

# Conduite Des Réseaux Electriques

*Mastre 2 Réseau Electrique*



LAIB ABDERRZAK

# Table of contents



<b>I - Objectifs de l'enseignement</b>	3
<b>II - Chapitre II :Interconnexion des réseaux de transport et qualité de tension</b>	4
1. Introduction .....	4
2. Les interconnexions internationales : un secteur en pleine évolution .....	5
3. Les avantages recherchés à travers les interconnexions internationales .....	6
4. Le réglage du réseau .....	7
4.1. Réglage primaire (les premières secondes après perturbation) : .....	8
4.2. Réglage secondaire (endéans les 15 minutes après perturbation) .....	9
4.3. Réglage tertiaire (dans les 15 à 30 minutes après perturbation) .....	9
4.4. Des principes techniques à la forme des transactions pour les utilisateurs .....	10
4.5. Chemin contractuel et « flots parallèles » .....	10
4.6. Interconnexion des réseaux .....	12
5. Exercice .....	12
6. Exercice .....	13
7. Test de sortie .....	
8. Exercice 1 .....	13
9. Exercice 2 .....	13
10. Exercice 3 .....	14
11. Exercice 04 .....	14
<b>Exercise solutions</b>	15
<b>Glossary</b>	16
<b>Abbreviation</b>	17

# Objectifs de l'enseignement



- traiter les fonctions et l'architecture informatique des centres de conduite des réseaux de transport et de distribution de l'énergie électrique
- connaître le rôle des centres de conduite et aspects temps réel et architecture.
- comprendre l'estimation et prédiction de l'état du réseau; réglages centralisés
- Définir le system d'acquisition de données et télécommande



utilisateurs. En effet, grâce à sa valeur élevée, les petits problèmes qui surviennent tous les jours dans les différentes centrales passent totalement inaperçus aux yeux des utilisateurs. Heureusement, « plus le réseau est grand, plus il est robuste : un aléa sur une production va être compensé par l'ensemble de la zone synchronisée », fait-il savoir. Ainsi, sur la zone synchrone d'Europe continentale, « une variation de fréquence d'un hertz, correspond en moyenne à une différence de puissance entre la production et la consommation d'environ 25 000 MW », estime-t-il. Cela est évidemment différent à tout moment en fonction du niveau global de consommation et de production !

## 2. Les interconnexions internationales : un secteur en pleine évolution

Il y a une dizaine d'années, le monde des exploitants de réseaux de transport européens croisait soudainement le chemin de la Commission de Bruxelles. Le 21 mai 1992, le Conseil des ministres européens de l'Énergie débattait de trois mesures proposées par la Commission visant à accroître l'efficacité économique d'ensemble du secteur électrique dans la Communauté :

- l'accès des tiers au réseau ;
- l'abrogation des droits exclusifs de production d'énergie et de construction des moyens de transport existant dans les législations nationales ;
- la séparation des activités de production, de distribution et de transport.

Il est instructif de se reporter à cette année 1992 pour mesurer quelle effervescence saisissait alors tout ce qui touchait aux réseaux électriques européens. À côté des questions soulevées par la Commission européenne, dont chacun essayait de peser les répercussions sur l'organisation et le fonctionnement des systèmes électriques, et à côté des interrogations sur le devenir de modèles inspirés du nouveau pool anglais, l'extension géographique de l'interconnexion synchrone était en plein débat. Alors que la zone européenne interconnectée en synchrone était restée relativement stable depuis 30 ans, la disparition du rideau de fer changeait complètement la donne. Les perspectives d'interconnexion de l'Est et de l'Ouest se dessinaient, et l'on pressentait aussi que le synchronisme pourrait s'étendre également rapidement vers le sud à travers le détroit de Gibraltar puis tout autour de la Méditerranée.

