

**Zeitschrift:** Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association suisse des électriciens, de l'Association des entreprises électriques suisses

**Herausgeber:** Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen

**Band:** 88 (1997)

**Heft:** 18

**Artikel:** Grandeurs caractéristiques du réglage primaire dans le réseau UCPTE et exigences futures

**Autor:** Asal, Hanspeter / Grebe, Eckhard / Madsen, Bjarke

**DOI:** <https://doi.org/10.5169/seals-902238>

### **Nutzungsbedingungen**

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. [Mehr erfahren](#)

### **Conditions d'utilisation**

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. [En savoir plus](#)

### **Terms of use**

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. [Find out more](#)

**Download PDF:** 26.01.2026

**ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>**

En relation avec des travaux réalisés au sein de l'UCPTE<sup>1</sup> et de l'Unipede<sup>2</sup> et des campagnes de mesures faites sur le terrain, les auteurs décrivent le comportement quasi-stationnaire du réglage primaire du système UCPTE/CENTREL<sup>3</sup>. Dans ce contexte, on met en évidence l'évolution de la valeur de l'énergie réglante et du statisme du réseau depuis 1976. Sur la base de leur évolution historique, des expériences d'exploitation et de calculs de simulation dynamique, on peut en déduire des exigences futures. En outre, les auteurs font apparaître un potentiel d'économies qui pourraient être réalisées sans affecter sensiblement la sécurité d'exploitation et la qualité de l'approvisionnement du système.

# Grandeurs caractéristiques du réglage primaire dans le réseau UCPTE et exigences futures

■ Hanspeter Asal, Eckhard Grebe, Bjarke Madsen et Harald Weber

## Réglage primaire et secondaire dans l'interconnexion UCPTE

Dans le cadre de l'UCPTE, fondée en 1951, l'exploitation du réseau interconnecté est assurée de manière décentralisée par les partenaires de l'interconnexion. L'utilisation économique des équipements de production et de transport a lieu de façon coordonnée et permet d'atteindre un niveau élevé de qualité d'approvisionnement tout en maintenant l'indé-

pendance des entreprises et en renforçant la concurrence entre celles-ci.

Seul le regroupement en un seul système interconnecté permet à toutes les entreprises l'exploitation d'unités de production de plus grande taille et plus économiques, car ce n'est qu'au sein d'une interconnexion qu'il est possible de maîtriser par le réglage une défaillance inattendue. Tous les partenaires de l'interconnexion y participent [1] par le réglage primaire qui met en œuvre la réserve instantanée maintenue à cet effet. Un soutien complémentaire est apporté dans une certaine mesure par l'effet de réduction de la charge de consommation

### Adresse des auteurs

H. Asal, Dr ing., B. Madsen, ing. dipl., et H. Weber, prof. Dr ing., Electricité de Laufenbourg SA, 5080 Laufenbourg  
E. Grebe, Dr ing.  
Zentralbereich Energieübertragung  
RWE Energie AG, Kruppstr. 5, D-45030 Essen

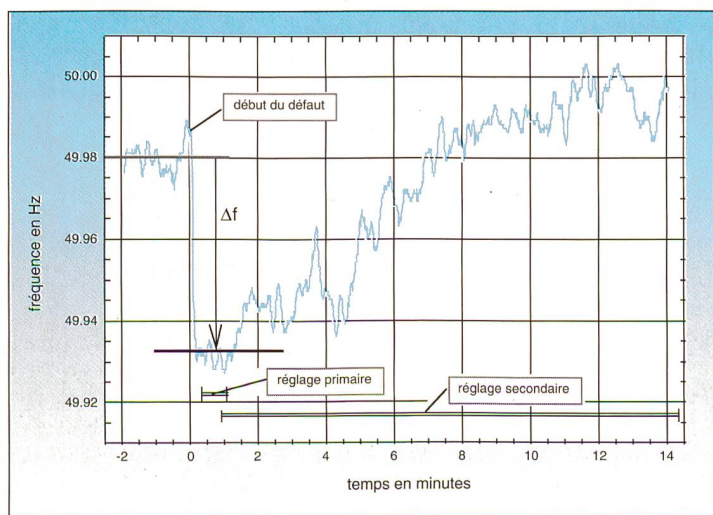
Traduction d'un article publié dans «Elektrizitätswirtschaft» 4/97 (10 février 1997) sous le titre original «Kennzahlen der Primärregelung im UCPTE-Netz und künftige Anforderungen»:  
Pascal Dusseiller, ing. dipl. EPFZ, Electricité de Laufenbourg SA, Laufenbourg

<sup>1</sup> UCPTE: Union pour la coordination de la production et du transport de l'électricité

<sup>2</sup> Unipede: Union internationale des producteurs et distributeurs d'électricité

<sup>3</sup> CENTREL: réseau des pays: Pologne, République tchèque, République slovaque et Hongrie

Figure 1  
Courbe typique de la fréquence en fonction du temps après une défaillance de 1300 MW.





