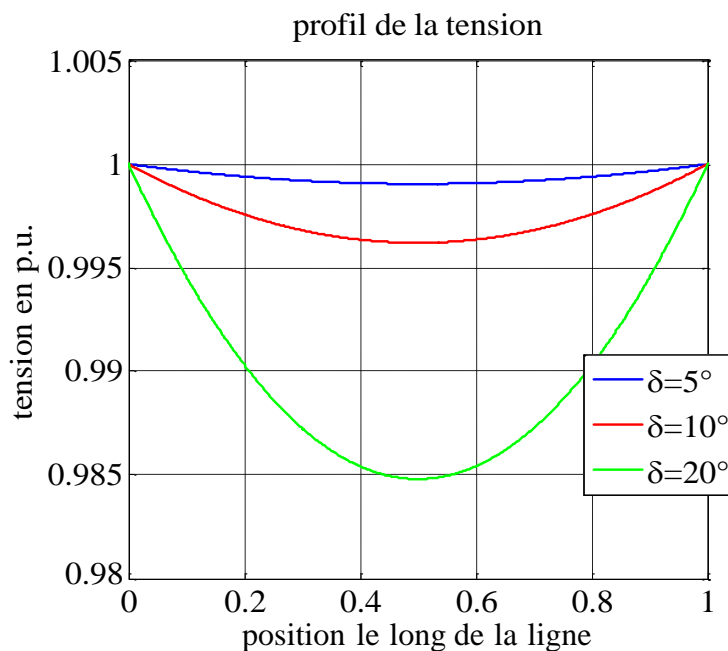


Figure 4-3 profil de la tension le long d'une ligne dont la tension est identique aux deux extrémités

Estimons maintenant le profil de tension si aucun moyen de production de puissance réactive ne permet de fixer la tension aux bornes de la charge. Dans ce cas, la tension V_2 est quelconque, ainsi que le déphasage δ_2 . Si les puissances active P et réactive Q consommées par la charge sont connues, ces deux grandeurs peuvent être approximativement estimées par les relations.

$$\frac{\Delta V}{V} = \frac{RP + XQ}{V^2} \quad \sin \delta = \frac{XP - RQ}{V_1 V_2} \quad (9)$$

Un calcul similaire à celui mené précédemment conduit à :

$$|V(x)| = \sqrt{V_1^2 (1-x)^2 + 2x(1-x)V_1 V_2 \cos \delta_2 + x^2 V_2^2} \quad (10)$$

Si on prend par exemple $V_2 = 0.9V_1$, on obtient les profils de tension suivants :

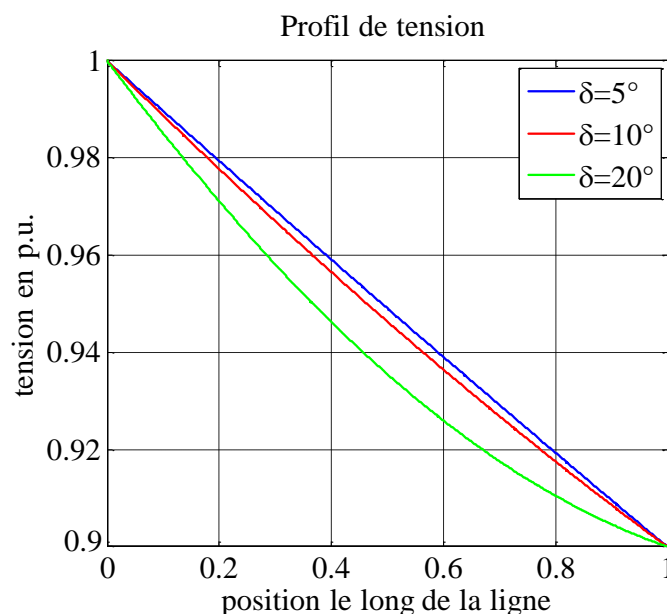


Figure 4-4 profil de la tension le long d'une ligne dont la tension est différente aux deux extrémités

Le profil de tension dépend encore un peu du déphasage δ entre les tensions aux deux extrémités de la ligne. Il dépend donc encore de la puissance active transitée, mais c'est surtout la puissance réactive absorbée par la charge qui est imposée V

L'analyse rapide menée ci-dessus permet d'illustrer deux principes importants du réglage de tension sur un réseau d'énergie

- tenir la tension aux deux extrémités d'une ligne suffit à rendre quasiment constante la tension le long de toute la ligne (si les tensions sont différentes aux deux extrémités, la variation de tension en fonction de la position sur la ligne est quasiment linéaire)
- ce sont surtout les transits de puissance réactive, et quasiment pas les transits de puissance active, qui créent des chutes de tension le long d'une ligne ; il convient donc idéalement d'installer des moyens de production de puissance réactive au plus près des charges, afin de minimiser ces transits réactifs.

Le réseau électrique fonctionne de sorte que les chutes de tension le long des lignes sont faibles. Les tensions de nœud du système seront alors presque égales (profil de tension plat). Dans ce cas, le réseau de transport est effectivement utilisé ; principalement pour la transmission de la puissance active, et non pour la transmission de la puissance réactive. Les amplitudes de tension peuvent ainsi être contrôlées aux valeurs souhaitées par le contrôle de la puissance réactive. Une production accrue de puissance réactive donne des tensions plus élevées à proximité de la source de production, tandis qu'une consommation élevée de puissance réactive donne des tensions plus faibles. Alors que la puissance active est entièrement produite par les générateurs dans le système, il y a plusieurs sources de puissance réactive. La puissance réactive, contrairement à la puissance active, ne peut pas être transportée sur de longues distances dans le système, car normalement $X \gg R$ dans un système d'alimentation, et la puissance réactive peut donc être considérée comme une quantité assez locale. Les générateurs importants de puissance réactive sont :

- Machines synchrones surexcitées
- Banques de condensateurs
- La capacité des lignes aériennes et des câbles
- Contrôleurs / dispositifs FACTS (Flexible AC Transmission Systems)