### Note

---

interconnexion synchrone signifie que les réseaux ont même fréquence et même tension. Une telle extension n'était pas sans poser de nombreux problèmes pratiques. En premier lieu, les perspectives d'interconnexion accrue s'ouvraient paradoxalement à un moment où il devenait extrêmement difficile de faire accepter la construction de nouvelles lignes de transport. En supposant cependant que de nouveaux ouvrages d'interconnexion puissent être construits, on cherchait aussi à en dessiner la meilleure structure : fallait-il s'appuyer sur un développement à l'identique du niveau de tension à 400 kV, ou plutôt entreprendre la construction d'un réseau européen à plus haute tension, pour lequel on trouvait à la fois des tenants de la solution à courant alternatif et de la solution à courant continu ?

### 3. Les avantages recherchés à travers les interconnexions internationales

Il n'est pas si facile de dessiner un paysage incontestable des avantages et des inconvénients de l'interconnexion synchrone, dans une Europe de l'Ouest où ceci constitue un cadre naturel depuis si longtemps. On conçoit mieux la difficulté d'un tel questionnement si l'on essaie de se mettre à la place de pays confrontés aujourd'hui à l'examen de l'opportunité d'un raccordement à d'autres réseaux, ou bien de vastes pays comme la Chine qui doivent déterminer le mode optimal de

développement de leur réseau. Il est encore plus difficile d'estimer, après coup, de façon quantitative les avantages liés à l'interconnexion. L'UCTE (Union pour la coordination du transport de l'électricité), qui a mené des travaux sur ce sujet de 1995 à 1997, en a bien saisi la mesure. En effet, une telle évaluation suppose

que l'on puisse procéder à une comparaison de la situation réelle existante avec une situation de référence sans interconnexion. Mais comment raisonner ? Ouvrir de façon fictive les lignes d'interconnexion internationales existantes, pour en déduire comment se modifieraient les avantages quantitatifs ? Ou bien se tourner vers le passé et essayer d'imaginer ce qu'aurait été le développement de systèmes électriques nationaux sans aucune interconnexion ?

Sur le plan historique, il est fort probable que le développement d'un réseau à très haute tension synchrone ne s'est pas fait en se posant immédiatement la question de connexions entre pays. Ce qui comptait, c'était de pouvoir raccorder des groupes de production construits en fonction de ressources énergétiques (essentiellement, des centrales hydroélectriques) à des zones de consommation.

Pour franchir les distances, le transport à courant alternatif s'est vite imposé en Europe. Ensuite, les effets de rendement ayant conduit à l'augmentation de la taille unitaire des groupes de production, tandis que la consommation restait relativement diffuse, le réseau de transport s'est progressivement développé. Le maillage du réseau a ainsi permis de répondre à l'un des problèmes posés par l'électricité, à savoir que celle-ci se stocke peu (du moins, vis-à-vis des niveaux de production et de consommation qui sont en jeu)

En suivant cette logique, on a pu voir se développer progressivement en Europe des réseaux de transport isolés, où le maillage interne s'accroissait progressivement ainsi que le niveau de tension. Petit à petit sont apparues également quelques lignes d'interconnexion traversant les frontières, mais il s'agissait de pouvoir relier des régions transfrontalières afin de favoriser des échanges production-consommation entre régions locales proches, suivant un fonctionnement dit « en poche ». Cette technique, initialement commode, a posé par la suite de plus en plus de problèmes du fait de son manque de souplesse, et a alors été considérée comme un obstacle à la fluidité d'échanges entre partenaires intéressés.

Le couplage en synchrone des différents réseaux préexistants, rendu possible par les progrès en matière de réglage des réseaux qui permettaient de lever les problèmes techniques inhérents au fonctionnement en synchrone d'un grand réseau, s'est alors progressivement réalisé à partir de 1958.

En s'appuyant sur cette esquisse rapide, on peut énumérer les avantages de l'interconnexion, et plus spécialement de l'interconnexion synchrone :

- Le développement des échanges transfrontaliers ; cet aspect est un moteur principal de l'expansion

de la zone géographique d'interconnexion.

