



29 أفريل 2025

المسيلة في :

رقم: 100/ق.ه.ك/2025

شهادة إدارية

بخصوص مطبوعة الدروس الخاصة بالأستاذ

العايب عبد الرزاق

بناءً على محضر اللجنة العلمية لقسم الهندسة الكهربائية تحت رقم: 41/ق.ه.ك/2025 المنعقد بتاريخ 17 فيفري 2025 والمتضمن تعيين الخبراء: الأستاذ واقني فيصل أستاذ محاضر-أ- بجامعة المسيلة الأستاذ جريوي سليم أستاذ محاضر-أ- بجامعة المسيلة، والأستاذ مليط محمد أستاذ بجامعة جيجل وذلك لتقييم مطبوعة الدروس الخاصة بالأستاذ العايب عبد الرزاق أستاذ محاضر "أ" بقسم الهندسة الكهربائية لجامعة المسيلة تحت

عنوان: " Conduite des réseaux électriques "

وبعد إطلاع رئيس اللجنة العلمية ورئيس القسم على التقارير الواردة و التي كانت كلها ايجابية، وعليه فإن اللجنة لا ترى مانعا أن تتخذ سنداً في تدريس طلبة السنة الثانية ماستر في الشبكات الكهربائية ، شعبة الكهترقني ، ميدان علوم و تكنولوجيا و أن تعتمد في أي تقييم للمسار العلمي للأستاذ المعني.

رئيس القسم

رئيس اللجنة العلمية

أ.د. بوقرة عبد الرحمان



محمد اف المبروك

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université Mohamed BOUDIAF - M'sila



Faculté de Technologie
Département de Génie Electrique

Auteur

Dr. LAIB Abderrzak
Abderrzak.laib@univ-msila.dz

Faculté : Technologie

Département : Génie Electrique

Etablissement : Université Mohamed BOUDIAF de M'sila – Algérie

Intitulé de la matière : Conduite Des Réseaux Electriques

Semestre : 3

Unité d'Enseignement : UE Fondamentale

Code : UEF2.1.1, **Crédits :** 4, **Coefficients :** 2

Volume Horaire Semestriel : 45h00 (**Cours:** 1h30, **TD** 1H30)

Mode d'évaluation : Contrôle Continu : 40%, Examen=60%

Description du cours

L'objectif de cours est de traiter les fonctions et l'architecture informatique des centres de conduite des réseaux de transport et de distribution de l'énergie électrique : rôle des centres de conduite; aspects temps réel; architecture; acquisition de données et télécommande; estimation et prédiction de l'état du réseau; réglages centralisés; optimisation; fiabilité et sécurité; échanges d'informations entre applications et entre centres de conduite.

Connaissances préalables recommandées:

- Réseaux de transport et de distribution électriques

POLYCOPIE DE COURS - SPECIALITE : 2^{EME} ANNEE MASTER RESEAUX ELECTRIQUES.

CONTENU DE LA MATIERE

Chapitre I : Généralités sur le système (production-transport-Distribution)	5
1. Système électrique Erreur ! Signet non défini.	5
2. Constitution du système électrique	6
2.1. Courant continu Courant alternatif	6
2.2. Transport de l'électricité et applications Erreur ! Signet non défini	6
3. Transport de l'énergie électrique Erreur ! Signet non défini	6
3.1. Rôle du réseau de grand transport	7
3.2. Rôle des réseaux de répartition Erreur ! Signet non défini	8
4. La constitution du réseau Erreur ! Signet non défini	8
4.1.1 Centrales thermiques.....	8
4.1.2 Centrales nucléaires.....	9
4.1.3 Centrales hydroélectriques.....	9
4.1.4 Centrales solaires ou photovoltaïques.....	10
4.1.5 Centrales éoliennes.....	10
4.2 Postes électriques.....	11
4.2.1 Transformateurs de puissance.....	11
4.2.2 Transformateurs de mesure (courant et tension).....	11
4.2.3 Disjoncteurs.....	11
4.2.4 Sectionneurs.....	12
4.2.5 Jeux de barres.....	12
4.2.6 Isolateurs.....	12
4.3 Supports.....	14
4.4 Câbles conducteurs.....	16
5. Structure générale du réseau électrique algérien.....	19
Chapitre 2 : Interconnexion des réseaux de transport et qualité de tension.	19
1. Définition.....	19
2. Les réseaux interconnectés.....	20
2.1 L'interconnexion des réseaux électriques et la Comelec.....	22
2.2 Interconnexion synchrone	24
Chapitre 3 : Conduite des Réseaux de Transport	24
1. Problématique de la gestion d'un système production-transport	24
1.1.1 Consommation.....	27
1.1.2 Parc de production	29
1.1.3 Réseaux	29
2. Préparation de la conduite	29
2.1.1 Gestion prévisionnelle de la production : un défi pour les producteurs.....	30
2.1.2 Gestion prévisionnelle du réseau : un rôle clé des gestionnaires de réseau	31
2.1.3 Services système.....	31
2.1.4 Coordination et arbitrages	31
2.1.5 Coordination entre gestionnaires de réseau	31
2.2 Préparation journalière : une étape clé.....	32
2.2.1 Offres de plans de production.....	32
3. Conduite en temps réel	32

3.1 Répartition spatiale des responsabilités	32
3.1.2 Dispatching national français	32
3.1.3 Dispatchings régionaux	32
3.2 Différents états de conduite	32
3.3 Conduite en régime normal	33
3.1.1 Principales tâches des opérateurs	33
3.3.2 Maintien de la sécurité.....	33
3.3.3 Respect des engagements contractuels	34
3.4 Conduite en régime perturbé	34
Chapitre 4 : les réglages du réseau	35
4.1 Réglage de tension.....	36
4.1.1 Relation entre la tension et les transits de puissance	39
4.2 Mécanismes de contrôle de tension	39
4.3 Réglage hiérarchiser tension / puissance réactive (U/Q) dans les réseaux de transport	41
4.3.1 Le réglage primaire.....	42
4.3.2 Le réglage secondaire	42
4.3.3 Le réglage tertiaire.....	42
4.4 Le réglage secondaire coordonné.....	42
4.4.1 Une évolution du RST	44
4.5 Réglage de la tension dans les réseaux de distribution actuels	44
4.5.1 Compensation de puissance réactive au poste source	44
4.5.2 Régleurs en charge	44
4.6 Le réglage de fréquence.....	45
4.6.1 Le réglage de fréquence primaire	45
4.6.2 La réserve primaire	46
4.6.3 Le réglage de fréquence secondaire.....	47
4.6.4 a réserve secondaire	48
4.6.5 Le réglage de fréquence tertiaire	48
4.6.6 La réserve tertiaire	49
4.6.7 Mécanisme d'ajustement	51
Chapitre 5 : Systèmes SCADA	51
1. Introduction.....	51
2. Définition du système SCADA	52
3. L'Architecture fonctionnel du système SCADA	54
4. Les équipements du système SCADA	56
5. Eléments du système SCADA.....	58
6. Avantages des systèmes SCADA en termes d'exploitation	59
7. Evolutions des systèmes SCADA	60
Chapitre 6 : Sûreté du système électrique et Plans de défense	60
1. Introduction.....	60
2. Sûreté de fonctionnement du système électrique.....	61
2.1 La fiabilité	61
2.2 La maintenabilité.....	61

2.2 Disponibilité.....	62
2.4 Le taux de défaillance	62
2.5 Taux de réparation.....	62
3. Principaux phénomènes de dégradation	63
3.1 Analyse des défaillances sur le système électrique.....	63
3.1.1 Court-circuit	63
3.1.2 Rupture de la continuité électrique.....	64
3.1.3 Non fonctionnement à la sollicitation.....	64
3.1.4 Arrêt d'une source d'électricité	64
3.1.5 Cas d'une surcharge.....	64
3.1.6 Cas d'une instabilité de tension.....	64
3.1.7 Les états critiques de fonctionnement d'un système électrique.....	65
4. Sûreté du Système en régime normal et exceptionnel	65
4.1 régime normal	65
4.2 Régime exceptionnel.....	66
5. Gestion des réseaux séparés Reconstitution du réseau	66
6. Maintien de l'efficacité des moyens de sauvegarde et de défense	68

Chapitre I : Généralités sur le système «production-transport-Distribution»

Conduire un système électrique : Pour commencer, il est essentiel de définir la répartition des responsabilités et des rôles parmi les différents intervenants impliqués. Ensuite, pour les "gestionnaires du réseau de transport" qui assument le rôle de coordinateurs et ont un contrôle direct sur les opérations de conduite, leur tâche consiste à prévoir les scénarios futurs, à surveiller activement le système depuis leurs centres de contrôle ou "dispatchings", à anticiper les éventuelles difficultés et à maintenir une maîtrise continue. Enfin, il est nécessaire de rendre compte à chaque intervenant de son rôle dans le passé en ce qui concerne l'exploitation et de procéder aux transactions financières correspondantes.

1. Système électrique

Le terme couramment utilisé pour désigner le "système électrique" fait référence à l'ensemble des infrastructures électriques interconnectées qui fournissent de l'électricité en kilowattheures à tous les utilisateurs, produite à partir de sources d'énergie primaire telles que l'hydraulique, les combustibles fossiles, la fission nucléaire, l'énergie éolienne, et dans une moindre mesure, l'énergie solaire directe..

2. Constitution du système électrique

Il est traditionnel de distinguer, au sein d'un système électrique, trois étages aux fonctions différentes s'articulant entre elles (figure 1).