Les consommateurs importants de puissance réactive sont

- Charges statiques inductives
- Machines synchrones sous-excitées
- Moteurs à induction
- Réactances shunt
- L'inductance des lignes aériennes et des câbles
- Inductances de transformateur
- Contrôleurs FACTS

4.2 Mécanismes de contrôle de tension

Les générateurs sont souvent exploités à tension constante en utilisant un AVR (Automatic Voltage Regulator). La sortie de cet AVR contrôle, via l'excitateur de champ électrique, l'excitation de la machine, de sorte que la tension soit égale à la valeur de consigne

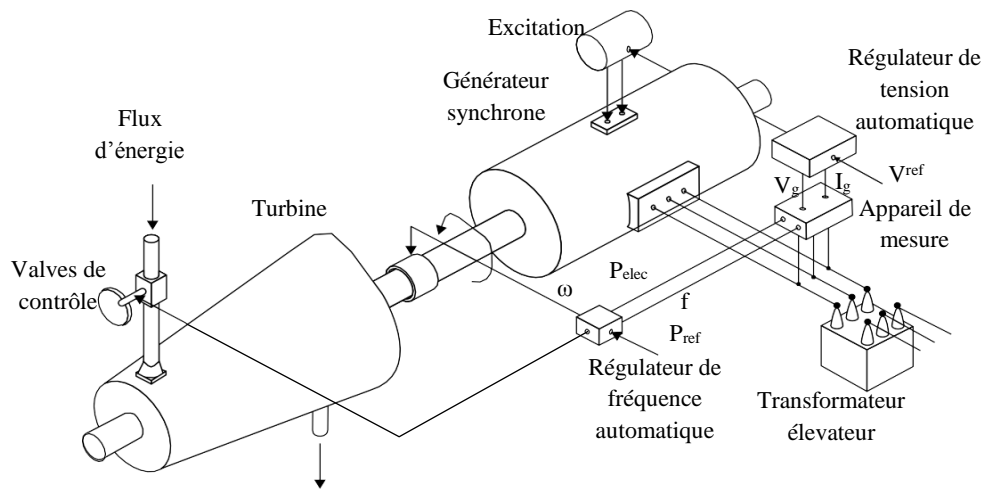


Figure 4-5 Régulation de tension et de fréquence de l'alternateur

Les compensateurs synchrones peuvent être utilisés pour le contrôle de la tension, ce sont des machines synchrones sans turbines ou charges mécanique, qui produisent ou consomment la puissance réactive par le contrôle de l'excitation. Récemment les compensateurs synchrones sont très rarement installés, les convertisseurs à base d'électronique de puissance sont préférés si on a besoin d'un contrôle rapide de la tension.

La puissance réactive transmise sur une ligne a un impact important sur le profil de tension. La transmission de grande puissance réactive provoque des chutes de tension importantes et doivent donc être évitées. Au lieu de cela, la production de puissance réactive doit être aussi proche que possible des charges réactives.

4.3 Réglage hiérarchiser tension / puissance réactive (U/Q) dans les réseaux de transport

Le réglage de la tension sur les réseaux de transport et de répartition nécessite une coordination temporelle et spatiale des actions de contrôle pour assurer un contrôle rapide et performant, et pour éviter des interactions entre différentes actions de contrôle qui pourraient avoir des conséquences graves sur la stabilité et la sûreté du réseau. En effet, des consignes contradictoires reçues simultanément par un régulateur risqueraient de provoquer des oscillations qui peuvent être critiques. Ce contrôle est réalisé par un système hiérarchisé qui se compose de trois niveaux distincts représentés dans la Figure 4-6.

Les trois niveaux hiérarchiques du réglage de tension sont alors ceux décrits ci-après.

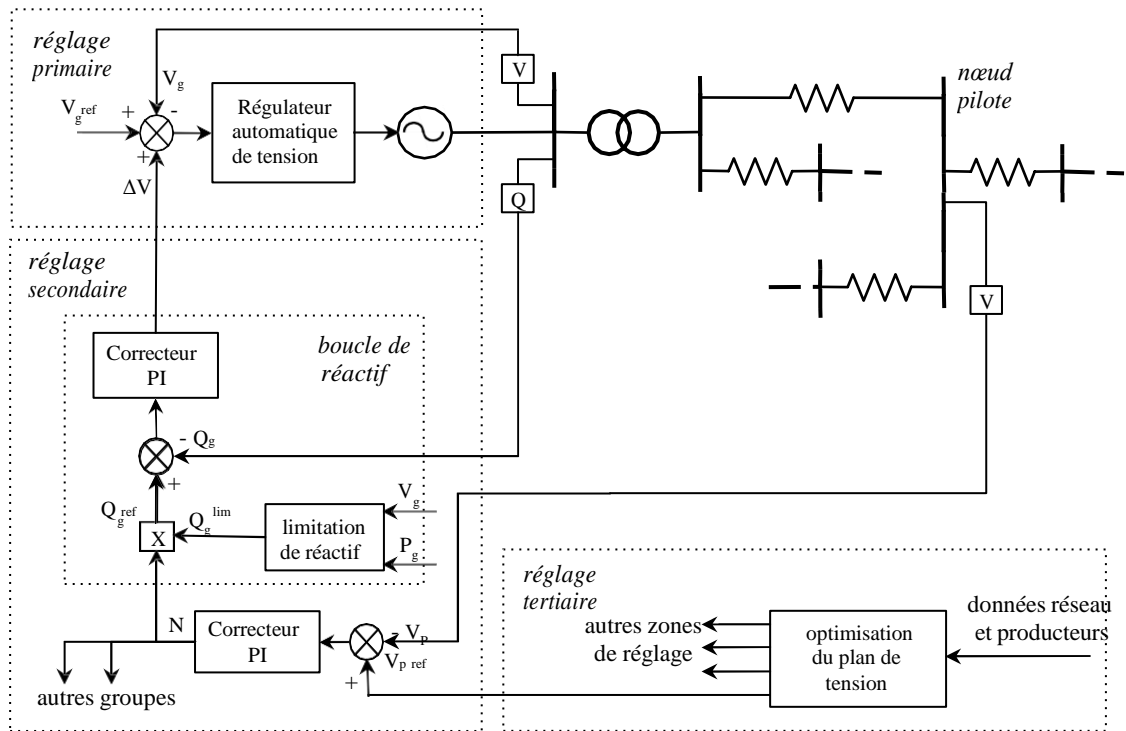


Figure 4-6 Organisation du réglage hiérarchisé de tension

V_g et V_g^{ref} représentent les tensions mesurée et de consigne de l'alternateur;