- Les bienfaits de la mutualisation ; ils incluent plusieurs facettes ; l'interconnexion permet tout d'abord de produire ailleurs que là où on consomme, en bénéficiant de la souplesse d'ensemble de tous les groupes de production ; par ailleurs, l'interconnexion des consommations se traduit par un effet de foisonnement qui joue à différentes échelles de temps : il autorise à bénéficier d'une part de la compensation

statistique des variations élémentaires des consommations, d'autre part des décalages horaires et des différentes habitudes de consommation des pays interconnectés ;l'interconnexion atténue aussi l'effet sur la fréquence d'un déclenchement de groupe, et conduit à un dimensionnement plus faible des réserves de puissance nécessaires pour être en mesure de faireface aux aléas affectant l'équilibre production/consommation.

- La réduction des coûts d'investissement de réseau et de production ; sur le plan des ouvrages de transport, l'interconnexion a permis de faire des économies d'investissements dans les réseaux internes des pays interconnectés, et de profiter des effets d'investissements différés ; côté production, l'interconnexion a permis l'obtention des gains, grâce aux rendements d'échelle (il est ainsi aisé de voir que bien des pays européens auraient du mal à supporter l'aléa constitué par le déclenchement fortuit de leur plus gros groupe de production, s'ils fonctionnaient en réseau isolé) ;l'interconnexion a permis aussi la construction de centrales à participation entre bénéficiaires de pays multiples.
  - Une meilleure qualité de la desserte des utilisateurs du réseau ; cette amélioration se traduit entre autres par une fréquence plus stable, des pertes de transport globalement plus faibles, une puissance de court-circuit plus élevée, un meilleur acheminement de la réserve ; par ailleurs, comme divers

exemples en ont témoigné, l'interconnexion se prête à une reconstitution de réseau plus rapide suite à un incident de grande ampleur, du fait de la possibilité de s'appuyer sur les réseaux adjacents restés sains.

Cependant, l'interconnexion synchrone est susceptible d'apporter un certain nombre d'inconvénients, qui peuvent constituer, si l'on n'y prend pas garde, le revers des avantages énoncés plus haut :

- L'augmentation de la puissance de court-circuit peut conduire à devoir recourir à du matériel de dimensionnement plus élevé et donc plus coûteux.
- Si globalement le niveau des pertes est plus réduit, il peut au contraire s'accroître dans certaines parties du réseau interconnecté à certains moments.
- Un réseau peut subir différentes répercussions de ce qui survient sur les réseaux voisins (manœuvres, défauts, fonctionnements d'automatismes, etc.).
- On ne peut pas exclure complètement la probabilité qu'un mécanisme d'effondrement survienne dans une partie du réseau et s'étende à l'ensemble du réseau.
- Le bon fonctionnement de l'ensemble repose sur le bon comportement de chacun des partenaires interconnectés ; a contrario, le comportement inadéquat d'un des partenaires peut induire des problèmes très gênants pour les autres et dont l'origine est parfois difficile à déterminer, surtout sur des réseaux très étendus. C'est pourquoi il est indispensable que chacun des partenaires interconnectés respecte des exigences techniques minimales. Ainsi, l'UCTE a défini d'une part une procédure s'appliquant à tout nouveau partenaire candidat à l'interconnexion, d'autre part un recueil de recommandations et de règles s'appliquant à tout membre interconnecté

## 4. Le réglage du réseau

Pour ce qui concerne la tension, nous verrons qu'il s'agit d'un problème essentiellement local (compensation). Il faut limiter les transits de réactif dans le réseau. On admet des plages de variations de l'ordre de 5 à 10% selon le niveau de tension et le type de clientèle.

Par contre la fréquence (liée à la vitesse de rotation des alternateurs) est un problème intéressant l'ensemble d'un système électrique interconnecté. Tout déséquilibre entre la production et la consommation entraîne une variation de vitesse (déséquilibre entre le couple moteur fourni par la turbine et le couple résistant correspondant à la charge du réseau) et donc de fréquence. La fréquence doit être tenue dans une plage de  $\pm 1$  Hz. (pertes transformateurs, synchronisation horloges, stabilité des machines, ...).

Ce réglage concerne des « zones de réglage ». C'est-à-dire la plus petite partie du réseau dotée d'un système réglage fréquence puissance, une zone de réglage coïncide aujourd'hui généralement avec un pays. Une zone de réglage doit être capable de maintenir l'échange de puissance à la valeur programmée.