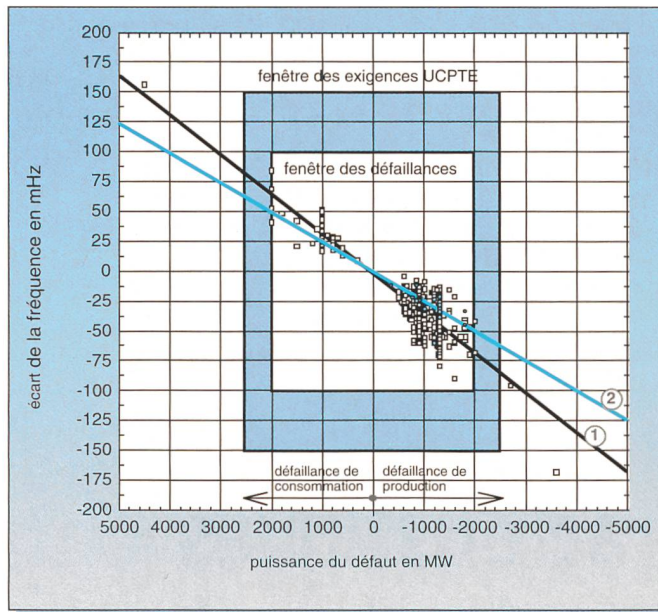
**Figure 2**  
Ecart de la fréquence  
en fonction des  
perturbations.

■ Système UCPTÉ  
sans CENTREL:  
1285 perturbations

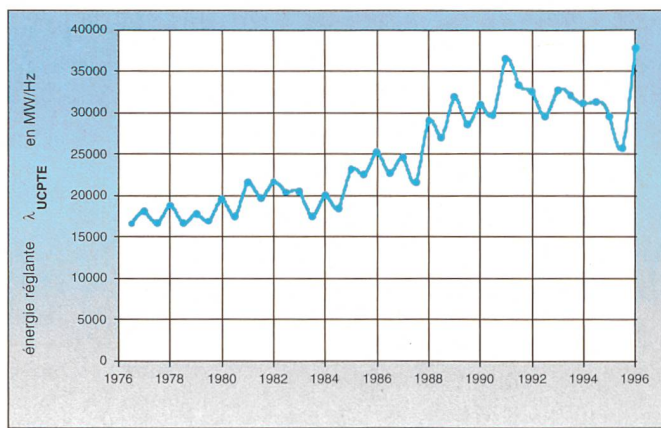
1 Droite de régression  
pour la période:  
1.1.1988-17.10.1995  
 $\lambda_{UCPTÉ} = 30\,000 \text{ MW/Hz}$

• Système UCPTÉ avec  
CENTREL: 31 pertur-  
bations

2 Droite de régression  
pour la période:  
19.10.1995-10.2.1996  
 $\lambda_{UCPTÉ} = 40\,000 \text{ MW/Hz}$



**Figure 3**  
Valeurs moyennes  
semestrielles de  
l'énergie réglante  
de 1976 à 1996.



de l'ensemble du système suite à une baisse de la fréquence.

Les écarts persistants par rapport à l'exploitation normale du système interconnecté introduits par l'action du réglage primaire sont rattrapés par le réglage secondaire qui agit, lui, avec une caractéristique proportionnelle-intégrale:

- rétablissement de l'équilibre production-consommation dans la région concernée par le défaut, c'est-à-dire rétablissement du programme d'échange convenu
- retour de la fréquence à sa valeur de consigne.

Au moyen de la méthode de la caractéristique du réseau, il est possible d'atteindre ces deux objectifs en faisant agir uniquement le régulateur secondaire de la région touchée par la défaillance. Selon les recommandations de l'UCPTÉ [2], le temps nécessaire pour rétablir des conditions d'exploitation normales ne devrait pas dépasser 15 minutes. C'est à ce moment au plus tard qu'il faut que le

réglage secondaire ait pris la relève de la puissance de réglage primaire mise en œuvre auparavant.

La figure 1 donne à titre d'exemple la courbe de la fréquence en fonction du temps, mesurée dans le système UCPTÉ à la suite d'une perturbation de 1300 MW (défaillance d'une centrale) et qui montre les domaines d'action du réglage primaire et du réglage secondaire.

## Grandeurs caractéristiques se rapportant au réglage primaire du système UCPTÉ

### Evolution de la valeur de l'énergie réglante de 1976 à nos jours

On relève ici surtout l'état quasi-stationnaire auquel le réglage primaire conduit en mettant en œuvre la réserve de réglage primaire, suite à une perturbation. Cet état permet de déterminer la valeur de l'énergie réglante sur la base du rapport entre puissance défaillante  $\Delta P$  et l'écart quasi-stationnaire de la fréquence

$\Delta f$  qui s'établit suite à cette défaillance, soit

$$\lambda = \Delta P / \Delta f \quad (1)$$

L'énergie réglante d'une partie du système peut être déterminée en exploitant le réseau partiel en question en îlotage et en déclenchant alors une unité de production déterminée [3; 4]. Il suffit de déclencher une petite unité car, dans un réseau en îlotage, cela provoque déjà un écart de fréquence suffisamment grand pour permettre la détermination de la valeur de l'énergie réglante.