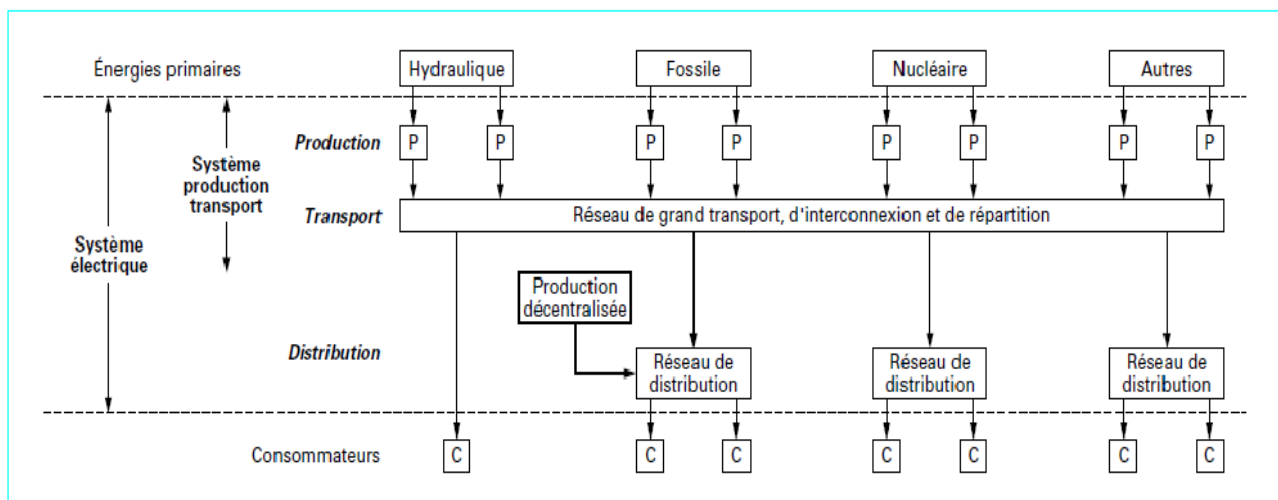


Figure 1 - Schéma de principe d'un système électrique

- Le premier niveau concerne la production d'électricité destinée à la livraison aux consommateurs. Il comprend les installations, souvent appelées "centrales", qui transforment les sources d'énergie primaire en kilowattheures, qui sont la véritable source d'énergie utilisée par les consommateurs d'électricité.
- 2. Le deuxième niveau correspond au réseau de transport et d'interconnexion auquel les centrales de production sont connectées. Ce niveau assure la mise en commun et la distribution sur une vaste étendue de toute l'électricité produite. Le réseau de transport et d'interconnexion constitue le cœur du système électrique et peut s'étendre à l'échelle d'un continent, comme c'est le cas en Europe, où il s'étend même jusqu'en Afrique du Nord via le détroit de Gibraltar.

- 3. Le troisième niveau englobe les réseaux de distribution. En effet, bien que le réseau de transport et d'interconnexion puisse desservir directement de gros consommateurs d'électricité, des réseaux intermédiaires sont nécessaires pour alimenter les millions voire les dizaines de millions de consommateurs, qu'ils soient industriels ou domestiques, ayant besoin de puissances mesurées en kilowatts et mégawatts plutôt qu'en dizaines ou centaines de mégawatts. De nombreux réseaux de distribution, chacun alimenté séparément par le réseau de transport, assurent le transport de l'énergie électrique et sa répartition vers la multitude de consommateurs.

2.1. Courant continu Courant alternatif

Le courant continu : (CC ou DC pour direct current) est un flux électrique où les électrons circulent de manière continue dans une seule direction, du pôle négatif vers le pôle positif. Leur déplacement se fait à une vitesse de plusieurs mètres par heure, et cette propagation s'effectue à la vitesse de la lumière.

Le courant alternatif : (CA ou AC pour alternating current) représente l'autre forme de courant électrique. Les électrons circulent alternativement dans les deux sens du circuit. En réalité, c'est la rotation d'un alternateur qui génère ce mouvement d'aller-retour des électrons. Dans ce cas, le déplacement des électrons se limite à quelques millièmes de millimètre. Le courant alternatif est mesuré en fonction de sa fréquence (en hertz). En Europe, la fréquence standard est de 50 Hz, ce qui signifie que le courant effectue 50 cycles complets d'aller-retour par seconde..

2.2. Transport de l'électricité et applications

Le transport de l'électricité est principalement effectué en courant alternatif (CA) dans la plupart des situations. Cette préférence s'explique par le fait que le courant alternatif a une intensité limitée, ce qui réduit les pertes de chaleur et d'énergie (effet Joule) par rapport au courant continu.

Cependant, il existe des cas où le courant continu est privilégié, notamment sur de très longues distances ou lors de l'utilisation de câbles enterrés ou sous-marins. En effet, pour le transport en courant continu, deux câbles suffisent, tandis que trois sont nécessaires pour le courant alternatif.

Les dispositifs alimentés par des générateurs de type pile ou batterie, tels que les lampes de poche et les téléphones, fonctionnent en courant continu. En revanche, le courant alternatif est employé pour la distribution d'électricité.

Actuellement, le transport de l'énergie en courant continu haute tension (CCHT ou HVDC) est en plein essor à l'échelle mondiale, et deux principaux facteurs expliquent cet engouement.

Le premier facteur réside dans les difficultés liées à la construction de nouvelles lignes aériennes pour l'expansion du réseau à haute tension. Le recours croissant à des câbles souterrains se traduit par une utilisation limitée à quelques dizaines de kilomètres en raison de la capacité capacitive induite par le câble lui-même. Au-delà de cette limite, le transport en courant continu (CC ou DC) devient généralement la solution préférée.

Le second facteur est lié au développement de l'éolien offshore, qui exige la connexion de puissances atteignant plusieurs centaines de mégawatts au réseau continental au moyen de câbles de plusieurs centaines de kilomètres, rendant ainsi le transport en HVDC indispensable.

3. Transport de l'énergie électrique

3.2. Rôle du réseau de grand transport

La fonction fondamentale du réseau de transport à grande échelle est tout d'abord de connecter les centrales de production aux centres de consommation d'électricité. Cependant, pour comprendre la structure et les contraintes de ce réseau, il est essentiel de saisir les principales orientations de son développement et de son organisation, que nous rappellerons brièvement ici.

Ce réseau de transport à grande échelle est né de la nécessité de relier des sources d'énergie, souvent situées loin des zones de consommation, aux lieux de demande. Pour surmonter ces distances considérables, la méthode du transport par courant alternatif à très haute tension s'est rapidement imposée.

De plus, le réseau permet de tirer profit des variations de coûts de production (ou des prix sur un marché ouvert) entre des installations éloignées, ce qui contribue à une réduction globale des coûts d'exploitation. Ces différences de prix, qu'elles soient temporaires ou structurelles, donnent lieu à deux types de transferts d'électricité, à savoir les transferts "systématiques" et les transferts "de compensation".

Le transport systématique est mis en œuvre lorsque des sources massives et économiques d'énergie se trouvent éloignées de leur clientèle. C'est le cas, par exemple, pour l'hydroélectricité, le nucléaire (centrales de grande puissance dont la localisation est dictée par des exigences liées à la source froide), ou le gaz.

Le transport de compensation vise à compenser statistiquement les variations tant de la consommation que de la capacité de production. Il peut être prévu et anticipé, comme lors des décalages entre les heures de pointe dans différentes régions ou pays (par exemple, les décalages horaires entre les grands centres de consommation dans l'interconnexion de l'Est des États-Unis). Il peut également être utilisé dans la gestion coordonnée de centrales thermiques et hydrauliques appartenant à un même producteur, profitant de la complémentarité de leurs moyens de production. Parfois, le transport de compensation doit être activé avec un préavis très court en cas de panne d'une grosse unité de production. Cependant, ces événements font généralement partie des anticipations habituelles nécessaires à une gestion efficace d'un système électrique.

3.3. Rôle des réseaux de répartition

Le réseau de grand transport électrique joue un rôle crucial en acheminant l'énergie vers les zones de consommation diffuse, mais il doit être complété par d'autres réseaux pour acheminer l'électricité à proximité immédiate des consommateurs. Ces réseaux, appelés "réseaux de répartition", assurent le relais jusqu'aux réseaux de distribution de 20 kV et de 400 V, souvent décrits comme les "capillaires" du système. En Europe, le réseau de grand transport opère principalement à 400 kV, avec quelques liaisons à 225 kV. Dans de nombreux pays, dont la France, il était envisagé de clarifier les rôles de ces deux niveaux de tension en les hiérarchisant, dans le but de simplifier la gestion du système électrique et d'améliorer sa fiabilité.

Cependant, cette transition complète n'a pas pu être réalisée en raison de contraintes environnementales et du ralentissement de la croissance de la consommation électrique. Le réseau à 225 kV conserve donc un rôle complexe, relevant tantôt du grand transport, tantôt de la répartition, en fonction des ouvrages ou des schémas d'exploitation.

En complément du réseau à 225 kV, il existe généralement un niveau de tension intermédiaire pour les réseaux de répartition maillés qui alimentent les "postes sources". Ces postes sources abritent les transformateurs qui distribuent l'électricité aux réseaux radiaux de distribution. Les réseaux de répartition fonctionnent généralement de manière isolée, ce qui signifie que les zones régionales qu'ils desservent ne sont directement interconnectées que par les niveaux de tension supérieurs. Par conséquent, il n'y a pas de nécessité de standardisation technique uniforme, et la diversité des infrastructures historiques perdure en raison des investissements passés.

Outre leur rôle dans la desserte régionale, les réseaux de répartition sont essentiels pour évacuer la puissance produite par de petites centrales, généralement de 250 MW ou moins. Ceci est particulièrement crucial dans les régions où une production hydroélectrique abondante provient de

nombreuses petites installations dispersées le long des vallées.

En conclusion, bien que les réseaux de répartition n'influencent pas directement la robustesse des systèmes électriques en termes de sécurité, ils exercent une influence déterminante sur la qualité de l'électricité fournie aux consommateurs finaux. Leur conception, leur exploitation et leur gestion ont un impact direct sur le nombre d'interruptions de service, qu'elles soient de longue ou de courte durée, ainsi que sur les variations de tension observées à la livraison.