ΔV est la correction de la tension de référence de l'alternateur élaborée par la boucle de gestion de puissance réactive;

Q_g et Q_g^{ref} représentent les puissances réactives mesurée et de consigne de l'alternateur ;

Q_{lim} est la limitation de puissance réactive que peut fournir ou absorber l'alternateur, c'est-à-dire la réserve disponible, elle peut dépendre de la tension et de la puissance active produite si elle n'est pas fixée;

N est le niveau de participation (compris entre -1 et +1) envoyé à tous les groupes participant au réglage, ce niveau détermine la proportion de la réserve de puissance réactive devant être mobilisée;

V_p et V_p^{ref} représentent les tensions mesurée et de consigne du nœud pilote.

4.3.1 Le réglage primaire

Le réglage primaire agit au niveau local avec une constante de temps de l'ordre de 100 ms sur la tension aux bornes des groupes pour faire face à des variations rapides de la tension qui peuvent être induites par des variations de demande de puissance réactive, par des défauts ou par des manœuvres sur le réseau. En cas de variation de plus grande amplitude de la tension, l'action des régleurs en charge des transformateurs vient soulager le réglage effectué par les alternateurs. Le réglage primaire est le premier à intervenir suite à une perturbation. Il se caractérise par une action basée sur des critères locaux en asservissant la tension aux bornes du groupe à une valeur de référence. Le réglage primaire permet donc, dans la limite des réserves

primaires des groupes, de maintenir l'équilibre local entre la production et la consommation de puissance réactive et de répondre rapidement aux fluctuations aléatoires de la tension.

4.3.2 Le réglage secondaire

Le réglage secondaire de tension (RST) a pour but de faire face de manière coordonnée à de fortes, mais lentes fluctuations de la tension à l'échelle régionale, ce que le réglage primaire ne peut assurer seul. Le réglage secondaire est automatisé et centralisé par régions dites zones de réglage, ces zones de réglages doivent être indépendantes du point de vue de la tension. Cela signifie que chaque zone est en théorie insensible à toute variation de tension pouvant survenir dans une zone voisine. Il a pour objet de limiter les transits de puissance réactive sur les lignes d'interconnexion, et de maintenir la tension en certains nœuds représentatifs de la tension de chaque zone à sa valeur de consigne. Ces nœuds spécifiques sont appelés nœuds pilotes (il y en a un par zone de réglage).

Cette action est réalisée en élaborant une correction des valeurs de consigne de chaque groupe participant au réglage secondaire. Le correcteur du réglage secondaire élabore un niveau de participation à partir de l'écart entre la consigne de tension du nœud pilote et la tension mesurée en ce même nœud. Ce niveau est ensuite utilisé par la boucle de réactif de chaque alternateur pour déterminer la correction à apporter sur la consigne de tension de ce dernier. Afin de protéger le réseau contre d'éventuelles oscillations dues à des actions contradictoires des réglages primaire et secondaire, ce dernier a un temps de réponse nettement plus long que le précédent : il est de l'ordre de la minute.

4.3.3 Le réglage tertiaire

Le réglage tertiaire, manuel, effectué en France par le dispatching national, consiste à réévaluer, à intervalles de quinze minutes, les consignes de tension des nœuds pilotes de chaque zone de réglage selon des critères technico-économiques dont les principaux sont les suivants :

- exploiter le réseau en assurant au mieux sa sûreté;
- respecter les contraintes de fonctionnement des matériels;
- minimiser les pertes et les coûts de production;
- utiliser au mieux la capacité des ouvrages de transport.

Il a pour but d'assurer une bonne tenue globale du plan de tension, et d'éviter des situations engendrant des surcoûts ou des risques pour le système électrique. Les consignes de tension des nœuds pilotes sont calculées par un *optimal power flow*, ou OPF, en tenant compte des critères précédemment cités.

4.4 Le réglage secondaire coordonné

4.4.1 Une évolution du RST

Le réglage secondaire coordonné de tension (RSCT) est une évolution du réglage secondaire qui connaît quelques limitations susceptibles de devenir de plus en plus pénalisantes à mesure que l'on exploite le réseau au plus près de ses limites. La première de ces difficultés provient du découpage du réseau en zones théoriquement indépendantes et de l'utilisation d'un unique point pilote censé être représentatif du niveau de tension de l'ensemble de la zone. Or, le

couplage effectif entre zones voisines augmente avec le développement des réseaux, ce qui a pour conséquence, combiné avec l'utilisation d'un unique point pilote, de dégrader la précision et la dynamique du réglage secondaire de tension. D'autre part, ce type de réglage connaît des limites structurelles et fonctionnelles :

- l'établissement d'un niveau de participation unique pour une zone de réglage ne tient pas compte des distances électriques de chaque groupe au nœud pilote, créant des déséquilibres dans la participation des groupes au réglage. Le RST italien prend en compte les distances électriques ;
- le RST n'intègre pas complètement les limitations de tension ou les limites de fonctionnement des groupes. En particulier, la vitesse de variation de consigne ne tient pas compte du temps de réponse des groupes ;
- les paramètres des boucles de contrôle sont fixés, ce qui ne permet pas d'adapter le réglage aux conditions de fonctionnement.