En revanche il n'est pas possible de déterminer l'énergie réglante d'un grand système interconnecté uniquement sur la base d'incidents isolés, car les répercussions sur le système sont trop insignifiantes et ne se détachent pas suffisamment du bruit de fond. Afin d'éliminer les effets de ce bruit de fond sur les résultats, il faut faire des analyses statistiques. La dernière analyse statistique de ce type faite sur les énergies réglantes a été demandée par l'UCPTÉ en 1981 [5], les données nécessaires ayant été fournies par Electricité de Laufenbourg SA à Laufenbourg en Suisse (ci-après EGL).

De telles analyses ont été effectuées à nouveau par EGL pour la période s'étendant de janvier 1988 à fin 1995 pour toutes les défaillances de centrale ou de consommation avec  $|\Delta P| \geq 600 \text{ MW}$ . Au cours de la période sous revue on a compté 1316 perturbations utilisables pour lesquelles les valeurs de la fréquence du réseau ont été récoltées au moyen d'un système d'ordinateur particulier [6].

La figure 2 présente les perturbations observées en reportant la puissance faisant défaut ainsi que l'écart permanent de la fréquence auquel cela a conduit. Les marques □ indiquent les 1285 perturbations enregistrées avant l'interconnexion du réseau UCPTÉ avec celui du CENTREL le 18 octobre 1995, les 31 perturbations identifiées par ● ont eu lieu après.

Les défaillances dans les centrales font apparaître clairement une concentration des valeurs de la puissance de défaut sur -900, -1000, et -1200 MW, ce qui provient du grand nombre d'unités de production ayant cette taille dans l'UCPTÉ. Au cours des huit années considérées on n'a rencontré que deux cas avec une puissance de défaut > 2000 MW (le 25 janvier 1990:  $\Delta P = -3600 \text{ MW}$ , le 30 mai 1991:  $\Delta P = -2700 \text{ MW}$ ). Ces perturbations n'ont pas été causées par la défaillance d'unités de production en raison d'une cause interne, mais trouvent leur origine dans des défauts réseaux avec déclenchements de lignes affectant ainsi



simultanément plusieurs centrales, d'où la plus grande puissance du défaut.

Pour les défaillances de consommation, on constate une concentration marquée pour +1000 MW, ce qui provient du déclenchement de l'un des deux câbles de 1000 MW à courant continu entre la France et la Grande-Bretagne, exploités normalement dans le sens exportation. Dans la période sous revue, une seule perturbation avec  $|\Delta P| > 2000$  MW est apparue: le 20 mai 1993 avec  $\Delta P = 4500$  MW. A l'origine de cette perturbation on retrouve aussi un défaut réseau avec déclenchements de lignes qui a conduit à la séparation de parties importantes du réseau comportant principalement de la charge.

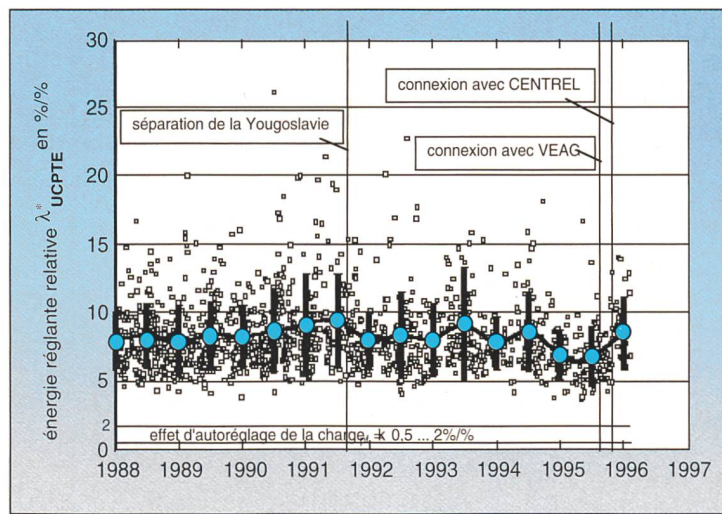
Pour les  $|\Delta P| \leq 2000$  MW, les écarts de fréquence sont en général de l'ordre de  $|\Delta f| \leq 100$  mHz. Cette relation est illustrée dans la figure 2 par la «fenêtre des défaillances». La «fenêtre des exigences» qui s'y trouve également illustre les exigences minimales actuelles de l'UCPTE en ce qui concerne le réglage primaire, lesquelles demandent que pour  $|\Delta P| \leq 2500$  MW l'écart permanent de la fréquence soit limité à  $|\Delta f| \leq 150$  mHz. Ces exigences ont toujours été tenues au cours de la période sous revue, comme a aussi été tenue l'exigence qui demande que le minimum dynamique de la fréquence pendant de telles perturbations ne conduise pas à une valeur  $f \leq 49$  Hz et donc à un délestage [8].

La pente des droites de régression tracées au travers des nuages de points  $\square$  et  $\bullet$  fournit la valeur moyenne de l'énergie réglante. Pour l'UCPTE, cette valeur a été d'environ 30 000 MW/Hz avant son interconnexion avec le CENTREL. Après cette extension, cette valeur est montée à 40 000 MW/Hz parce que les centrales du CENTREL participent également au réglage primaire.