Dans l'ensemble des zones de réglage, regroupés en « bloc de réglage », interconnectés au niveau européen (synchrone), les responsabilités sont établies. La Belgique représente 3,7%, la France 23,8%, l'Allemagne 27,5%, etc...

Une réserve tournante (spinning reserve en anglais) (machine tournant à vide ou à charge réduite) est la base de la philosophie du contrôle de la fréquence.

#### 4.1. Réglage primaire (les premières secondes après perturbation) :

Sans disposition particulière, si le couple résistant (consommation) augmente (diminue), la fréquence chute (augmente) pour trouver un nouvel équilibre. Ce n'est pas admissible, il faut donc une action automatique (menée par les régulateurs de vitesse de chaque centrale) sur les organes d'admission du fluide moteur des turbines pour maintenir la fréquence. Cette action (réglage primaire) peut varier dans de grandes proportions suivant la nature des charges et des turbines. Le réglage primaire répartit les fluctuations de charge au prorata des capacités nominales du groupe en pondérant par un gain (notion de statisme « s » compris entre 2 et 6%) :

$$\frac{\Delta P_i}{P_{ni}} = -\frac{1}{s_i} * \frac{\Delta F_0}{F_0}$$

On définit l'énergie réglante primaire d'un réseau comme le rapport entre la pointe de charge du réseau et la fréquence nominale, divisé par le statisme. On obtient une valeur en MW/Hz. Pour le réseau UCTE<sup>[p.17]</sup>, cette valeur est de 35000 MW/Hz, ce qui veut dire que sans réglage primaire il faut une perte de 35000 MW pour provoquer un écart permanent de fréquence de 1 Hz. En cas de perturbation, les pays interconnectés synchrones participent pendant 15 minutes au sauvetage de la situation, chaque pays agissant au prorata de son « importance ». Pendant cette période le régime reste perturbé (la fréquence est écartée de sa valeur de consigne), les flux de puissance entre zone ne sont plus conformes aux flux programmés, il y a risque de dépasser des charges permanentes admissibles (d'où la durée de 15 minutes qui est grosso modo une constante de temps thermique d'échauffement des conducteurs aériens).

En cas de chute de la fréquence en deçà de 49.8 Hz une politique de délestage de charge et un démarrage automatique de turbines à gaz est enclenché, plus bas on commence à délester certains clients industriels et la clientèle domestique.

## 4.2. Réglage secondaire (endéans les 15 minutes après perturbation)

Ce réglage, également automatique, agit après le réglage primaire (c-à-d après environ une minute). Il a pour but de rétablir la fréquence de référence. C'est important notamment pour le contrôle des puissances échangées sur les liaisons d'interconnexion entre réseaux à gestion séparée. En effet les transits évolueraient au prorata des inerties des réseaux pour se stabiliser à une nouvelle valeur fonction des énergies réglantes primaires de chacun des réseaux interconnectés. Il est centralisé (émis par un centre de conduite), agissant sur plusieurs groupes internes à la zone perturbatrice. On définit cette fois l'énergie réglante secondaire.

## 4.3. Réglage tertiaire (dans les 15 à 30 minutes après perturbation)

Il faut procéder à un réajustement des programmes de fonctionnement des centrales (en prenant en compte les coûts de production marginaux) pour rétablir un optimum économique. Ce réglage est également centralisé au sein de la zone initialement en défaut. Ce réglage a pour but de rétablir l'optimum économique et aide à reconstituer la réserve secondaire. En résumé, sur un périmètre (c'est-à-dire un ensemble de nœuds d'injection et de soutirage),

la conduite du réseau repose donc sur ce système de réglage qui sans cesse cherche à rétablir l'équilibre :  $P$  (production) =  $D$  (demande).