Pour résoudre ces problèmes, le RSCT a été mis à l'étude par EDF et expérimenté dans l'ouest de la France depuis 1998. Il a l'avantage d'être plus rapide et plus robuste que le réglage secondaire classique. Le réglage coordonné sur des zones plus vastes permet de plus d'exploiter le réseau plus près de ses limites de fonctionnement et donc de différer de nouveaux investissements.

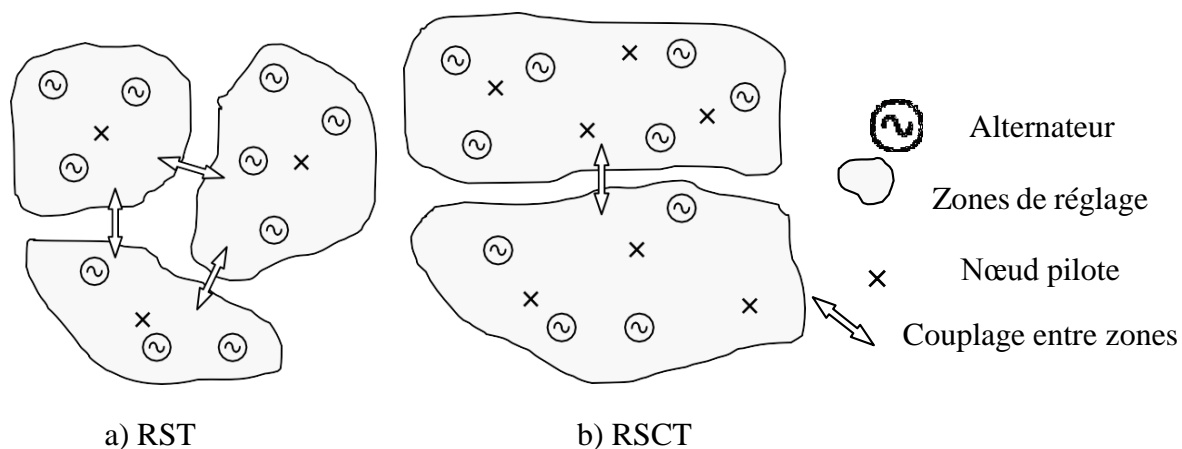


Figure 4-7 Les réglages RST et RSCT

Le rôle du RSCT dans les réseaux de transport est de réguler la tension en plusieurs nœuds pilotes par zone de réglage de manière à mieux maîtriser le plan de tension sur des zones de réglage élargies par rapport au RST. Il y a donc plusieurs écarts de tension à minimiser. Le RST basé sur un correcteur PI (proportionnel – intégral) devient dans ce cas inopérant car le rattrapage à chaque instant des tensions des différents nœuds pilotes donnerait des facteurs de participation (consignes de puissance réactive) incohérents entre eux pour chaque groupe. Autrement dit, il est impossible de superposer plusieurs RST sur une même zone de réglage.

4.5 Réglage de la tension dans les réseaux de distribution actuels

4.5.1 Compensation de puissance réactive au poste source

Les réseaux de distribution disposent de divers moyens de compensation d'énergie réactive localisés aux postes sources. Ils permettent de limiter le transit de puissance réactive sur les transformateurs et ainsi d'éviter une trop forte dégradation du plan de tension. Les moyens de compensation les plus fréquemment utilisés sont les bancs de capacités, les compensateurs synchrones (plus souvent utilisés au niveau des postes de transformation 400/225 kV et 225/90-63 kV) et les compensateurs statiques d'énergie réactive (FACTS : Flexible AC Transmission System).

4.5.2 Régleurs en charge

Les transformateurs des postes sources sont également équipés de régleurs en charge qui permettent de modifier le rapport de transformation par pas de 1 %. Ceux-ci permettent d'ajuster la tension des jeux de barres HTA en fonction de l'évolution des charges et des fluctuations de la tension amont. Le premier changement de prise suite à un dépassement de seuil se fait avec un retard Δt_1 d'une minute, ceci afin de laisser passer des variations de tension transitoires dues aux connexions ou déconnexions de charges importantes (Figure 4-8). Le retard Δt_2 pris en compte pour les changements de prise suivants est réduit à 10 s.

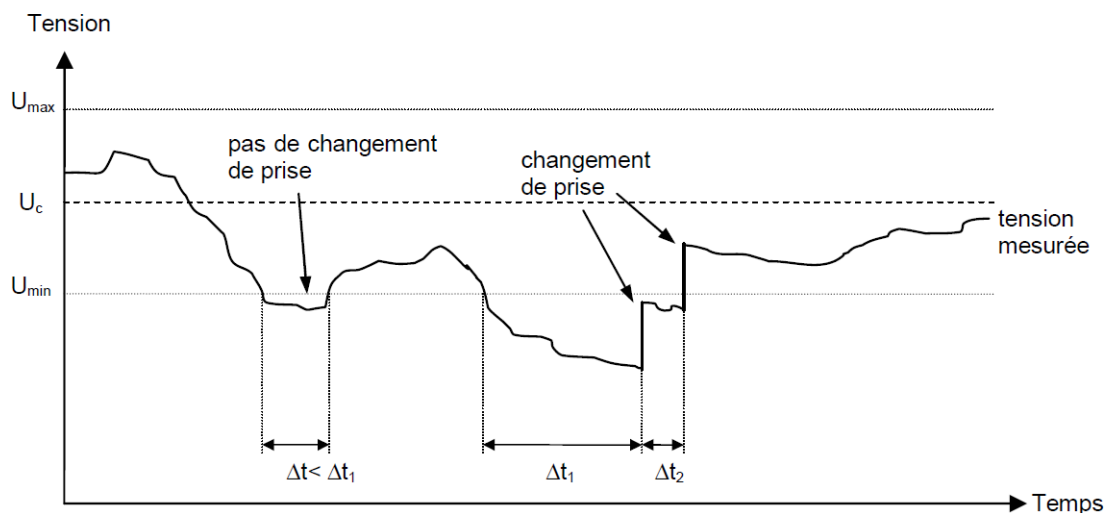


Figure 4-8 Principe de fonctionnement du régulateur en charge

Le réglage de la tension HTA peut se faire avec ou sans compoundage. Le compoundage est une technique qui prend en compte, par mesure du courant dans le transformateur (et donc de l'état de charge moyen du réseau), les chutes de tension dans le réseau aval. Cela permet de tenir la tension en un point du réseau différent du poste source : centre de gravité, nœud prioritaire ou critique, etc.