Il y a lieu de remarquer que les droites de régression passent presque exactement par le point zéro, ce qui laisse conclure que l'action des régulateurs primaires dans les centrales est linéaire dans le cas de défaillances de production ou de consommation et que la réserve de réglage disponible n'a été mise totalement à contribution que dans des cas extrêmement rares – tant s'en faut.

Les résultats de cette analyse et ceux des analyses antérieures sont regroupés à la figure 3. Pour la période de 1976 à 1981, au total 1250 perturbations ont été analysées dans des travaux antérieurs [5]. Les résultats de 1982 à 1987 s'appuient sur 406 perturbations typiques choisies et analysées par EGL. A partir de 1988, les valeurs proviennent des mêmes données

Figure 4  
Énergie réglante relative calculée sur la période de 1988 à 1996 avec moyennes semestrielles et écarts-types.



que celles qui sont représentées à la figure 2. On peut faire les constations suivantes:

- En 1976 l'énergie réglante était d'environ 17 000 MW/Hz, par exemple défaillance de la centrale d'Oberzier le 9 avril 1975:  $\Delta P = 2500$  MW,  $\Delta f = 150$  mHz,  $\lambda = 17\,000$  MW/Hz.
- De 1976 à 1991 on constate un accroissement continu, par exemple perturbation dans la vallée du Rhône le 17 février 1985:  $\Delta P = 4200$  MW,  $\Delta f = 200$  mHz,  $\lambda = 21\,000$  MW/Hz.
- En 1988 la valeur moyenne de l'énergie réglante est de 30 000 MW/Hz.
- Ensuite, jusqu'en 1991, la valeur moyenne de l'énergie réglante monte régulièrement jusqu'à 35 000 MW/Hz.
- Après 1991, la valeur moyenne de l'énergie réglante retombe à sa valeur de 1988.
- Au cours du semestre d'hiver 1995/96, on constate un saut à 40 000 MW/Hz (interconnexion avec le CENTREL en octobre 1995).
- L'écart des valeurs entre l'été et l'hiver est de l'ordre de 2000 à 3000 MW/Hz sur toute la période.

#### Énergie réglante relative et statisme

La valeur de l'énergie réglante dépend de la taille du système et donc de la puissance de consommation ainsi que du nombre de centrales asservies au réglage primaire dans le système. Un certain nombre de relations importantes ne peuvent être dégagées que par des grandeurs caractéristiques indépendantes de la taille du système, ce qui peut être obtenu en normalisant les valeurs par rapport à la puissance nominale  $P_N$  du système à l'instant de la défaillance (somme de la puissance de production de toutes les

centrales injectant dans le système) et par rapport à la fréquence nominale  $f_N = 50$  Hz. On obtient ainsi la valeur relative de l'énergie réglante

$$\lambda^* = \lambda f_N / P_N \quad (2)$$

La puissance de réglage primaire mise en œuvre dans les centrales s'exprime avec l'énergie réglante relative des centrales  $\lambda^*_{KW}$  par

$$\Delta P_{Pr} / P_N = \lambda^*_{KW} \Delta f / f_N \quad (3)$$

Par analogie, on peut exprimer l'écart de la consommation de puissance active à l'aide de l'effet d'autorégulation de la charge  $k_{Pf}$

$$\Delta P_V / P_N = k_{Pf} \Delta f / f_N \quad (4)$$

Dans la compensation de la puissance de défaut  $\Delta P$  interviennent donc les deux composantes de (3) et (4):

$$\Delta P / P_N = (\Delta P_{Pr} + \Delta P_V) / P_N \quad (5)$$

On remarque sans peine que l'énergie réglante des centrales  $\lambda^*_{KW}$  et l'effet d'autorégulation de la charge  $k_{Pf}$  participent additivement à l'énergie réglante relative

$$\lambda^* = \lambda^*_{KW} + k_{Pf} \quad (6)$$

Le statisme apparent du système est donné par l'inverse de l'énergie réglante relative

$$\sigma = 1 / \lambda^* \quad (7)$$

Cette valeur est utilisée par la suite comme critère d'appréciation du réglage du système.

Les valeurs de la puissance nominale  $P_N$  du système à l'instant de la défaillance

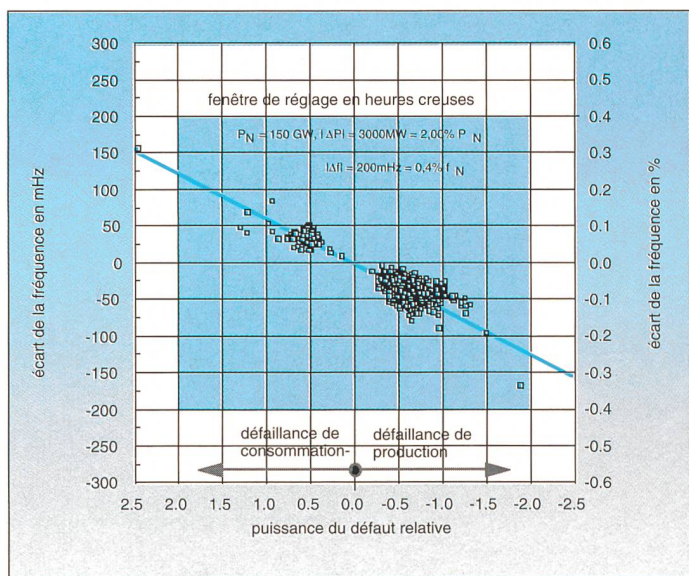


Figure 5  
Écarts de la  
fréquence mesurés  
en fonction de la  
puissance de défaut  
relative.