4. La constitution du réseau

4.3 Centrales électriques

Il y a cinq types majeurs de centrales électriques : les centrales thermiques classiques utilisant des combustibles fossiles (charbon, pétrole et gaz naturel), les centrales nucléaires, qui peuvent également être qualifiées de centrales thermiques, les centrales hydroélectriques, les centrales solaires ou photovoltaïques, et enfin, les centrales éoliennes.

4.3.1 Centrales thermiques

Les centrales thermiques génèrent de l'électricité en exploitant la chaleur résultant de la combustion de charbon, de mazout ou de gaz naturel. Elles sont fréquemment situées à proximité de cours d'eau, de lacs ou de mers en raison de la nécessité de grandes quantités d'eau pour le refroidissement et la condensation de la vapeur émanant des turbines. La combustion libère une quantité considérable de chaleur, qui est utilisée pour chauffer de l'eau dans la chaudière ou le générateur de vapeur, créant ainsi de la vapeur d'eau sous pression. Cette vapeur sous pression fait tourner rapidement une turbine, qui à son tour entraîne un alternateur produisant une tension alternative sinusoïdale. Une fois sortie de la turbine, la vapeur est refroidie pour retourner à son état liquide, puis réintroduite dans la chaudière (voir Figure I.2).

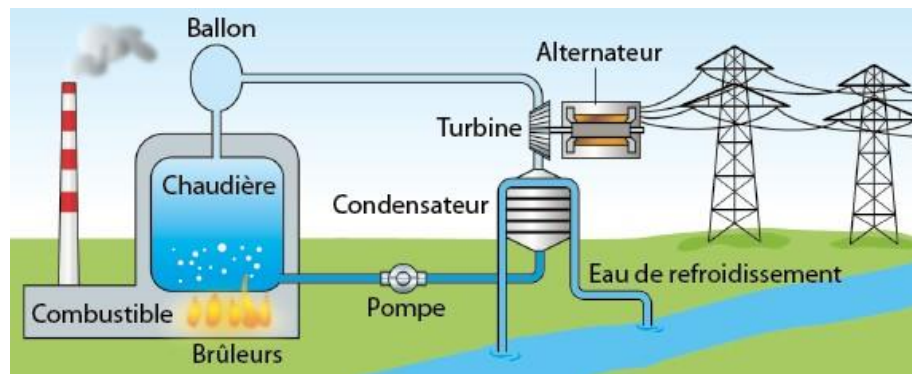


Fig.I.2 : Centrale thermique à flamme

4.3.2 Centrales nucléaires

Ces centrales utilisent également des cycles de conversion thermodynamique, néanmoins leur "chaudière" est un réacteur nucléaire (figure I.3). L'énergie nucléaire obtenue à la suite de réactions de fission de l'uranium et du plutonium est la source de chaleur utilisée. Les centrales nucléaires produisent des déchets radioactifs et présentent un risque d'accident.

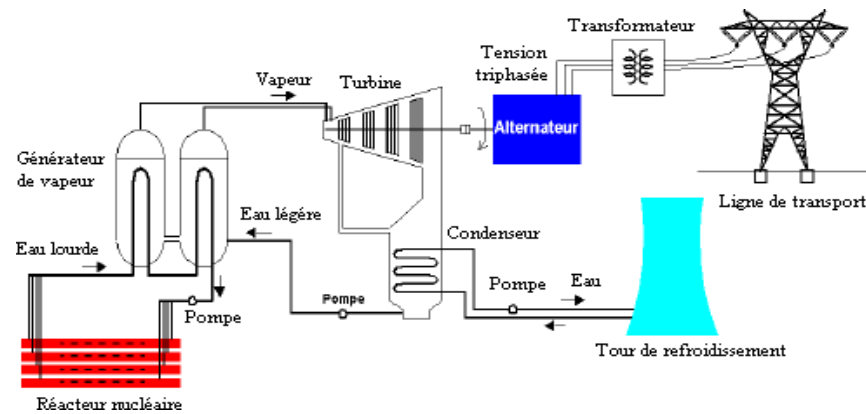


Fig.I.3 : Centrale nucléaire

4.3.3 Centrales hydroélectriques

Les centrales hydroélectriques transforment l'énergie du mouvement de l'eau en énergie électrique. L'énergie générée par la chute d'une masse d'eau est d'abord convertie en énergie mécanique par une turbine hydraulique. Cette turbine actionne un alternateur où l'énergie mécanique est ensuite convertie en énergie électrique (voir Figure I.4).

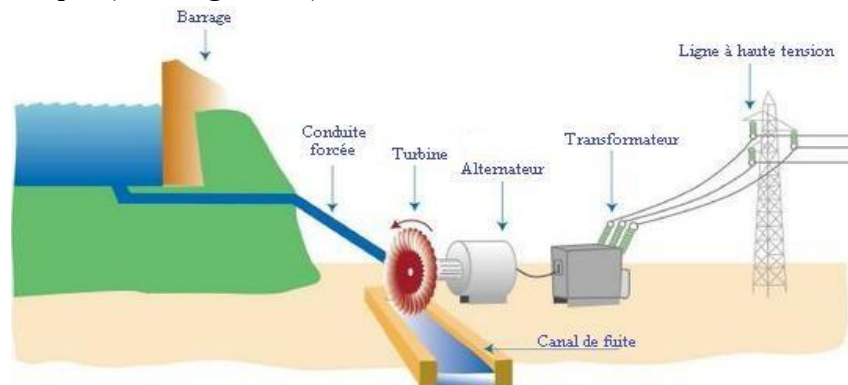


Fig.I.4 : Centrale hydroélectrique

4.3.4 Centrales solaires ou photovoltaïques

Un premier processus consiste à fabriquer de l'électricité avec l'énergie solaire en utilisant les rayonnements lumineux du soleil, qui sont directement transformés en un courant électrique par des cellules à base de silicium ou autre matériau ayant des propriétés de conversion lumière/électricité. Chaque cellule délivrant une faible tension, les cellules sont assemblées en panneaux (figure I.5). Un autre procédé utilise des miroirs pour concentrer le flux d'énergie vers un foyer où de l'eau est vaporisée pour entraîner un alternateur.

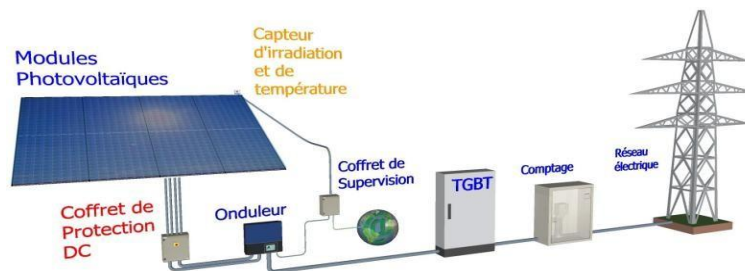


Fig.I.5 : Schéma de principe d'un générateur photovoltaïque

4.3.5 Centrales éoliennes

Il existe deux processus principaux pour la production d'électricité à partir de l'énergie solaire. Le premier processus implique l'utilisation des rayonnements lumineux du soleil, qui sont directement convertis en courant électrique par des cellules solaires à base de silicium ou d'autres matériaux ayant des propriétés de conversion lumière/électricité. Étant donné que chaque cellule génère une faible tension, elles sont assemblées en panneaux solaires (voir Figure I.5). L'autre méthode utilise des miroirs pour concentrer l'énergie solaire vers un point focal, où l'eau est chauffée et vaporisée pour actionner un alternateur.

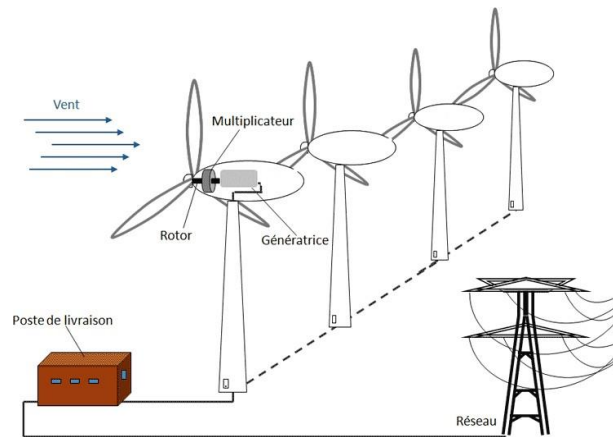


Fig.I.6 : Schéma de principe d'une production éolienne

4.4 Postes électriques

Les installations électriques des postes électriques sont conçues pour ajuster la tension en fonction des caractéristiques des lignes et des réseaux, tout en acheminant l'électricité et en permettant sa surveillance à distance sur les diverses voies qu'elle emprunte. Ces postes se répartissent en trois catégories en fonction de leurs fonctions : les postes d'interconnexion, les postes de transformation, et les postes mixtes..

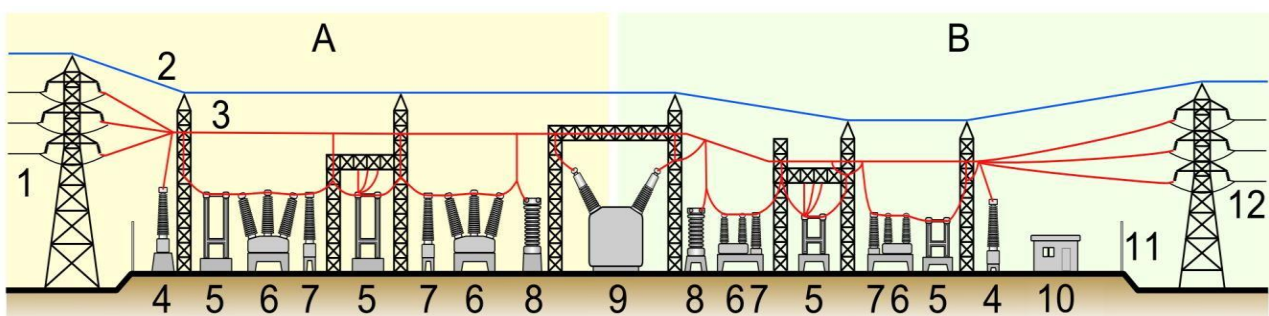


Fig.I.7 : Appareils électriques dans un poste (A : côté primaire, B : côté secondaire)

Les postes contiennent un certain nombre d'appareils électriques qui participent au bon fonctionnement du réseau : 1. Ligne électrique primaire ; 2. Câble de garde ; 3. Ligne électrique ; 4. Transformateur de tension ; 5. Sectionneur ; 6. Disjoncteur ; 7. Transformateur de courant ; 8. Parafoudre ; 9. Transformateur de puissance ; 10. Bâtiment secondaire ; 11. Clôture ; 12. Ligne électrique secondaire.