4.6 Le réglage de fréquence

4.6.1 Le réglage de fréquence primaire

Par une correction rapide et automatique, le réglage primaire de fréquence permet de retrouver l'équilibre production-consommation après perturbation, si toutefois la réserve primaire disponible est suffisante. La contribution du réglage primaire dans les premiers instants suite à un aléa est assurée par l'inertie mécanique des rotors de tous les groupes fonctionnant en synchronisme, qui résiste naturellement à toutes les variations de la fréquence. La réserve primaire conservée sur des groupes de production est ensuite mobilisée et permet de stabiliser la fréquence à une valeur proche de sa valeur de référence dans une échelle de quelques secondes.

Pour un groupe i donné, le régulateur de vitesse agit sur les organes d'admission du fluide moteur à la turbine et cherche à imposer, à l'équilibre, une relation linéaire entre la vitesse (image directe de la fréquence) et la puissance électrique (Figure 4-9), ce qui donne à ce réglage une caractéristique statique définie par l'équation (11) :

$$\frac{P_i(t) - P_{0i}}{P_{ni}} = -\frac{1}{\delta_i} \frac{f(t) - f_0}{f_0} \quad (11)$$

Ou

$$P_i(t) - P_{0i} = -K_i (f(t) - f_0) \Leftrightarrow \Delta P_i(t) = -K_i \Delta f(t) \quad (12)$$

Avec : P_i [MW] : puissance active instantanée produite par le groupe i ,

P_{0i} [MW] : programme de marche du groupe i pour la fréquence normale (50 Hz),

P_{ni} [MW] : puissance nominale du groupe i ,

δ_i [%] : statisme permanent du régulateur de vitesse du groupe i , f [Hz] : fréquence du réseau,

f_0 [Hz] : fréquence de référence du réseau (50 Hz),

K_i [MW/Hz] : énergie réglante primaire déclarative du groupe i .

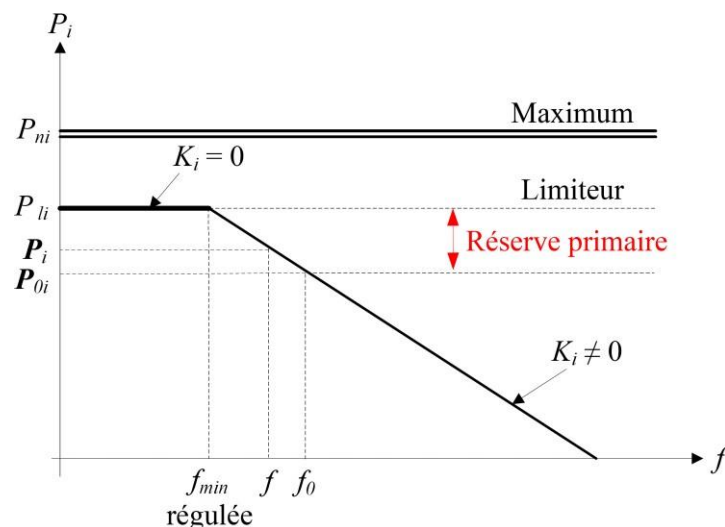


Figure 4-9 Caractéristique statique du réglage primaire de fréquence d'un groupe conventionnel

L'implémentation de cette stratégie de réglage conduit à deux notions importantes, celle de **réserve primaire** et celle d'**énergie réglante primaire**.

La première correspond à la capacité du système à rétablir l'équilibre offre-demande lorsque la consommation se trouve excédentaire. Pour un groupe i donné, la quantité de réserve primaire constituée sur ce groupe correspond à la différence entre sa puissance active fournie à la fréquence normale (P_{oi}) et sa puissance affichée au limiteur (P_{li}) (Figure 4-9). Dans le cadre actuel du réglage primaire de fréquence, toutes les réserves primaires sont programmées en $J-1$ (la veille pour le lendemain) pour chaque pas demi- horaire de la journée et la fourniture de la puissance de réserve doit pouvoir être maintenue pendant au moins 15 minutes consécutives, que ce soit sur les réseaux interconnectés ou insulaires.

L'énergie réglante primaire d'un groupe déclaré en réglage primaire de fréquence représente la quantité de puissance qu'il peut fournir au système électrique pour une variation de fréquence donnée tant que sa réserve n'est pas entièrement consommée. Selon les équations (11)et(12), on peut déduire l'expression de l'énergie réglante primaire du groupe i , qui est inversement proportionnelle à son statisme comme le montre l'équation (13):

$$K_i = \frac{P_{ni}}{f_0} \frac{1}{\delta_i} \quad (13)$$

En général, le gain K_i est linéaire et constant au voisinage du point de fonctionnement normal (point de repos) du groupe (f_0, P_{oi}) et devient nul pour un groupe hors réglage ou ayant atteint la limitation (Figure 4-9). Au niveau du système, une variation de puissance de réserve ΔP est répartie sur l'ensemble des groupes participant au réglage primaire. En fin de réglage, on a donc pour n groupes :

$$\Delta P = \sum_{i=1}^n \Delta P_i \quad (14)$$

Selon (12) et (14), on peut déduire :

$$\Delta P = \sum_{i=1}^n K_i \Delta f = K \Delta f \quad (15)$$

Avec : K [MW/Hz] : énergie réglante de l'ensemble des groupes participant au réglage primaire

et $K = \sum_{i=1}^n K_i$

L'équation (15) montre que les différentes énergies réglantes primaires des groupes de production peuvent directement s'additionner et contribuent à l'énergie réglante totale du système électrique.