■ Système UCPTÉ/  
CENTREL: 1316  
perturbations

— Droite de  
régression pour la  
période: 1.1.1988-  
10.2.1996

statisme  $\sigma \approx 13\%$



lance ont été déterminées par approximation à partir des courbes annuelles de la production et des courbes journalières de la charge publiées dans les rapports annuels et les rapports trimestriels de l'UCPTE [9; 10].

La figure 4 donne les valeurs de l'énergie réglante pour la période de 1988 à 1996 et déterminées selon la méthode présentée. Jusqu'en 1991, la valeur de l'énergie réglante relative  $\lambda^*$  augmente régulièrement, ce qui permet de conclure à une augmentation continue durant cette période de la puissance relative dégagée par le réglage primaire en cas de défaillance, par rapport à la charge du réseau UCPTÉ. Ensuite,  $\lambda^*$  présente une tendance à diminuer et augmente à nouveau après la connexion du CENTREL. Comme on pouvait s'y attendre, la normalisation élimine pratiquement les variations entre l'été et l'hiver jusqu'en 1991. Les variations entre l'été et l'hiver qui apparaissent à partir de 1991 semblent indiquer que la quantité de puissance de réglage disponible n'a pas été adaptée à la charge, respectivement au total des injections des centrales, contrairement aux recommandations actuelles de l'UCPTE.

A la figure 4 on indique également la plage des valeurs de l'effet d'autoréglage de la charge  $k_{pf}$  de 0,5 à 2%/%, telles qu'elles résultent de mesures faites dans le système UCPTÉ [11]. Pour  $\lambda^*_{UCPTE} = 8\%$  on voit que la charge contribue souvent jusqu'à un quart dans le réglage primaire du système de l'UCPTE.

Dans la figure 5 on a indiqué pour chaque perturbation l'écart de la fréquence aussi en pourcent ainsi que la puissance de défaut relative. Cette repré-

sentation normalisée donne directement la valeur du statisme apparent moyen du système en fonction de la pente de la droite de régression tracée au travers du nuage de points. La valeur ainsi statistiquement déterminée du statisme apparent du système UCPTÉ, respectivement UCPTÉ + CENTREL, se monte à  $\sigma = 13\%$ . Avec un tel statisme, on peut garantir qu'une puissance de défaut de 2,5% ne conduira pas à un écart permanent de la fréquence de plus de 150 mHz. La puissance du défaut ainsi maîtrisable par le réglage se situe donc entre 4750 MW en heures creuses de jour ouvrable (190 GW) et 7500 MW en heures pleines (300 GW).

En comparaison, les exigences formulées dans les recommandations actuelles de l'UCPTE [2; 12] sont plus strictes, dans le sens que pour un écart de fréquence de 150 mHz, le réglage primaire disponible dans les centrales doit mettre en œuvre une puissance de 2,5% de la charge du réseau. Si on tient compte de l'effet d'autoréglage de la charge de

$$\begin{aligned} \Delta P_V &= k_{pf} / f_N P_N \\ &= 2\% / \% \cdot 3\% \cdot 300 \text{ GW} \\ &= 1800 \text{ MW} \end{aligned} \quad (8)$$

il est possible en heures pleines de maîtriser une défaillance de centrale de 9000 MW en maintenant la condition  $\Delta f = -150 \text{ mHz}$ . Une telle perturbation ne manquerait pas de se heurter à d'autres limites techniques que celle de la puissance de réglage. Le dimensionnement de la puissance de réglage devrait donc être adapté à la situation actuelle, surtout après l'interconnexion avec le réseau du CENTREL.

## Possibilités future de réduction des exigences faites au réglage primaire dans le système UCPTÉ

### Dimensionnement de la puissance de réglage

En ce qui concerne la défaillance de référence, il reste admis que le défaut conjugué de deux unités de production devrait être maîtrisé sans conséquences négatives ni pour le réseau ni pour la clientèle. L'augmentation de la taille des unités de production conduit à exiger une puissance de réserve de 3000 MW, ce qui est supérieur aux exigences d'origine de l'UCPTE données à la figure 2. En raison de leur dimensionnement à 2,5%  $P_N$ , les quantités réellement maintenues en réserve comme calculé ci-dessus sont à maintes reprises nettement plus élevées, ce qui inciterait à abandonner le dimensionnement actuel en pourcent. Les 3000 MW de puissance de réglage à disposition devrait complètement être engagés avec  $\Delta f = -200 \text{ mHz}$ , ce qui correspond également aux mesures préconisées pour le premier échelon du délestage (49,8 Hz) dans le plan à 5 échelons de la DVG [8]. Les résultats présentés au chapitre suivant montrent que cette exigence est suffisante aussi du point de vue dynamique.