4.4.1 Transformateurs de puissance :

Ils ajustent la tension électrique, l'augmentant (par exemple, de 20 kV à 400 kV en sortie de centrales) ou la réduisant (comme de 63 kV à 20 kV pour alimenter les réseaux de distribution) (voir Figure I.8).



Fig.I.8 : Transformateurs de puissance

4.4.2 Transformateurs de mesure (courant et tension) :

Ils servent à faciliter la mesure de la tension ou du courant lorsque ces derniers atteignent des niveaux trop élevés pour être mesurés directement. Leur fonction est de transformer la tension ou le courant de manière proportionnelle et sans déphasage. Ces dispositifs sont conçus pour alimenter des instruments de mesure, des compteurs, des relais et d'autres



(a) Transformateur de courant (b) Transformateur de tension

Fig.I.9 : Transformateurs de mesure

4.4.3 Disjoncteurs :

Ils assurent la protection du réseau contre les éventuelles surcharges causées par des courants de défaut tels que la foudre ou l'amorçage avec une branche d'arbre. Ils accomplissent cette tâche en mettant sous ou hors tension des sections spécifiques du circuit (voir Figure I.10).



Fig.I.10 : Disjoncteurs

4.4.4 Sectionneurs :

Ils assurent la coupure visible d'un circuit électrique et aiguillent le courant dans le poste (figure I.11).



Fig. I.11 : Sectionneurs

4.2.5 Jeux de barres

Dans le contexte de la distribution électrique, un ensemble de barres désigne un conducteur en cuivre ou en aluminium qui transporte de l'électricité à l'intérieur d'un tableau électrique, d'un appareillage électrique ou d'un poste électrique. Ces ensembles de barres se présentent généralement sous la forme de barres plates ou de tubes (voir Figure I.12). Ils sont caractérisés par leur faible impédance, ce qui leur permet de connecter plusieurs circuits électriques à différents points de manière séparée



Fig.I.12 : Jeux de barres

4.2.6 Isolateurs

Les isolateurs ont pour fonction de garantir une isolation électrique entre les câbles conducteurs et les supports. Ils sont disposés en chaîne, dont la longueur augmente en fonction du niveau de tension : généralement, on utilise environ 6 isolateurs pour 63 kV, 9 pour 90 kV, 12 pour 225 kV et 19 pour les très hautes tensions de 400 kV. En plus de leur rôle électrique, la chaîne d'isolateurs joue également un rôle mécanique, devant résister aux contraintes exercées par les câbles, qui peuvent être soumis aux effets du vent, de la neige ou du givre (voir Figure I.13).

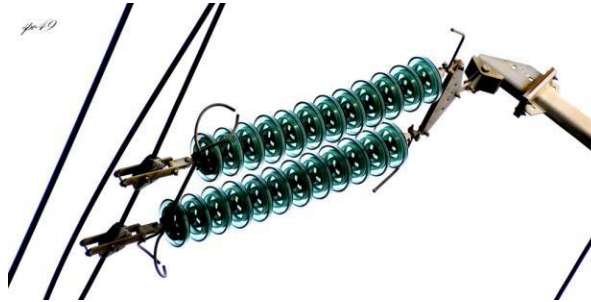


Fig.I.13 : Isolateurs

4.2.7 Autres appareillage d'un poste

En plus de la conversion de tension, les postes électriques jouent un rôle essentiel en permettant la connexion entre les divers réseaux électriques, facilitant ainsi la distribution de l'énergie depuis les sites de production vers les zones de consommation. En outre, grâce à leur équipement électrique hautement performant, les postes sont capables de réagir rapidement (généralement en moins d'une seconde) pour résoudre les incidents tels que les courts-circuits qui peuvent survenir sur les lignes ou au sein du poste lui-même.

- Parafoudres

Les parafoudres sont des dispositifs conçus pour réduire les surtensions imposées aux transformateurs, aux instruments et aux machines électriques dues à la foudre et aux opérations de commutation. La partie supérieure du parafoudre est reliée à l'un des conducteurs de la ligne à protéger, tandis que la partie inférieure est mise à la terre par l'intermédiaire d'une connexion à la terre de faible résistance, généralement inférieure à un Ohm (voir Figure I.14).



Fig.I.14 : Parafoudre

- Eclateurs

L'éclateur est un dispositif élémentaire composé de deux électrodes, la première connectée au conducteur à protéger, et la deuxième reliée à la terre. Placé dans le réseau à un emplacement spécifique, l'éclateur constitue un point de décharge privilégié pour l'évacuation des surtensions vers la terre, assurant ainsi la protection du matériel (voir Figure I.15).



Fig.I.15 : Eclateurs

4.3 Supports

Les supports, communément appelés pylônes, ont pour fonction essentielle de maintenir les câbles à une distance sécuritaire du sol et des obstacles environnants. Cela garantit la sécurité des personnes et des installations à proximité des lignes électriques. Le choix des pylônes dépend du type de lignes à installer, de l'environnement qui les entoure, ainsi que des contraintes mécaniques liées au terrain et aux conditions climatiques locales. La silhouette des pylônes est déterminée par la disposition des câbles conducteurs, et on utilise souvent des pylônes construits avec une structure en treillis en acier. À mesure que la tension électrique augmente, l'envergure des pylônes devient plus importante, et leur hauteur s'accroît en conséquence (voir Figure I.16).

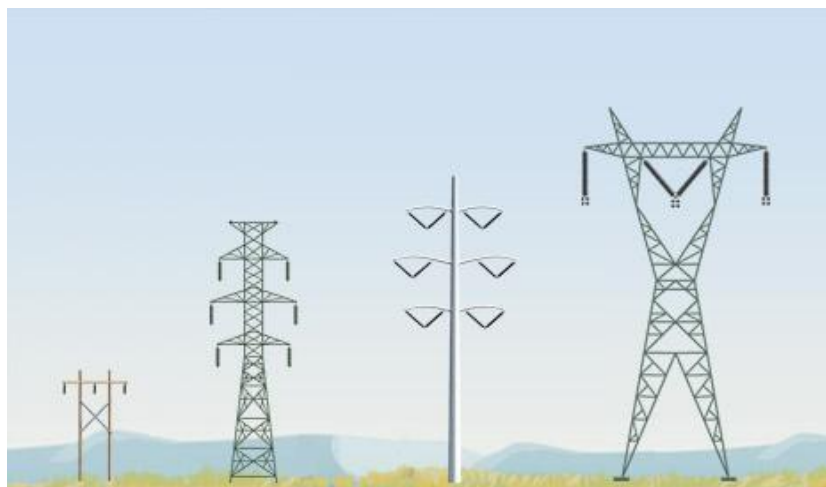


Fig.I.16 : Quelques structures de pylônes

4.4 Câbles conducteurs

4.4.1 Lignes aériennes

Pour le transport de l'électricité, on fait usage de câbles conducteurs qui sont soutenus par les pylônes. Étant donné que le courant utilisé est de nature triphasée, chaque circuit est composé de trois câbles (ou groupes de câbles) conducteurs. Les lignes peuvent être soit simples (un circuit), soit doubles (deux circuits par rangée de pylônes). Chaque phase peut employer 1, 2, 3 ou 4 faisceaux de câbles conducteurs. Il est important de noter que ces câbles conducteurs sont "nus", ce qui signifie qu'ils ne sont pas isolés électriquement par une gaine. La distance entre les conducteurs ainsi qu'entre ces derniers et le

sol est calculée pour garantir une isolation efficace. Cette distance augmente proportionnellement avec le niveau de tension.

L'utilisation de conducteurs en cuivre diminue progressivement. On préfère généralement des conducteurs en aluminium ou en alliage aluminium-acier. Il existe également des conducteurs qui comportent un noyau central en acier, autour duquel sont entrelacés des brins en aluminium (voir Figure I.17).



Fig. I.17 : Conducteur d'une ligne aérienne

4.4.2 Lignes souterraines

Un câble électrique à haute tension est un câble utilisé pour le transport de l'électricité, qu'il s'agisse de courant alternatif ou de courant continu. Il est constitué de différentes composantes disposées de manière concentrique, dont les principales sont les suivantes : au centre, un conducteur permet le transport de l'électricité, entouré par une couche semi-conductrice interne. Ensuite, une isolation électrique est placée pour prévenir toute fuite de courant vers la terre. L'ensemble est enveloppé par une gaine métallique qui maintient le champ électrique à l'intérieur du câble, et une couche de protection extérieure est ajoutée pour assurer de bonnes propriétés mécaniques et protéger le câble contre les influences extérieures (voir Figure I.18).

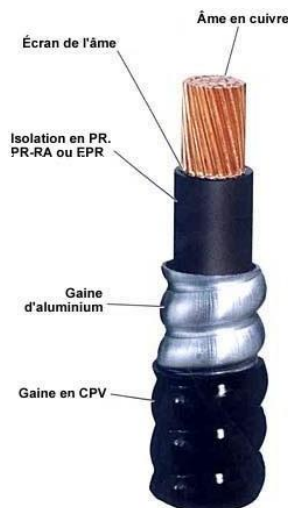


Fig.I.18 : Coupe d'un câble souterrain

4.4.3 Câbles de garde

Les câbles de garde ne sont pas conducteurs d'électricité. Ils sont positionnés au-dessus des conducteurs des lignes aériennes à haute tension et remplissent la fonction de paratonnerres en attirant les éclairs, ce

qui prévient la foudre de frapper directement les conducteurs. Ces câbles sont habituellement fabriqués en acier (voir Figure I.19).