Jusqu'ici, nous nous sommes placés dans le cas d'un système électrique « isolé » ; examinons maintenant ce que devient ce principe de réglage lorsque plusieurs zones de réglage sont interconnectées. Pour le réglage primaire, à partir du moment où il s'agit d'interconnexions synchrones, comme la

fréquence est la même sur l'ensemble du réseau interconnecté, cette première boucle d'adaptation va « naturellement » être globale, c'est-à-dire fonctionner en permanence à équilibrer  $\Sigma$  productions =  $\Sigma$  demandes.

C'est d'ailleurs là que l'on trouve l'un des intérêts de l'interconnexion : plus le système est étendu, plus la puissance de réglage est importante et du coup les marges nécessaires moins importantes pour chaque zone interconnectée que si cette dernière était isolée (fruits de la mutualisation des risques). La qualité de la fréquence s'en trouve améliorée, sous réserve évidemment que chaque zone contribue honnêtement à fournir sa part de la puissance de réglage et ne se repose pas sur les autres. C'est au niveau du réglage secondaire que l'interconnexion de plusieurs zones de réglage va introduire des différences.

### *Example*

imaginons un incident qui fait perdre à une zone 1 000 MW de production ; le réglage primaire fonctionne et « rattrape » cet écart de 1 000 MW en augmentant d'autant la production sur l'ensemble des centrales réglantes du réseau interconnecté, ce qui peut conduire à ce que, par exemple, à la fin de l'effet de ce réglage, la production a augmenté effectivement de 200 MW dans la zone concernée par l'incident, et de 800 MW dans le reste du réseau interconnecté. On a du coup mis en place une « importation » de 800 MW.

Ce déséquilibre est autorisé s'il ne se prolonge pas trop longtemps, car sinon il conduirait à une situation où, de façon durable, des producteurs fourniraient pour des consommateurs avec lesquelles ils n'ont pas de contrat, et où il faudrait alors introduire des systèmes de compensation.

Le réglage secondaire a du coup un deuxième rôle : celui d'absorber cette différence (de 800 MW dans l'exemple), de façon à ramener effectivement chaque zone de réglage à son équilibre production = demande.

C'est donc au niveau de ce réglage que l'on va pouvoir aussi introduire des déséquilibres qui vont permettre de mettre en place des échanges entre zones, c'est-à-dire que l'équilibre recherché ne sera plus production (P) = consommation (C) pour chaque zone, mais bien production = demande,

où la demande est égale à la production augmentée (algébriquement) du solde des exportations et importations de cette zone avec les autres qui lui sont interconnectées.

#### 4.4. Des principes techniques à la forme des transactions pour les utilisateurs

Ces principes techniques ont des conséquences importantes sur la mise en place de transactions commerciales, et introduisent une différence fondamentale, pas toujours bien comprise, entre les modalités qui permettent d'être raccordé à un réseau (sous-entendu à l'intérieur d'une zone de réglage) et ainsi d'effectuer des injections ou des soutirages, et les modalités pour transporter de l'énergie d'une zone de réglage à une autre.

Dans le premier cas, notamment pour les soutirages, il suffit de convenir avec le gestionnaire de réseau d'une puissance maximale (puissance de souscription), de s'acquitter bien entendu du péage lié à ce raccordement, pour être « libre » de soutirer à tout moment tout ou partie de cette puissance, sans déclaration ou annonce préalable. En revanche, dans le cas d'un échange entre deux zones, il faut que les deux gestionnaires de réseau concernés puissent programmer leurs réglages secondaires : ce qui a pour conséquence que les échanges doivent eux-mêmes être déclaré à l'avance. Une importation ou une exportation a du coup un caractère plus « virtuel » : c'est une déclaration, non liée à un point d'injection et un point de soutirage puisqu'il suffit de désigner les zones de réglage d'injection et de soutirage, sur la base de laquelle les gestionnaires de réseau s'engagent à mettre en place la transaction.

Aujourd'hui, la programmation des échanges se fait par pas horaire avec un incrément minimal de puissance de 1 MW : ce qui signifie que, en général la veille pour le lendemain, les acteurs qui souhaitent mettre en place des exports ou des imports doivent déclarer aux gestionnaires de réseau leur programme, soit une chronique de 24 valeurs exprimées en mégawatts (MW).