Comme on peut le voir sur la figure 2, des défaillances de plus grandes puissances dans le réseau UCPTÉ ont une très faible probabilité. Sur les perturbations avec  $|\Delta P| \geq 600 \text{ MW}$  enregistrées entre 1988 et 1996 seules deux présentaient un défaut d'une puissance supérieure. Comme, en règle générale, on a rarement plus de 3000 MW de puissance de production sur le même jeu de barres, l'hypothèse ci-dessus se justifie aussi de ce point de vue. En outre on pourrait s'attendre à des risques d'instabilité dans le système UCPTÉ s'il fallait, en cas de défaillance, transporter plus de 3000 MW dans la zone du défaut. Cet accroissement de flux de puissance pourrait conduire soit à des surcharges et des déclenchements de lignes consécutifs ou même à des séparations de réseau ou encore à des oscillations inter-réseau inadmissibles mettant en danger l'exploitation.

Dans le cas critique d'heures creuses avec 150 GW (été, jours fériés), le processus de réglage quasi-stationnaire en fonction des nouvelles exigences se conformerait aux caractéristiques données par la figure 6.

- La réserve de réglage primaire de 3000 MW qui doit être tenue à disposition dans les centrales serait épuisée pour un écart de la fréquence de  $\Delta f = -200 \text{ mHz}$ . Il en résulte une carac-



téristique de centrale avec un statisme de  $\sigma = 20\%$ , la ligne 4.

- La caractéristique de la charge  $\sigma = 200\%$  modifie la caractéristique des centrales en une caractéristique de  $\sigma = 18\%$ , la ligne 3. (On travaille ici avec une hypothèse de  $k_{pf} = 0,5\%/%$  qui correspond à la valeur minimale de l'effet d'autorégulation de la charge obtenue au moyen de mesures [11].)
- Une puissance de défaut de 3000 MW conduit donc en gros à un écart de la fréquence de  $\Delta f = -180$  mHz seulement, point B sur la ligne 3.

Ainsi l'énergie réglante actuelle de 40 000 MW/Hz se voit réduite de plus de moitié et se retrouve à un niveau comparable à celui qui existait entre 1976 et 1985 et qui, selon l'expérience pratique de cette époque, ne présentait pas d'inconvénient. L'énergie réglante est essentiellement déterminée par l'énergie réglante des centrales, soit 3000 MW/200 mHz = 15 000 MW/Hz. A cela s'ajoute l'effet d'autorégulation de la charge dont la contribution à l'énergie réglante est d'au moins 1500 MW/Hz et atteint très souvent aussi 4000 MW/Hz, selon la charge du réseau et les caractéristiques de la consommation. L'énergie réglante apparente qui en résulte dans la pratique présentera le plus souvent des valeurs qui se situent au delà de 16 500 MW/Hz jusqu'à environ 19 000 MW/Hz, ce qui suffirait à remplir aussi les exigences actuelles.

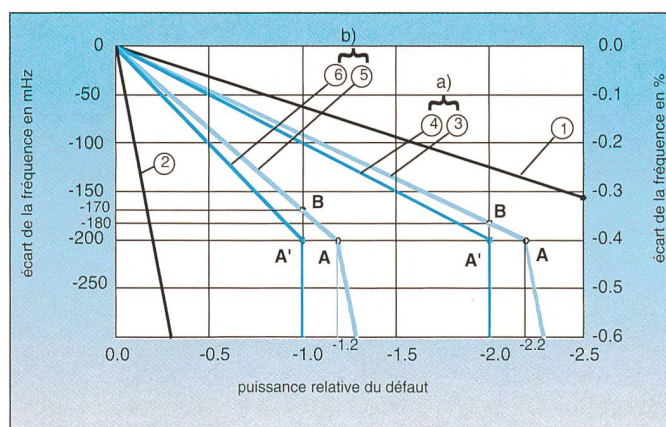
### Exigences dynamiques faites au réglage primaire

Les analyses du réglage primaire présentées ci-dessus et les propositions qui en découlent concernant les exigences futures pour la marche en interconnexion dans le système UCPTE/CENTREL, ne concernent que le comportement du système en régime quasi-stationnaire. On a donc procédé en plus à des études du comportement dynamique afin d'adapter les exigences dynamiques imposées aux unités de production aux nouvelles conditions et de faire entrevoir, le cas échéant, des potentiels d'économies accrus.

La figure 7 donne les résultats de ces études [13] pour le cas critique du déclenchement de 3000 MW de la production en heures creuses (150 GW). Dans ce cas la mise en œuvre linéaire de la puissance de réglage primaire en l'espace de 30 s est suffisante. Cela permettrait de lever l'obligation faite d'une plus grande vitesse de variation de la puissance durant les premières 5 s [2].

Ces exigences dynamiques réduites imposées au réglage primaire peuvent

Figure 6  
Comportement quasi-stationnaire du réglage primaire en heures creuses (150 GW) et en heures pleines (300 GW).