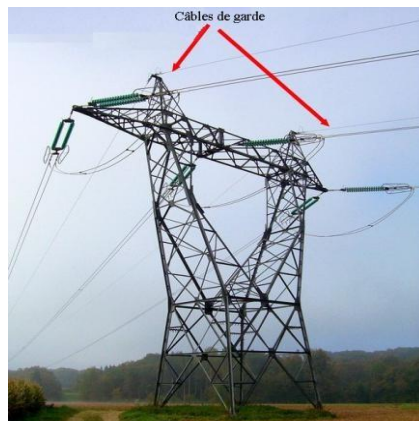


Fig.I.19 : Câble de garde

4.5 Centre de dispatching (centre de conduite réseau)

Le système de transport et de distribution de l'énergie électrique est géré par un centre de commande réseau, communément appelé dispatching. Le dispatching est chargé de maintenir l'équilibre entre la demande et la fourniture d'énergie électrique, de contrôler la tension et le transit sur le réseau interconnecté. Les équipes de gestion du dispatching travaillent en rotation 24 heures sur 24, 7 jours sur 7, pour assurer cet équilibre en surveillant en temps réel l'état du réseau haute tension (voir Figure I.20). De plus, le dispatching est responsable des réseaux de distribution et accorde une attention particulière à la continuité de l'alimentation des réseaux de distribution ainsi que des consommateurs connectés en haute tension HTB.



Fig.I.20 : Centre de dispatching

5. Structure générale du réseau électrique algérien

Le réseau électrique en Algérie comprend 114 jeux de barres et 175 lignes de liaison qui relient ces jeux de barres. Il est associé à 15 centrales de production, 16 transformateurs et 91 charges. Le réseau est divisé en six régions numérotées de 1 à 6, comme illustré ci-dessous :

*Tableau 1-1 Régions de réseau électrique
Algérien*

Les régions	OR AN	ALG ER	SET IF	ANNA BA	DJE LA	OURG LA
Codes	1	2	3	4	5	6

Les niveaux de tension dans ce réseau sont entre 220 Kv et 60 Kv et présentés dans le tableau suivant:

*Tableau 1-2 Niveau de tensions du réseau
Algérien*

Tensions (kV)	Code de niveau de tension
60	3
90	4
150	5
220	6

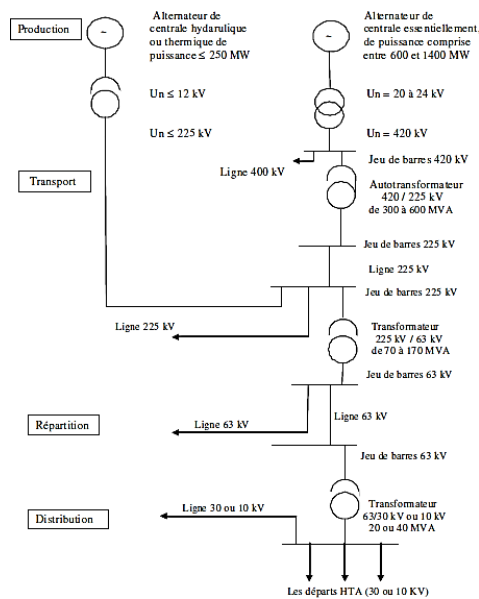
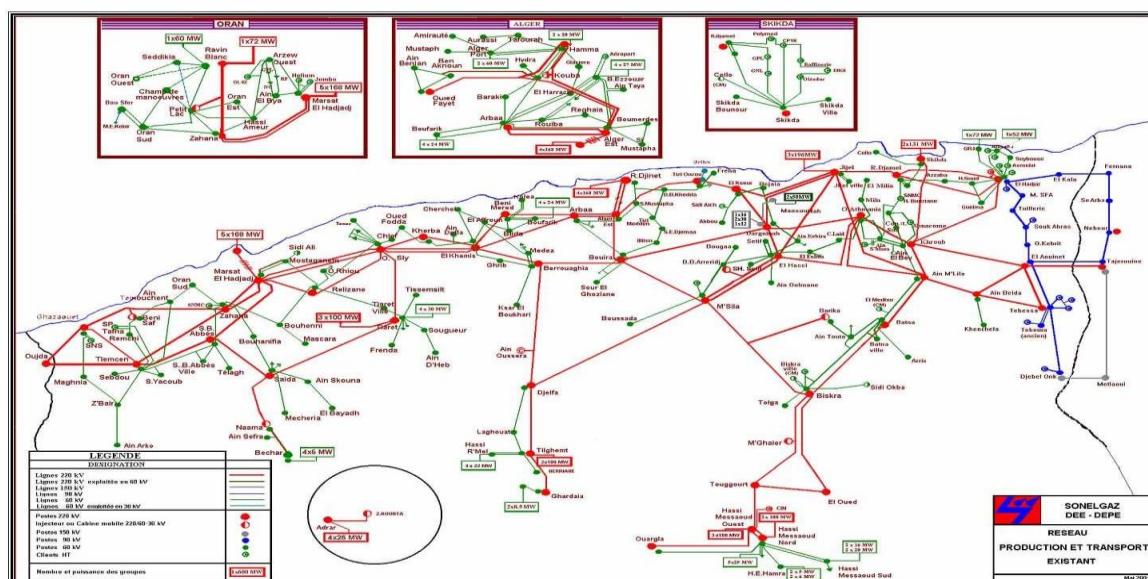


Fig.1.21:Structure de réseau Algérien

Tableau 1-3 paramètres de quelque noeuds du réseau Algérien

Nom de JB	Numéro de JB	Voltage de JB	Angle De JB	charge		Générateur			
				P_d	Q_d	P_g	Q_g	Q_{min}	Q_{max}
	Unité	p.u	Degrée	MW	MVAR	MW	MVAR	MVAR	MVAR
1OUJDA6	1	1	0.0	0	0	0	0	0	0
1GHAZA6	2	1	0.0	36	17	0	0	0	0
1ZAHAN6	3	1	0.0	64	31	0	0	0	0



Chapitre 2 : Interconnexion des réseaux de transport et qualité de tension

1. Définition

Les interconnexions sont des lignes électriques qui connectent différents réseaux, généralement ceux de plusieurs États membres. Dans le passé, ces interconnexions étaient principalement établies pour des raisons de sécurité de l'approvisionnement et n'étaient pas principalement destinées à des exportations ou importations massives d'électricité à des fins commerciales.

Les avantages principaux des interconnexions sont les suivants :

1. Optimisation de l'utilisation des capacités installées.
2. Amélioration de la fiabilité pour réduire les pannes électriques.
3. Contrôle amélioré de la fréquence du réseau pour minimiser les perturbations majeures.
4. Partage des capacités de réserve et réduction du niveau de réserves requises.
5. Fourniture d'un soutien mutuel aux systèmes interconnectés en cas d'urgence.
6. Amélioration des conditions sur le marché de l'énergie dans des systèmes à grande échelle.
7. Facilitation de l'intégration à grande échelle des énergies renouvelables grâce à une plus grande flexibilité.

Le réseau de transport et d'interconnexion permet de tirer parti des différences de coûts de production (ou de prix offerts sur un marché ouvert) entre des installations distantes, ce qui se traduit par une réduction globale des coûts d'exploitation. Ces variations de prix, qu'elles soient temporaires ou structurelles, contribuent à une meilleure efficacité économique.

2. Les réseaux interconnectés

En Europe et en Asie, il existe quatre réseaux électriques gérés de manière indépendante en termes de tension et de fréquence, mais ils sont interconnectés par des liaisons à courant continu, comme illustré dans la Figure 2-1 :

- Le réseau UCTE (Union pour la Coordination du Transport de l'Énergie Électrique) regroupe les pays suivants : Benelux, France, Allemagne, Portugal, Espagne, Italie, Danemark, Grèce, Autriche, ainsi que la Suisse, la Slovaquie, et depuis 2004, les pays de l'ex-Yougoslavie. Ce réseau est relié au réseau CENTREL. L'UCTE est composé des opérateurs du système de transmission (TSO) de ces pays, qui établissent des règles d'interconnexion en raison de la complexité croissante à mesure que le réseau s'étend.

- Le réseau NORDEL couvre la Norvège, la Suède, la Finlande, et l'Islande (sauf l'Islande qui n'y est pas reliée directement). Il est relié au réseau UCTE par des liaisons à courant continu entre le Danemark et la Norvège, ainsi qu'entre le Danemark et la Suède. Une liaison à courant continu existe également entre les Pays-Bas et la Norvège.

- Le réseau EEC concerne le Royaume-Uni et l'Irlande. Il est relié au réseau UCTE par une liaison à courant continu entre l'Angleterre et la France.

- Le réseau IPS/UPS (Unified Power System/Interconnected Power Systems) regroupe les pays de la CEI (Communauté des États indépendants) et de la mer Baltique, notamment la Lituanie, la Lettonie, l'Estonie, l'Arménie, l'Azerbaïdjan, la Biélorussie, la Géorgie, la Russie, la Moldavie, le Kazakhstan, le Kirghizistan, le Tadjikistan, l'Ukraine, et l'Ouzbékistan.