L'ensemble des déclarations individuelles faites à chacun des gestionnaires de réseau est sommé (algébriquement) et le solde est comparé entre les gestionnaires : il faut qu'il soit égal pour que les deux gestionnaires conviennent du programme global d'échange entre les deux zones pour la journée du lendemain. Les décalages peuvent provenir d'erreurs, d'oublis, de doubles déclarations, etc.

#### 4.5. Chemin contractuel et « flots parallèles »

À ce stade, nous n'avons fait aucune hypothèse sur la position géographique respective des deux zones de réglage entre lesquelles un échange est mis en place ; cette hypothèse n'est en effet pas nécessaire dans tout ce qui précède. Néanmoins, d'une part parce qu'historiquement les échanges

ont commencé à se mettre en place entre pays adjacents, d'autre part pour simplifier les tâches de vérification entre couples de gestionnaires de réseau, il est d'usage actuellement que les échanges soient mis en place entre pays adjacents.

Ce choix a pour conséquence l'introduction de la notion de chemin contractuel ou chemin commercial : toute transaction qui porte sur des zones de réglage non adjacentes (de la Belgique à l'Espagne par exemple) devra être mise en place sous forme d'une suite de transactions entre pays contigus (en l'occurrence : Belgique-France, puis France-Espagne). Il faut noter que cette notion de chemin contractuel n'est pas univoque, on peut en général construire plusieurs chemins contractuels pour un même couple (zone d'origine, zone de destination).

Cette difficulté a été accentuée par le développement du trading : alors qu'auparavant les échanges étaient effectivement conclus entre compagnies intégrées « adjacentes », l'apparition de traders opérant à l'échelle européenne a bouleversé ce paysage, rendant nécessaires des échanges d'informations renforcés entre les gestionnaires de réseau. Pour se persuader de cette complexité du point de vue des gestionnaires de réseau.

Tout ceci ne poserait aucun problème si les réseaux, par leurs limitations techniques, n'introduisaient pas des contraintes sur les possibilités d'échanges : mais bien entendu, que ce soit sur les lignes d'interconnexion elles-mêmes ou bien sur d'autres parties du réseau, les échanges qui, in fine, entraînent une recomposition du plan de production en Europe, induisent des changements des flux d'énergie qui vont buter sur les limites de courant admissibles dans les ouvrages, et, plus généralement sur les contraintes pour conduire en sécurité ce réseau. C'est ce que l'on appelle la création des phénomènes de congestion, situation où la demande d'échanges est supérieure à la capacité de transport du réseau interconnecté .

Du coup les gestionnaires de réseau sont conduits à annoncer ou même à publier ces capacités. Elles sont donc aujourd'hui calculées selon le modèle décrit plus haut, c'est-à-dire sous forme de capacités d'échange bilatérales pour des paires de zones de réglage adjacentes. La principale difficulté dans le calcul de ces capacités réside dans les hypothèses qu'il faut prendre, et qui se traduisent in fine par un risque que le gestionnaire de réseau devra gérer. Pour se persuader de cela, il faut tout d'abord comprendre que les flux induits par la mise en place d'une transaction peuvent être très différents de la transaction elle-même. Cette conséquence des lois de Kirchhoff crée ce que l'on appelle des « flux parallèles », c'est-à-dire des charges supplémentaires sur le réseau a priori inconnues du gestionnaire de réseau concerné (sauf à être informé par, dans le cas de cet exemple, les gestionnaires suisses et allemands).

Du coup, la détermination d'une capacité dans une direction donnée (par exemple, de la France vers la Belgique) dépend bien entendu des échanges prévus entre France et Belgique, mais aussi des échanges entre France et Allemagne, et au-delà, si l'on veut être rigoureux, de l'ensemble des transactions mises en place en Europe qui vont avoir un effet sur la charge des lignes. C'est ce phénomène qui rend difficile la détermination des capacités, et d'autant plus difficile que l'on recule l'horizon auquel on souhaite les évaluer

## 4.6. Interconnexion des réseaux

### 4.6.1. Le réseau eurasien

Le réseau eurasien: <sup>[p.16]</sup>

- le réseau UCTE <sup>[p.17]</sup> (Union pour la Coordination du Transport de l'Energie Electrique) France, Allemagne, Portugal, Espagne, Italie

Slovénie et depuis 2004, les pays de l'ex CENTREL (Pologne, Républiques Tchèque et Slovaque, prêts.