4.6.2 La réserve primaire

Le réglage primaire ne rétablit l'équilibre offre-demande que si on dispose d'une réserve de puissance suffisante. La réserve primaire disponible est la somme des réserves primaires des

groupes – participant au réglage – de l’ensemble du système. Cette réserve est égale à 3000 MW pour l’ensemble de l’Europe, et environ 700 MW pour les groupes français.

La Figure 4-10 représente le déploiement de la réserve primaire, en fonction du temps, où ΔP représente le volume de la perturbation.

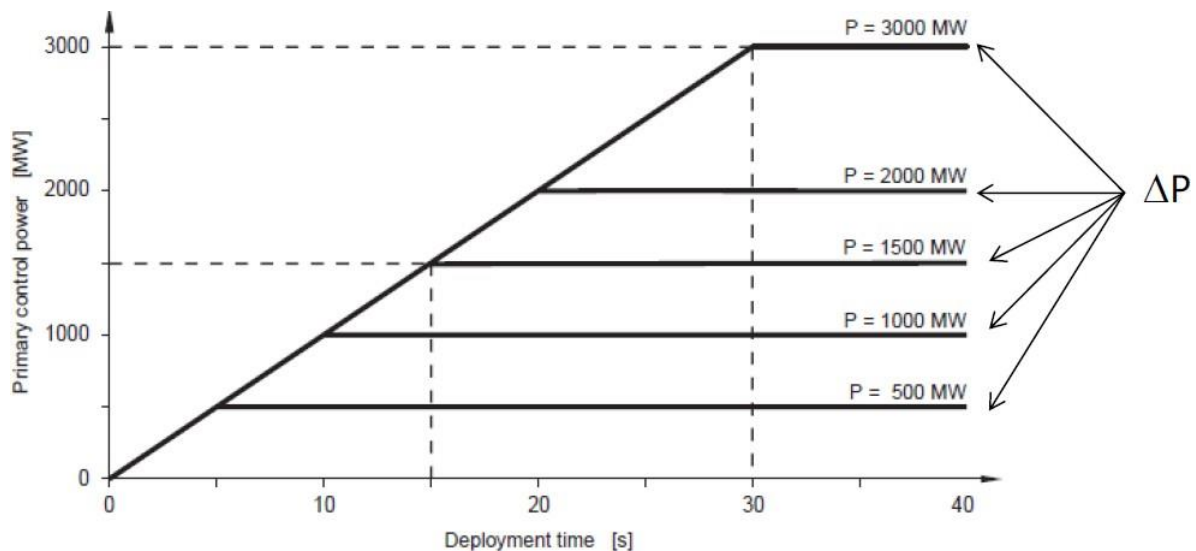


Figure 4-10 Le déploiement minimum de la réserve primaire de fréquence en fonction de la durée de la perturbation

En France, les groupes dont la puissance est supérieure à 40 MW doivent être en mesure de participer au réglage primaire de fréquence, avec une réserve égale à $\pm 2.5\% \cdot P_{\max}$.

Le réglage primaire de fréquence concerne des groupes sur l’ensemble du réseau européen afin de mutualiser l’effort nécessaire pour stabiliser la fréquence. Ainsi, lorsque la réserve primaire des groupes est sollicitée cela modifie les transits de puissance sur les interconnexions.

4.6.3 Le réglage de fréquence secondaire

Le réglage secondaire intervient pour ramener la fréquence à sa valeur de référence et ramener les échanges entre partenaires à leurs valeurs contractuelles. Le temps d’action de ce réglage peut durer jusqu’à 15 minutes. Ce réglage qui est aussi automatique consiste à modifier la puissance de consigne des groupes selon la relation (16).

$$P_{Cj}(t) = P_{0j} + N(t) \cdot P_{rj} \quad (16)$$

P_{rj} est la participation du groupe j au réglage secondaire de fréquence et P_{0j} est la puissance de consigne du groupe à f_0 .

Le niveau de télé réglage $N(t)$ est calculé (équations (17) et (18)) par le gestionnaire du réseau à partir des télémessures de fréquence et des puissances sur les interconnexions. Le signal N est compris entre -1 et +1, et il est envoyé aux groupes de production afin de modifier leur puissance de consigne comme cela est montré dans la Figure 4-11.

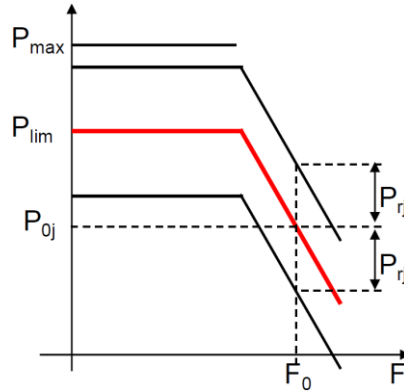


Figure 4-11 Impact du réglage secondaire sur la courbe fréquence-puissance

$$N(t) = \frac{-\alpha}{P_r} \int \Delta E .dt - \frac{\beta}{P_r} .\Delta E \quad (17)$$

$$\Delta E = \Delta F + \frac{\Delta P_i}{\lambda} \quad (18)$$

α est la pente du réglage, sa valeur comprise entre 65 et 130 en MW/tour, β est le gain proportionnel pris égal à zéro et P_r est la demi-bande de réglage, ou total des participations des groupes appartenant à la zone de réglage. P_{lim} est la puissance active correspondant à la position du limiteur de contribution du groupe aux services systèmes.

ΔF en Hz est l'écart de fréquence par rapport à la fréquence de référence, ΔP_i en MW est l'écart entre le bilan des puissances mesurées sur les lignes d'interconnexion internationales de la France avec les pays frontaliers autre que l'Espagne et le bilan des échanges programmés avec ces même pays et λ représente l'énergie réglante secondaire de l'ensemble France+ Péninsule ibérique.