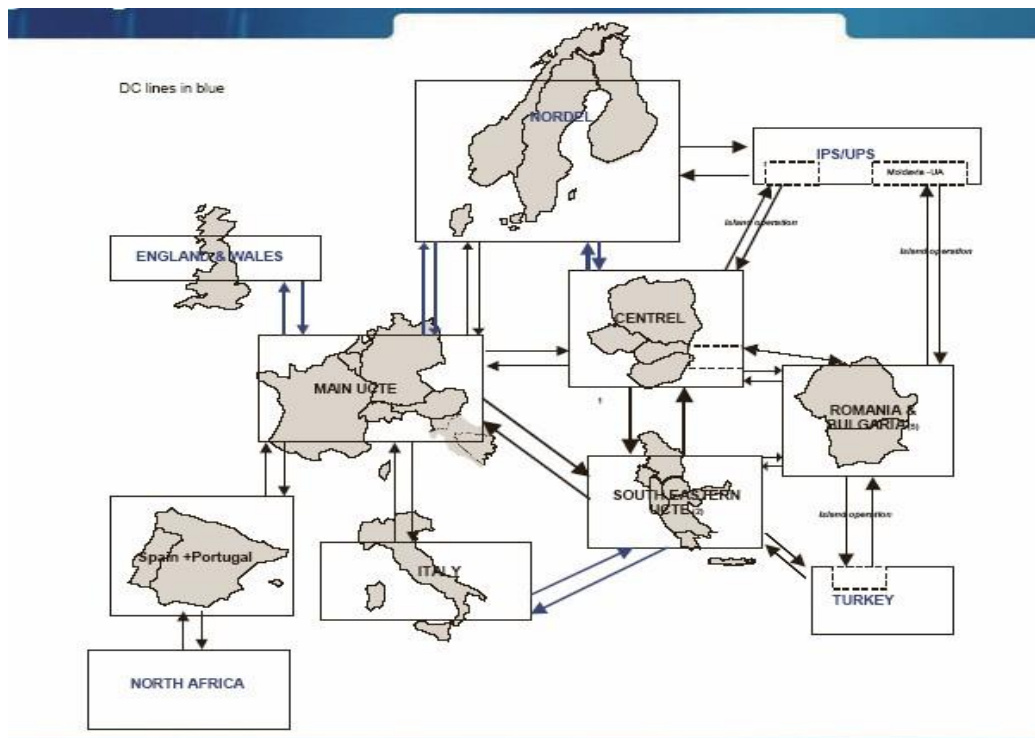


Fig 2.1 :les réseaux interconnectés(liaisons HVDC en Bleu)

Quelques capacités d'interconnexion en 2006 :

- Entre le bloc « main UCTE » et le royaume uni : 2000 MW (DC)
- NORDEL : 1700 MW (DC via une liaison sous-marine entre NL et N) et une liaison synchrone de 2200 MW via le Danemark.
- CENTREL : 2400 MW (synchrone)
- Espagne/Portugal : 1400 MW (synchrone)
- Italie : 7150 MW (synchrone)
- South-eastern UCTE : 1400 MW (synchrone)

Remarque :

Le réseau CENTREL, qui englobe la République tchèque, la Hongrie, la Pologne et la Slovaquie, a été relié au réseau UCTE en 2004. Des négociations sont actuellement en cours entre l'UCTE et la Turquie, ainsi que pour la création d'une boucle autour de la Méditerranée. Le réseau européen de l'UCTE est étroitement interconnecté, principalement à un niveau de tension de 400 kV.

2.1 . L'interconnexion des réseaux électriques et la Comelec

En juin 1974, bien avant la formation de l'Union du Maghreb Arabe (UMA) en 1989, les entreprises publiques d'électricité de trois pays, à savoir l'Office National Marocain de l'Electricité (ONE), la Société Nationale Algérienne de l'Electricité et du Gaz (SONELGAZ), et la Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz (STEG), ont conjointement décidé de créer le Comité Maghrébin de l'Electricité (Comelec). Cette décision a été immédiatement validée par le Conseil Permanent Consultatif Maghrébin (CPCM), regroupant les ministres de l'Économie des trois pays.

Les entreprises des deux autres pays ont ultérieurement rejoint ce comité, avec l'adhésion de Sonelec

(Mauritanie) en 1975 et de Gecol (Libye) en 1989, après la formation de l'UMA. Ainsi, elles ont constitué le groupe spécialisé le plus ancien de l'Union. Le rôle de ce comité consiste à promouvoir et coordonner, au niveau maghrébin et vis-à-vis des institutions internationales, les relations dans divers domaines tels que technique, économique, commercial, industriel, gestion, formation et relations sociales (voir Tableau 2-1). Dans le cadre de ces missions, des actions concrètes et efficaces ont été menées en collaboration :

- Renforcement des lignes d'interconnexion et développement des échanges électriques pour garantir la solidarité des réseaux tout en minimisant les risques de propagation d'incidents graves.
- Élaboration de programmes d'équipement et étude de projets communs, avec la diffusion d'un schéma directeur à long terme du réseau maghrébin, incluant des projets de stations de pompage et même de centrales nucléaires.
- Création et mise à jour régulière d'une carte du réseau électrique maghrébin, englobant également le réseau de distribution et l'alimentation des villages frontaliers à partir du réseau le plus proche et dans des conditions technico-économiques optimales. Une action symbolique majeure a été l'alimentation du village tunisien de Sakiet Sidi Youcef à partir du réseau algérien, ainsi que du village marocain de Figuig à partir du réseau algérien à Beni Ounif.
- Utilisation commune des structures de formation dans les domaines de l'électricité et du gaz.
- Promotion de l'intégration industrielle maghrébine et de la participation des bureaux d'études et entreprises de travaux ainsi que de la fabrication de matériel électrique au sein du Maghreb, en renforçant notamment la fonction d'ingénierie.

Tableau 2-1 Les interconnexions électriques au Maghreb

Pays	Liaison	Tension (KV)	Longueur(Km)	Date
Algérie - Maroc	Ghazaouet - Oujda	225	47	Achevée en 1975 En service 1988
	Tlemcen - Oujda	225	64	1992
	Hassi Aneur - Bourdim	400	232	2009
Maroc-Espagne	Meloussa-Puerto de la Cruz (1)	400	61	1997
	Meloussa-Puerto de la Cruz (2)	400	61	2005
Algérie-Tunisie	El Aouinet-Tadjerouine	90	60	1969
	El Aouinet-Tadjerouine	220	60	
	El Hadjar-Fernana	90	35	1969
	Djebel Onk-Metaloui	150	65	1984
	Cheffia-Jendouba	400		2014
Tunisie-Libye	Medenin-Abou Kammech	220	110	Achevée en 2003
	Tataouin-Rouiss	220	165	Achevée en 2003

2.2 Interconnexion synchrone

L'interconnexion synchrone, qui signifie que les réseaux partagent la même fréquence et la même tension, présentait des défis pratiques considérables. Tout d'abord, l'idée d'augmenter les interconnexions est apparue à un moment où la construction de nouvelles lignes de transport était devenue extrêmement difficile à accepter. Cependant, si de nouvelles infrastructures d'interconnexion pouvaient être envisagées, il était nécessaire de déterminer la meilleure approche. Fallait-il développer davantage les réseaux à la même tension de 400 kV, ou était-il préférable de créer un réseau européen à une tension plus élevée ? Cette question suscitait des débats entre les partisans du courant alternatif et ceux du courant continu.

La synchronisation des réseaux préexistants, qui était rendue possible grâce aux avancées en matière de régulation des réseaux, permettant de résoudre les problèmes techniques liés au fonctionnement synchronisé d'un vaste réseau, a commencé à se concrétiser progressivement à partir de 1958.

Dans ce contexte, les avantages de l'interconnexion, en particulier de l'interconnexion synchrone, peuvent être énumérés comme suit :

- Favoriser le développement des échanges transfrontaliers, un moteur clé de l'expansion géographique des interconnexions.
- Profiter des avantages de la mutualisation, notamment la possibilité de produire de l'électricité là où elle est plus rentable, grâce à la flexibilité offerte par l'ensemble des groupes de production. De plus, l'interconnexion des consommations permet de bénéficier de la compensation statistique des variations de la demande, des décalages horaires et des différentes habitudes de consommation entre les pays interconnectés. L'interconnexion réduit également l'impact sur la fréquence en cas de déclenchement d'un groupe de production, ce qui permet de dimensionner les réserves de puissance de manière plus efficace pour faire face aux fluctuations de l'équilibre production/consommation.
- Réduction des coûts d'investissement pour les réseaux de transport et la production d'électricité. En ce qui concerne les infrastructures de transport, l'interconnexion a permis d'économiser sur les investissements dans les réseaux internes des pays interconnectés et de profiter des avantages des investissements différés. En ce qui concerne la production, l'interconnexion a permis de réaliser des économies grâce aux économies d'échelle. De plus, l'interconnexion a encouragé la construction de centrales en participation entre les bénéficiaires de plusieurs pays.
- Amélioration de la qualité de service pour les utilisateurs du réseau, se traduisant par une fréquence plus stable, des pertes de transport globalement réduites, une puissance de court-circuit plus élevée, un meilleur acheminement de la réserve. De plus, l'interconnexion permet une reconstitution plus rapide du réseau en cas d'incident majeur, grâce à la possibilité de s'appuyer sur les réseaux adjacents restés intacts.

Cependant, l'interconnexion synchrone peut également présenter des inconvénients, notamment :

- L'augmentation de la puissance de court-circuit peut nécessiter l'utilisation de matériel de dimensionnement plus élevé et donc plus coûteux.

- Bien que le niveau global de pertes puisse être réduit, il peut augmenter dans certaines parties du réseau interconnecté à certains moments.
- Un réseau peut subir diverses répercussions dues aux événements survenant sur les réseaux voisins, tels que les manœuvres, les défauts, les actions des automatismes, etc.
- Il est impossible d'exclure complètement la probabilité qu'un mécanisme d'effondrement se produise dans une partie du réseau et se propage à l'ensemble du réseau.
- Le bon fonctionnement de l'ensemble dépend du comportement adéquat de chaque partenaire interconnecté. En revanche, le comportement inadéquat d'un partenaire peut entraîner des problèmes gênants pour les autres, dont l'origine est parfois difficile à déterminer, surtout sur des réseaux très étendus.