Europe/Asie 4 réseaux gérés indépendamment (tension, fréquence) et interconnectés par (Union pour la Coordination du Transport de l'Energie Electrique)

France, Allemagne, Portugal, Espagne, Italie, Danemark, Grèce, Autriche avec Slovénie et depuis 2004, les pays de l'ex- Yougoslavie) auquel est aujourd'hui relié le réseau CENTREL (Pologne, Républiques Tchèque et Slovaque, Hongrie). La Bulgarie et la Roumanie sont Europe/Asie 4 réseaux gérés indépendamment (tension, fréquence) et interconnectés par (Union pour la Coordination du Transport de l'Energie Electrique) (Benelux, , Danemark, Grèce, Autriche avec en plus la Suisse, aujourd'hui relié le réseau Hongrie). La Bulgarie et la Roumanie sont prêts.

L'UCTE <sup>[p.17]</sup> rassemble donc les TSO (Transmission system operators) de ces pays qui érigent des règles d'interconnexions car plus on s'étend plus les problèmes deviennent difficiles.

- le réseau NORDEL (Norvège, Suède, Finlande, Islande), relié (sauf Islande) au réseau UCTE <sup>[p.17]</sup> via une liaison DC Danemark-Norvège et Danemark-Suède, une liaison DC existe également entre les Pays-Bas et la Norvège.

- le réseau EEC (Royaume Uni, Irlande) relié au réseau UCTE <sup>[p.17]</sup> via une liaison DC Angleterre France.

- le réseau IPS/UPS Unified Power System/Interconnected Power systems : pays du CIS et de la mer Baltique = Lituanie, Lettonie, Estonie, Arménie, Azerbaïdjan, Bélarussie, Georgie, Russie, Moldavie, Kazakhstan, Kirgizstan, Tadjikistan, Ukraine, Ouzbékistan

Entre le bloc « main UCTE » et le royaume uni	2000 MW (DC)
NORDEL	1700 MW
CENTREL	2400 MW (synchrone)
Espagn-Portugal	1400 MW
Italie	7150 MW (synchrone)
South-eastern UCTE	1400 MW (synchrone)

tableau1:Quelques capacités d'interconnexion en 2006

## 5. Exercice

[solution n°1 p.15]

Décrire les avantages recherchés à travers les interconnexions nternationales ?

## 6. Exercice

[solution n°2 p.15]

interconnexion synchrone signifie que:

- les réseaux ont même fréquence et même tension
- les réseaux ont même tension et même courant

## 7. Exercice 1

*Expliquer le mode réglage primaire de régale de la fréquence ?*

*Solution ex01*

Réglage primaire (les premières secondes après perturbation) : Sans disposition particulière, si le couple résistant (consommation) augmente (diminue), la fréquence chute (augmente) pour trouver un nouvel équilibre. Ce n'est pas admissible, il faut donc une action automatique (menée par les régulateurs de vitesse de chaque centrale) sur les organes d'admission du fluide moteur des turbines pour maintenir la fréquence. Cette action (réglage primaire) peut varier dans de grandes proportions suivant la nature des charges et des turbines. Le réglage primaire répartit les fluctuations de charge au prorata des capacités nominales du groupe en pondérant par un gain (notion de statisme « s » compris entre 2 et 6%) : On définit l'énergie réglante primaire d'un réseau comme le rapport entre la pointe de charge du réseau et la fréquence nominale, divisé par le statisme. On obtient une valeur en MW/Hz. Pour le réseau UCTE, cette valeur est de 35000 MW/Hz, ce qui veut dire que sans réglage primaire il faut une perte de 35000 MW pour provoquer un écart permanent de fréquence de 1 Hz. En cas de perturbation, les pays interconnectés synchrones participent pendant 15 minutes au sauvetage de la situation, chaque pays agissant au prorata de son « importance ». Pendant cette période le régime reste perturbé (la fréquence est écartée de sa valeur de consigne), les flux de puissance entre zone ne sont plus conformes aux flux programmés, il y a risque de dépasser des charges permanentes admissibles (d'où la durée de 15 minutes qui est grosso modo une constante de temps thermique d'échauffement des conducteurs aériens). En cas de chute de la fréquence en deçà de 49.8 Hz une politique de délestage de charge et un démarrage automatique de turbines à gaz est enclenché, plus bas on commence à délester certains clients industriels et la clientèle domestique.