En France les groupes de puissance supérieure à 120 MW doivent être en mesure de participer au réglage secondaire de fréquence. L'installation de production doit être capable, sur une consigne transmise par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité, d'accroître sa puissance active, avec une réserve égale à $\pm 4.5\% * P_{max}$.

La dynamique en régime normal est telle que la vitesse pour passer de $N=1$ à $N=-1$ (ou l'inverse) soit au plus de 800s. Cette puissance de réglage doit pouvoir être maintenue pendant 15 minutes.

4.6.4 La réserve secondaire

La réserve secondaire (instantanée) d'un groupe correspond à la puissance (à la hausse ou à la baisse) encore disponible sous l'action du réglage secondaire fréquence puissance à un moment donné.

Le volume de la réserve secondaire nécessaire dépend du volume et du gradient de fluctuation des charges, des changements de programmes et des unités de génération. La valeur de la réserve secondaire en fonction de la demande des charges mineures ou majeure recommandée

par l'UCTE est présentée dans la Figure 4-12. Par exemple en France, RTE détermine pour chaque point demi-horaire le besoin de réserve secondaire.

En cas de perte d'un gros groupe couplé (généralement 1450 MW), la réserve secondaire ne suffira pas pour compenser la perte et reconstituer intégralement la réserve primaire qui reste entamée – voir intégralement utilisée – et la réserve secondaire est épuisée: il faut donc mobiliser une réserve complémentaire, la réserve tertiaire.

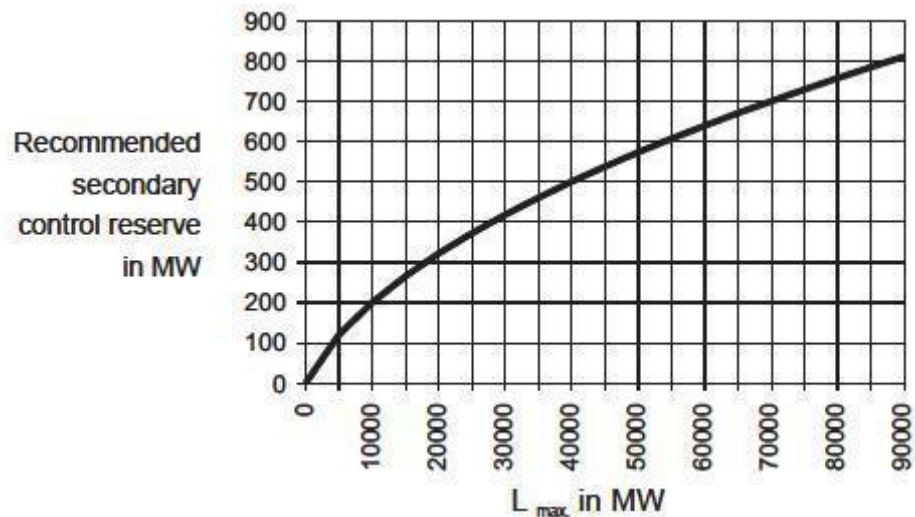


Figure 4-12 La valeur de la réserve secondaire recommandée par l'UCTE en fonction de la demande des charges.

4.6.5 Le réglage de fréquence tertiaire

En cas d'une grande perturbation qui suit une perte d'une grande quantité de puissance du réseau, l'action du réglage secondaire ne peut pas résorber entièrement les écarts de fréquence et de transit de puissance sur les interconnexions. Donc, le réglage tertiaire sert à pallier aux éventuels déficits de réserve secondaire en cas d'accroissement rapide entre la production et la consommation, mais également à rééquilibrer le système en cas d'accroissement lent de l'écart. Le réglage tertiaire fait appel à une puissance quasi-instantanément mobilisable et son objectif est de restaurer les réserves secondaire et primaire. Ce réglage peut durer de 15 à 30 minutes.

La Figure 4-13 présente la contribution de chaque niveau de contrôle de fréquence.

4.6.6 La réserve tertiaire

Contrairement aux deux réglages précédents, la mobilisation des réserves prévue pour ce réglage n'est pas automatique, elle est manuelle et elle se fait par des appels téléphoniques depuis les centres de conduite de RTE vers les centres de conduite des installations de production.

Pour réaliser le réglage de fréquence tertiaire, deux types de réserve tertiaire sont constituées :

La réserve tertiaire dite garantie contractuellement, comprenant la réserve tertiaire mobilisable en 15 min (environ 1000 MW) et les réserves rapides mobilisables en 15 et 30 minutes, qui

font l'objet d'accords particuliers avec les producteurs qui disposent d'installations aptes à les fournir.

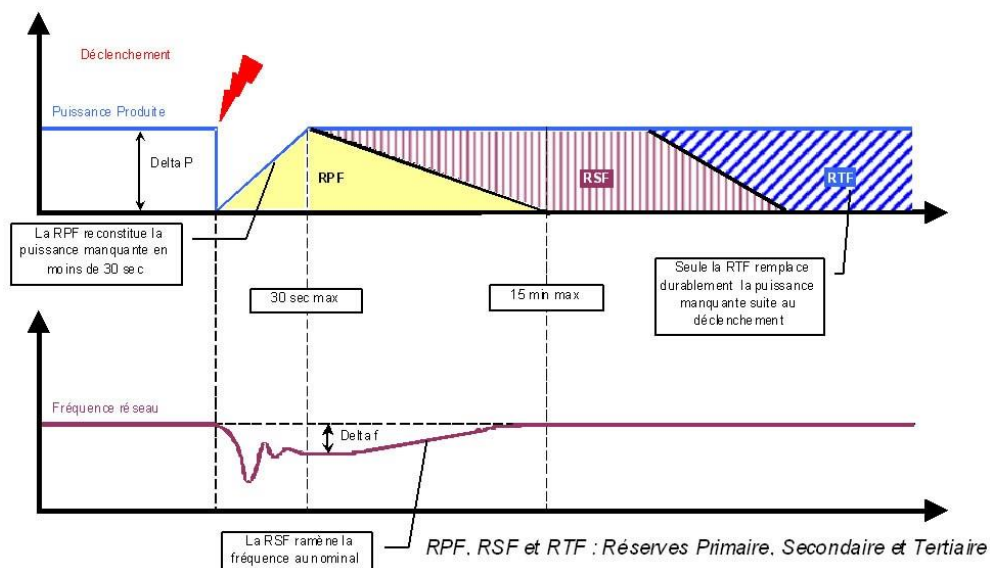


Figure 4-13 La contribution et le temps d'action de chaque niveau de contrôle de fréquence à partir l'apparition du déséquilibre de puissance.