Chapitre 3 : Conduite des Réseaux de Transport

1. Problématique de la gestion d'un système production-transport

1.1 Caractéristiques d'un système électrique

1.1.1. Consommation

En 1999, la consommation totale d'électricité en France a atteint 430 milliards de kilowattheures. Cependant, ce chiffre global masque une grande variabilité de la demande, influencée par les cycles d'activité humaine et les conditions météorologiques.

L'évolution de la consommation annuelle globale est illustrée dans la figure 1. Cette évolution est principalement influencée par le développement technologique et économique des différents secteurs qui utilisent de l'électricité. Elle dépend également du coût relatif des différentes sources d'énergie en concurrence pour diverses applications, telles que le chauffage domestique et la production de vapeur industrielle, qui ne dépendent pas exclusivement de l'électricité.

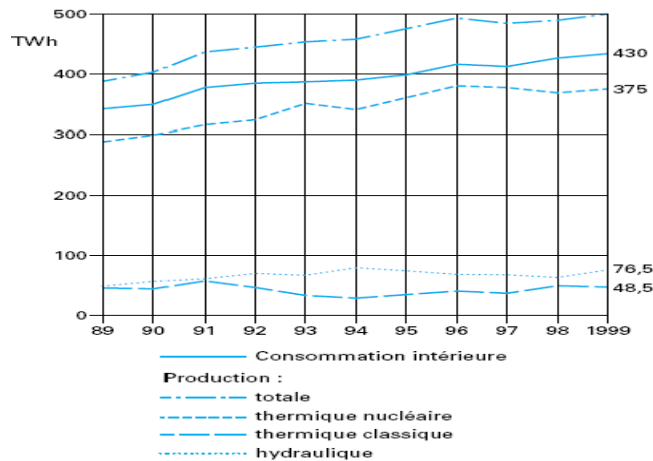


Fig3.1 : Évolution de la consommation annuelle d'électricité en France (source EDF)

La consommation annuelle est également soumise à l'influence de phénomènes climatiques de longue durée. Par exemple, en 1997, la consommation a été inférieure à celle de 1996 en raison d'un hiver exceptionnellement doux, caractérisé par des températures anormalement clémentes, qui ne se produisent statistiquement qu'une fois tous les vingt ans.

La prévision de la consommation annuelle revêt une grande importance pour la gestion des stocks d'énergie, notamment pour les grands réservoirs hydroélectriques, le combustible des centrales nucléaires, ainsi que les stocks de charbon et de fioul. La qualité des prévisions de consommation à différentes échelles temporelles joue un rôle crucial dans les performances des producteurs d'électricité. De plus, les prévisions nationales élaborées par le GRT (Gestionnaire du Réseau de Transport) ont un impact direct sur la sécurité du système électrique, nécessitant la disponibilité constante de réserves en puissance et en énergie.

Les prévisions nationales annuelles sont élaborées en se basant sur des analyses macro-

économiques et des hypothèses de croissance sectorielle. Elles tiennent compte de la croissance économique globale, de l'effet de stockage et de déstockage dans l'industrie, des tendances démographiques, de la part de l'électricité dans la consommation énergétique résidentielle, ainsi que du développement de nouvelles technologies.

En passant de l'échelle annuelle à l'échelle hebdomadaire, la variabilité de la consommation devient plus évidente. La figure 2 illustre l'évolution de la consommation moyenne au cours de l'année 1999. ouvrables de chaque semaine, avec et sans correction statistique des conditions de température.

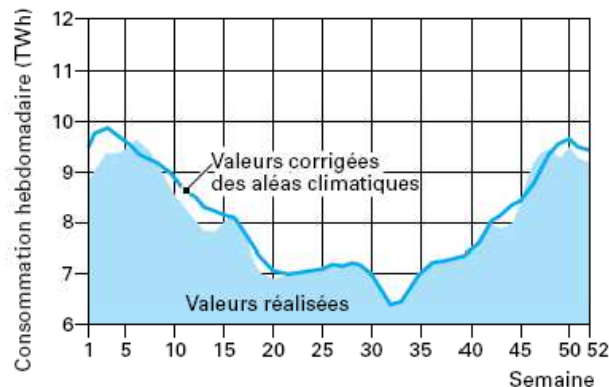


Fig3.2 :Énergie moyenne consommée par jour ouvrable chaque semaine de l'année 1999 (source EDF)

On constate ainsi un écart d'environ 1,5 fois entre la semaine présentant la demande la plus élevée et celle ayant la demande la plus faible.

Lorsque l'on examine de près l'évolution de la puissance requise en France heure par heure, ce que l'on appelle la "courbe de charge" journalière, on prend conscience du défi constant que représente l'équilibrage entre la production et la consommation.

La figure 3 illustre sur le même graphique les profils des journées les plus extrêmes de 1998. L'écart entre la puissance maximale et minimale consommée s'élève à environ 2,6 fois. La consommation d'électricité en France est particulièrement influencée par les conditions météorologiques, notamment la température, le degré de nébulosité, ainsi que, dans une moindre mesure, l'humidité et la vitesse du vent.

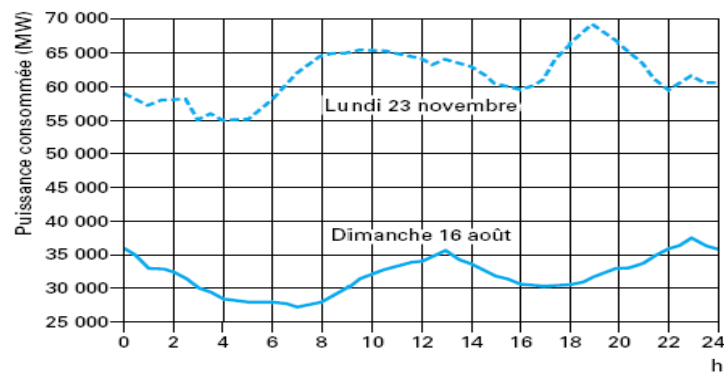


Figure 3.3 : Courbes de charge des deux journées extrêmes de 1998, en France

Ainsi, pendant la saison hivernale, une diminution de 1°C entraîne une augmentation d'environ 1 400 MW de la consommation, équivalente à la puissance fournie par un groupe nucléaire de grande capacité. En été, l'impact de la climatisation devient perceptible, et au-delà de 25°C, une augmentation de 1°C de la température provoque une augmentation d'environ 300 MW de la consommation (il est important de noter que, au Japon et aux États-Unis, la pointe de consommation se produit en été, avec une grande sensibilité aux variations de température). La figure 4 illustre cet effet en montrant les courbes de charge de deux journées consécutives, différenciées uniquement par un changement de température.

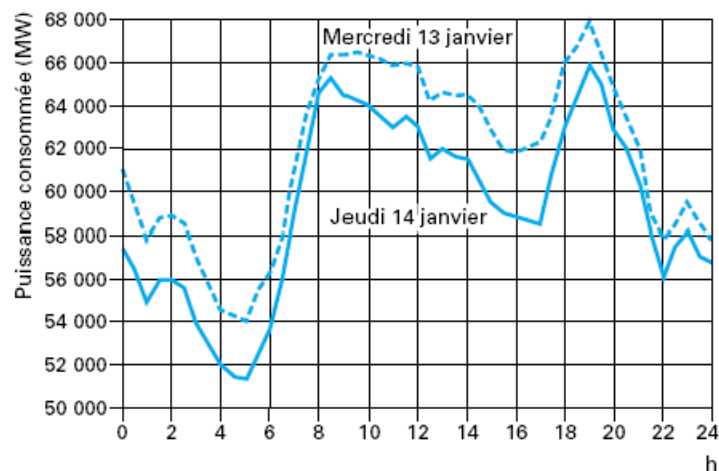


Fig 3.4 : Courbes de charge de 2 jours consécutifs (13 et 14/01/1999) avec 2 à 3° C de différence, en France

La nébulosité, ou la couverture nuageuse, doit également être prise en compte pour gérer efficacement un système de production et de transport d'énergie. En France, toutes choses étant égales par ailleurs, la variation extrême entre un jour d'hiver ensoleillé et un jour très nuageux peut atteindre 6 000 MW. La figure 5 illustre ce phénomène en comparant deux journées successives ayant des températures similaires mais une couverture nuageuse différente.

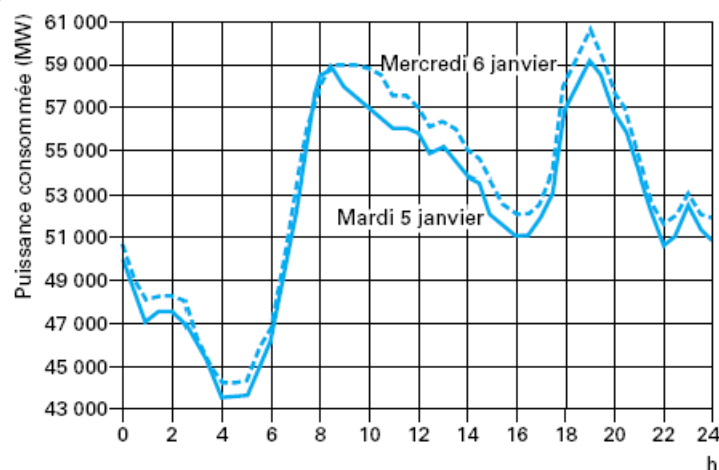


Fig 3.5 : Courbes de charge de 2 jours consécutifs (5 et 6/01/1999) avec nébulosité contrastée, en France

Afin de produire l'électricité nécessaire au moment opportun, la prévision de la consommation électrique du lendemain revêt une importance cruciale. Une erreur significative dans cette prévision peut compromettre la sécurité du système électrique. La prévision journalière se base sur une variété de données, notamment :

- Les données de consommation des jours, semaines et années précédentes, ajustées aux conditions météorologiques normales.
- Les prévisions météorologiques pour les différentes régions du pays (29 stations prises en compte dans le modèle utilisé par le gestionnaire du réseau de transport français).
- Les événements connus liés à l'activité du pays (jours fériés, passage à l'heure d'été, etc.) ou à un gros consommateur particulier.