## 8. Exercice 2

*Expliquer le mode Réglage secondaire (endéans les 15 minutes après perturbation) de régale de la fréquence ?*

*Solution ex02*

Ce réglage, également automatique, agit après le réglage primaire (c-à-d après environ une minute). Il a pour but de rétablir la fréquence de référence. C'est important notamment pour le contrôle des puissances échangées sur les liaisons d'interconnexion entre réseaux à gestion séparée. En effet les transits évolueraient au prorata des inerties des réseaux pour se stabiliser à une nouvelle valeur fonction des énergies réglantes primaires de chacun des réseaux interconnectés. Il est centralisé (émis par un centre de conduite), agissant sur plusieurs groupes internes à la zone perturbatrice. On définit cette fois l'énergie réglante secondaire.

## 9. Exercice 3

*Expliquer le mode réglage tertiaire (dans les 15 à 30 minutes après perturbation) de la fréquence ?*

*Solution Ex03*

Il faut procéder à un réajustement des programmes de fonctionnement des centrales (en prenant en compte les coûts de production marginaux) pour rétablir un optimum économique. Ce réglage est également centralisé au sein de la zone initialement en défaut. Ce réglage a pour but de rétablir l'optimum économique et aide à reconstituer la réserve secondaire. En résumé, sur un périmètre (c'est-à-dire un ensemble de nœuds d'injection et de soutirage), la conduite du réseau repose donc sur ce système de réglage qui sans cesse cherche à rétablir l'équilibre :  $P$  (production) =  $D$  (demande). Jusqu'ici, nous nous sommes placés dans le cas d'un système électrique « isolé » ; examinons maintenant ce que devient ce principe de réglage lorsque plusieurs zones de réglage sont interconnectées.

## 10. Exercice 04

*Il existe en Europe/Asie 4 réseaux gérés indépendamment (tension, fréquence) et interconnectés par des liaisons à courant continu : Europe/Asie 4 réseaux gérés indépendamment (tension, fréquence) et interconnectés par Europe/Asie 4 réseaux gérés indépendamment (tension, fréquence) et interconnectés par des liaisons à courant continu lesquelles?*

*Solution Ex04*

- **le réseau UCTE** (Union pour la Coordination du Transport de l'Energie Electrique) ,**le réseau NORDEL** (Norvège, Suède, Finlande, Islande), **le réseau EEC** (Royaume Uni, Irlande) relié au réseau UCTE via une liaison DC AngleterreFrance,- **le réseau IPS/UPS** Unified Power System/Interconnected Power systems : pays du CIS et de la mer Baltique = Lituanie, Lettonie, Estonie, Arménie, Azerbaïdjan, Bélarussie, Georgie, Russie, Moldavie, Kazakhstan, Kirghizstan, Tadjikistan, Ukraine, Ouzbékistan.

# Exercise solutions



## > Solution n°1

Exercice p. 12

Décrire les avantages recherchés à travers les interconnexions internationales ?

Le développement des échanges transfrontaliers, Les bienfaits de la mutualisation, La réduction des coûts d'investissement de réseau et de production, Une meilleure qualité de la desserte des utilisateurs du réseau.

## > Solution n°2

Exercice p. 13

interconnexion synchrone signifie que:

- les réseaux ont même fréquence et même tension
- les réseaux ont même tension et même courant





# Abbreviation

UCTE: union pour la coordination du transport de l'électricité