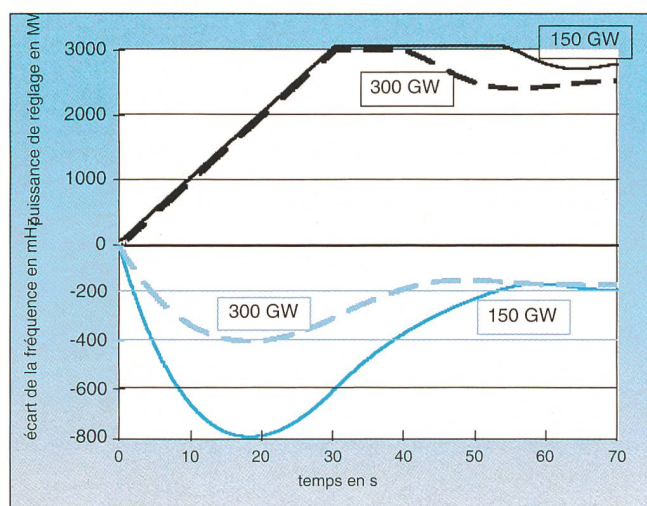


- 1 Stratégie de réglage actuelle,  $\sigma = 13\%$   
2 Caractéristique de la charge,  $\sigma = 200\%$ ,  $k_{pf} = 0,5\%/%$

- a) Comportement du réglage primaire en heures creuses  
 $P_N = 150$  GW,  $\Delta P = 3000$  MW =  $2\% P_N$   
3 Future stratégie de réglage, caractéristique du système,  $\sigma = 18\%$   
4 Caractéristique des centrales,  $\sigma = 20\%$

- b) Comportement du réglage primaire en heures pleines,  
 $P_N = 300$  GW,  $\Delta P = 3000$  MW =  $1\% P_N$   
5 Future stratégie de réglage, caractéristique du système,  $\sigma = 33\%$   
6 Caractéristique des centrales,  $\sigma = 40\%$

Figure 7  
Comportement dynamique du réglage primaire en heures creuses (150 GW) et en heures pleines (300 GW).



être remplies également par des procédés modernes de mise à disposition de réserve instantanée de puissance active, tel que engorgement/blocage du condensat [14;15;16], de sorte qu'il devient possible de réduire de façon marquée le laminage des soupapes d'admission préjudiciable au rendement du cycle thermique.

L'écart dynamique maximum de la fréquence est de  $\Delta f = -800$  mHz, laissant ainsi une marge de sécurité suffisante par rapport au seuil d'activation des relais de délestage de 49 Hz.

Pour compléter la présentation, la figure 7 donne un aperçu du cas d'heures pleines actuel pour le système UCPTE/CENTREL avec 300 GW. L'écart maximum de la fréquence de 400 mHz est

bien plus petit que dans le cas d'heures creuses.

L'explication physique de ce phénomène tient dans l'augmentation proportionnellement à la taille du système, de l'énergie cinétique emmagasinée dans toutes les masses tournantes en synchronisme et dans l'effet de réduction de la charge de consommation en fonction d'une baisse de la fréquence du système. Ces deux phénomènes facilitent le maintien de la fréquence à  $f > 49$  Hz au moyen du réglage primaire.

A la fin du processus de réglage, les nouveaux points de travail sur lesquels le système se stabilise de manière stationnaire correspondent à ceux de la figure 6 (point B), c'est-à-dire que l'écart de fré-



quence serait de 180 mHz en heures creuses et de 170 mHz en heures pleines.

La réserve de réglage restant alors disponible dans les centrales est nécessaire pour garantir une action de réglage suffisante pour maintenir convenablement un point de travail stable.

Pour la mise au point des diverses philosophies de réglage de turbine, il y a lieu de prendre en considération que le réglage doit aussi pouvoir permettre de maîtriser un déclenchement subit de la charge ou un excédent de puissance qui pourrait survenir en cas de séparation de réseaux [17].

### Potentiel d'économies

Les nouvelles exigences conduisent à des économies dans le maintien de la puissance de réserve devant être tenue à disposition. Les indications ci-après ne peuvent être que des estimations grossières et ne servent qu'à clarifier les dimensions des économies possibles.

Les coûts d'investissement et les coûts d'exploitation liés au maintien d'une réserve de réglage primaire dépendent de la technique de mise à disposition de cette puissance et de la structure des coûts du parc de production de l'entreprise concernée. Les coûts sont en général les plus élevés dans la technique classique du laminage des soupapes dans les centrales thermiques. Dans ces cas, il faut tenir compte d'un surcroît de consommation de combustible (0,5% pour maintenir une réserve de 5%  $\cdot P_N$ ) et des coûts de transfert de production [16; 18]. Ces derniers peuvent être très lourds surtout si la puissance de réserve est maintenue dans des centrales de base relativement bon marché. Une estimation chiffrée arrive à un ordre de grandeur de 10 millions de DM d'économies sur les coûts par année dans le cas où il est possible de réduire par exemple de 100 MW la réserve de réglage nécessaire.