La réserve tertiaire non garantie, comprenant les réserves mobilisables à d'autres échéances (par exemple la réserve tertiaire 2 heures et la réserve tertiaire 8h).

La réserve tertiaire doit pouvoir être reconstituée pendant une période inférieure à une demi-heure.

La Figure 4-14 représente un récapitulatif des réserves de puissance pour le réglage de fréquence.

MOYENS A DISPOSITION DE RTE		Puissance concernée	Sens	Délai d'action	Acteurs concernés	Participation	
1	RESERVE PRIMAIRE (automatique)	~ 700 MW	↑↓	< 30 s	Producteurs français	Obligatoire	
2	RESERVE SECONDAIRE (automatique)	500 ~ 1000 MW	↑↓	< 15 min	Producteurs français	Obligatoire	
3	RESERVE TERTIAIRE (manuelle)	CONTRATS					
		Rapide 1000 MW	↑	13 min	Producteurs et consommateurs français	Obligatoire	
		Complémentaire 500 MW	↑	30 min	Producteurs et consommateurs français	Obligatoire	
		Consommateurs 392 MW	↑	< 2 h	Consommateurs français	Sur sollicitation de RTE	
	Mécanisme d'ajustement	AUTRES	Variable	↑↓	Variable	Producteurs français Acteurs étrangers GRT anglais	Obligatoire Volontaire

Toutes les offres sont mises en concurrence

↑ Activation à la hausse ↓ Activation à la baisse

Figure 4-14 Récapitulatif des réserves de puissance pour le réglage de fréquence.

4.6.7 Mécanisme d'ajustement

Le mécanisme d'ajustement représente toutes les actions qui ont pour objectif de maintenir l'équilibre entre la production et la demande **en temps réel**, autrement dit, elle représente la réserve disponible en temps réel.

Les objectifs du mécanisme d'ajustement sont d'assurer l'équilibre production – consommation en temps réel, d'assurer la sûreté du fonctionnement du système électrique, de reconstituer les réserves tertiaires, de contribuer à la résolution des congestions et de participer à l'optimisation des coûts de transport d'électricité.

Les offres peuvent être soumises à 3 guichets^c au jour J-1 à 16h, 22h et 23h ; en J à 22 guichets (0h, 1h, 2h, 3h, 4h, 5h, 6h, 7h, 8h, 9h, 10h, 11h, 12h, 13h, 14h, 15h, 16h, 17h, 18h, 19h, 20h, 21h). La première prise en compte des offres pour la journée suivante J est réalisée à 16h en J-1. Chaque guichet marque le début de la prise en compte des nouvelles offres, mais aussi des offres modifiées ou retirées, soumises après le guichet précédent, à l'exception des offres appelées. Dans le cas où plusieurs offres normales pour une même demande seraient soumises à un guichet, c'est la dernière soumise chronologiquement par l'acteur qui sera prise en considération. RTE sélectionne les offres selon une préséance économique.

En France, les gros consommateurs industriels profilés et connectés au réseau public de transport proposent des capacités d'effacements et concluent des contrats de réservation de puissance avec RTE afin de participer aux mécanismes d'ajustements pendant les périodes de surconsommation. En contrepartie du versement d'une prime fixe, le consommateur s'engage à mettre à disposition de RTE, par l'intermédiaire du mécanisme d'ajustement, et sur une plage de disponibilité déterminée, un volume de puissance préalablement défini respectant, a minima, les caractéristiques techniques suivantes:

- Puissance d'ajustement : supérieure ou égale à 10 MW.
- Délai de mobilisation : inférieur ou égal à 2 heures.
- Plage de disponibilité couvrant à minima une pointe.

La chronologie d'une offre d'ajustement tel qu'indiquée par RTE dans son document relatif aux règles de fonctionnement du mécanisme d'ajustement, est présentée dans la Figure 4-15.

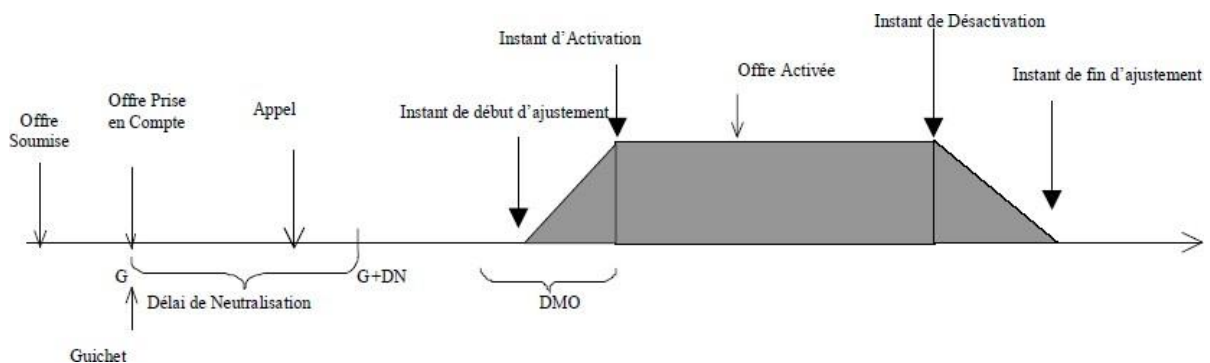


Figure 4-15 Chronologie d'une offre d'ajustement