En plus de la réduction proposée de la réserve de réglage primaire dans le système interconnecté UCPTÉ/CENTREL, il est possible de réaliser d'autres économies en constituant la puissance de réglage devant être tenue à disposition par la mise en œuvre de techniques alternatives et/ou modernes et par l'application de nouvelles stratégies de réglage:

- engorgement/blocage du condensat
- délestage de gros clients à charge thermique, par exemple déclenchement de centrale de chauffage urbain

- délestage de gros consommateurs électriques, par exemple électrolyse de l'aluminium
- déclenchement des pompes en service dans les centrales d'accumulation par pompage
- turbines-pompes réglables

Les mesures mentionnées ci-dessus ne sauraient se substituer complètement à la mise à disposition de réserve instantanée par des centrales asservies au réglage. Elles ne peuvent être engagées que subsidiairement et leur engagement doit être soigneusement coordonné en ce qui concerne les effets sur le système.

### Développements futurs

Dans la période actuelle de concurrence accrue, de déréglementation et de modifications des structures de l'économie électrique, la valorisation des services auxiliaires dans l'exploitation des systèmes et donc du réglage primaire et secondaire joue un rôle important, en particulier en ce qui concerne la facturation séparée de ces services en sus des coûts de production et de transport.

La mise en œuvre de stratégies de réglage modernes et efficaces aura pour conséquence de pouvoir réaliser d'importantes économies sur les coûts d'investissement et d'exploitation.

### Bibliographie

- [1] Réglage de la puissance active dans le réseau UCPTÉ. Rapport annuel de l'UCPTÉ 1990.
- [2] Recommandations relatives aux réglages primaire et secondaire de la fréquence et de la puissance dans l'UCPTÉ. UCPTÉ, juin 1995.

[3] Luder, H. u.a.: Bericht über Abschalt- und Regeluntersuchungen der Schweiz im westeuropäischen Verbundnetz. Bulletin ASE 55, 1964.

[4] Tillmann, H.-B. u.a.: Regelverhalten des Veag-Netzes, experimentell ermittelt im Rahmen der osteuropäischen Zwischensystem-Erprobung. Elektrizitätswirtschaft Jg. 94 (1995), H. 3, S. 115-123.

[5] Comportement du réglage du réseau de l'UCPTÉ. Rapport annuel de l'UCPTÉ 1981-1982.

[6] Asal, H.P. u.a.: Störungen im westeuropäischen Verbundnetz. Bulletin SEV/VSE, Bd. 71, 1980.

[7] Recommandations de mesures relatives au réglage de la fréquence et propres à éviter des perturbations importantes. Rapport annuel de l'UCPTÉ 1982-1983.

[8] Deutsche Verbundgesellschaft: Massnahmen für die Versorgung im Störfall. Heidelberg, Juni 1980.

[9] Rapport annuel de l'UCPTÉ 1994.

[10] Bulletin semestriel de l'UCPTÉ, premier semestre 1994.

[11] Welfonder, E.; Hall, B.; Glausinger W.; Heueck, R.: Untersuchung der frequenz- und spannungsabhängigen Leistungsaufnahme von Verbraucherteilnetzen - Ergebnisse und Folgerungen für den Verbundbetrieb. Elektrizitätswirtschaft Jg. 93 (1994), H. 3.

[12] Recommandations sur la fréquence dans l'exploitation du réseau interconnecté de l'UCPTÉ. Octobre 1996.

[13] Exigences vis-à-vis du réglage primaire dans l'exploitation interconnectée UCPTÉ, Deutsche Verbundgesellschaft, Heidelberg, février 1997.

[14] Sindelar, R.: Ein Konzept für die Leistungsregelung eines kohlebefeuerter Kraftwerksblockes. VGB Kraftwerktechnik 71 (1991), H. 1, S. 4-13.

[15] Falgenhauer, G.; Kürten, H.: Zweckmässigkeit von Massnahmen zur schnellen Leistungssteigerung in Dampfkraftwerken. VGB Kraftwerktechnik 65 (1985), H. 4, S. 362-368.

[16] Hühne, E.; Vogelbacher L.: Regelverhalten von Dampfkraftwerken bei der De-Aktivierung der Niederdruck-Vorwärmer zur Bereitstellung der Wirkleistungssekundenreserve. VDI-Berichte Nr. 1245, 1996, S. 157-179.

[17] Grebe, E.: Anforderungen an Turbinen-Regelkonzepte im Hinblick auf Verbund- und Inselbetrieb. VDI-Berichte Nr. 801, 1990, S. 273-292.

[18] Näser, W.; Grebe, E.: Kosten von Regelmassnahmen im Netzbetrieb. VDI-Berichte Nr. 1245, 1996.

## Kennzahlen der Primärregelung im UCPTÉ-Netz und künftige Anforderungen

Im Zusammenhang mit Arbeiten in der UCPTÉ und Unipede sowie vor Ort durchgeführten Messungen beschreiben die Verfasser das quasistationäre Primärregelverhalten des UCPTÉ/CENTREL-Netzes. Dabei steht die Entwicklung der Netzkennzahl sowie die Netzstatik seit 1976 im Vordergrund. Aus ihrer historischen Entwicklung, den gewonnenen Betriebserfahrungen und dynamischen Simulationsrechnungen lassen sich Anforderungen für die Zukunft ableiten. Es werden zudem Einsparpotentiale aufgezeigt, die ohne nennenswerte Beeinträchtigung der Betriebssicherheit und der Versorgungsqualität des Netzes nutzbar sind.