De nos jours, grâce aux progrès réalisés dans la prévision météorologique, il est possible d'établir de bonnes estimations de la consommation électrique pour les cinq prochains jours. Cependant, compte tenu des enjeux, les compagnies d'électricité sont de plus en plus exigeantes en ce qui concerne la précision des prévisions de température, et elles s'intéressent à de nouvelles données telles que les prévisions de vitesse du vent et le taux d'humidité. De nouvelles techniques de traitement, telles que la classification et l'agrégation par la méthode des réseaux de neurones artificiels, commencent à donner des résultats prometteurs sur le plan industriel.

Enfin, il est important de noter que la consommation d'électricité est sensible à son prix. Avoir une bonne connaissance de l'impact de ces options tarifaires est essentiel pour effectuer des prévisions précises des courbes de charge. Dans les bourses de l'électricité, où l'élasticité de la demande est directement intégrée dans le prix d'équilibre heure par heure, il est crucial que les informations sur les quantités en jeu parviennent au gestionnaire du réseau de transport à temps pour qu'il puisse en tenir compte dans ses prévisions.

1.1.2 Parc de production

Les modalités et les moyens de la conduite d'un grand système électrique dépendent des performances des ouvrages de production qui composent le "parc" considéré. En effet, les différentes catégories de centrales présentent des avantages et des contraintes variables en fonction de l'énergie primaire utilisée et de leurs caractéristiques de construction. Le gestionnaire du réseau de transport se penche donc sur l'ensemble des paramètres des centrales afin de les intégrer dans la gestion du système électrique.

Depuis un centre de conduite, le "dispatching", un ouvrage de production se distingue par plusieurs aspects, notamment :

- Son dimensionnement général, incluant principalement :
 - La puissance unitaire nominale,
 - La plage de fonctionnement en tension et en fréquence,
 - La capacité maximale de courant de court-circuit,
 - La puissance minimale qu'il peut produire en continu (techniquement minimale),
 - Ses possibilités de surcharge temporaire ;
- Sa capacité à ajuster sa production de puissance active en réponse à la demande, pour compenser tout déséquilibre entre la production prévue et la demande réelle. Parmi les caractéristiques essentielles, on trouve le temps de démarrage, la capacité à contribuer au réglage primaire et secondaire de la fréquence et de la puissance, ainsi que la capacité de modulation (vitesse et amplitude de variation de puissance possibles, restrictions éventuelles concernant les variations successives, aptitude à la réduction d'urgence...) ;
- Sa capacité à adapter sa production de puissance réactive à la demande. En effet, les groupes de

production jouent un rôle crucial dans le maintien de la tension sur les réseaux, en maintenant la tension du poste auquel ils sont connectés à une valeur de référence, dans les limites de leur capacité à fournir ou absorber de la puissance réactive ;

- Son comportement lors de situations perturbées, telles que :

- Sa capacité à continuer de fonctionner après une baisse significative de la tension due à un court-circuit proche,

- Sa capacité à fonctionner en mode "îlotage", c'est-à-dire à se déconnecter du réseau général tout en maintenant son fonctionnement avec une charge très réduite, correspondant à une alimentation autonome,

- Ses performances en cas de fonctionnement sur un réseau restreint (un réseau séparé suite à un incident majeur).

Le parc de production français comprend presque tous les types de centrales les plus courants, notamment les centrales nucléaires à eau pressurisée, les centrales thermiques à flamme, ainsi que divers types de centrales hydroélectriques, y compris les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP). Il convient de noter que l'Europe connaît une augmentation de la part des petites unités de production, telles que les centrales combinées à gaz, la cogénération (production combinée d'électricité et de chaleur), les parcs éoliens, etc., qui sont souvent moins flexibles.

Le paramètre le plus déterminant au quotidien, vu de la conduite du système, est la disponibilité de chaque centrale, d'une part, à réaliser le programme prévu, d'autre part, à s'en écarter à la demande du dispatching. L'incapacité d'un groupe de production à suivre le programme prévu peut provenir de causes internes (défaillances techniques ou d'origine humaine à l'intérieur de la centrale). Mais bien souvent ce sont des causes externes, en particulier liées au respect de l'environnement, qui vont amener un groupe à s'écarter de son programme. Ainsi, les impératifs de limitation de la pollution atmosphérique (émission de SO₂ et NO_x) peuvent conduire à baisser la production des groupes thermiques à flamme (voire à les arrêter) en cas de situations climatiques particulières. Ou, l'été, le souci d'éviter tout échauffement excessif des fleuves utilisés comme source froide de centrales nucléaires peut amener à baisser la production de celles-ci en fonction de la température d'eau mesurée.

La production d'une centrale peut aussi être involontairement supérieure au programme. Ce cas n'est pas si rare que l'on puisse le penser : certains producteurs autrichiens utilisant des centrales

« Au fil de l'eau » ont fréquemment le problème de l'évacuation d'une production excédentaire due à des précipitations supérieures aux prévisions – faute de quoi ils devraient déverser l'excédent d'eau et perdre la production correspondante.

Le parc de production français est caractérisé par l'importance des effets de mémoire sur la plupart de ses centrales : toute décision du conducteur du système électrique visant à modifier le programme prévu par le producteur a souvent des conséquences sur les possibilités de décisions à venir. Nous nous bornerons à deux exemples classiques :

- dans une vallée hydraulique, la décision de turbiner davantage d'eau sur le lac de tête va entraîner une arrivée d'eau supplémentaire, donc une production plus importante, quelques heures plus tard, au niveau des usines aval : c'est le phénomène d'« influencement » ;

- pour une centrale nucléaire à eau pressurisée, une variation de la puissance de consigne doit être suivie d'un palier de deux heures à puissance constante.

1.1.3 Réseaux

En l'an 2000, le réseau électrique français était composé de 20 900 kilomètres de lignes à 400 kV, dont 80 % étaient des lignes partagées (connues sous le nom de lignes "doubles"). En outre, il y avait un réseau de 26 400 kilomètres à 225 kV, comprenant 813 kilomètres de câbles souterrains, généralement utilisé comme réseau de distribution. De plus, il existait environ 50 000 kilomètres de réseaux à haute tension HTB, principalement à 90 kV et 63 kV, avec 2 000 kilomètres de câbles souterrains..

2. Préparation de la **conduite**

2.1 Nécessité d'une forte anticipation

Comme évoqué dans les sections précédentes, la gestion des systèmes de production et de transport d'électricité à grande échelle doit prendre en compte une grande variabilité des situations possibles, la rapidité des phénomènes dynamiques qui peuvent les influencer, et la complexité des interactions entre les différents composants et sous-systèmes. Par conséquent, la gestion de ces systèmes doit être soigneusement planifiée et ne peut en aucun cas être laissée à l'improvisation.

Tous les acteurs du marché, en particulier les producteurs, ainsi que les gestionnaires de réseau, qui jouent un rôle central dans cette orchestration, doivent anticiper les conditions qui nécessiteront une gestion en temps réel, parfois plusieurs années à l'avance.

2.1.1 **Gestion** prévisionnelle de la production : un défi pour les producteurs

L'efficacité économique d'un parc de production électrique repose sur la coordination efficace de moyens complémentaires, ce qui permet de minimiser les coûts de combustible. Au-delà des variations aléatoires quotidiennes ou saisonnières de la demande en électricité, cette coordination doit être planifiée sur le long terme. De nombreuses centrales de production dépendent de l'utilisation de stocks d'énergie. C'est notamment le cas des réacteurs nucléaires à eau pressurisée ou à eau bouillante, dont le combustible permet de produire de l'électricité à pleine puissance pendant douze à dix-huit mois, après quoi il doit être remplacé au cours d'une opération qui rend le réacteur indisponible pendant plusieurs semaines. Les centrales hydroélectriques en montagne sont également basées sur des stocks d'énergie, qui se renouvellent principalement avec la fonte des neiges. Même les centrales à charbon nécessitent une gestion attentive de leur stock de combustible, car leur approvisionnement dépend de transports maritimes ou ferroviaires qui ne peuvent être organisés à la dernière minute.

Afin de garantir une capacité suffisante pour répondre à la demande en électricité et optimiser leur position sur le marché de l'électricité, les producteurs disposant de parcs de production intégrés, comme EDF en France, utilisent deux types d'études pour planifier leur gestion prévisionnelle :

- **Construction de scénarios** : Ils établissent les conditions les plus probables à venir et les principales variantes à retenir. Ces scénarios intègrent principalement les hypothèses de disponibilité des outils de productions, d'apports hydrauliques, de consommation et de tendances du marché.
- **Arbitrages économiques et gestion des risques** : Les arbitrages économiques les plus délicats sont les arbitrages temporels. Par exemple, vaut-il mieux utiliser l'eau d'un barrage lors de la pointe de consommation du lendemain, ou la remplacer par la production d'une centrale thermique en espérant que l'énergie hydraulique sera utilisée avec un plus grand profit dans l'avenir ? La notion de « valeur d'usage » est un outil efficace pour de tels arbitrages temporels. On attribue à l'énergie en stock l'espérance mathématique, sur les différents scénarios retenus, du coût de substitution par un autre moyen de production. On peut ainsi par exemple comparer le

recours à un stock (barrage...) et des achats sur un marché physique journalier (« marché spot »).

▪ Aux différentes échéances de la gestion prévisionnelle de la production (pluriannuelle, annuelle, mensuelle, hebdomadaire, journalière...) correspondent divers types de décisions, toutes fonctions des perspectives commerciales du producteur (contrats fermes et prévisions de ventes à des clients éligibles ou non).

- En pluriannuel et en annuel, la disponibilité future des centrales va être organisée grâce aux décisions sur les campagnes de rechargement du combustible nucléaire dans chaque réacteur, et sur le placement des interventions lourdes d'entretien des groupes. La gestion des achats de combustible se prépare aussi avec une anticipation de long terme.

- À l'échelle mensuelle, avec le resserrement des scénarios réalistes, on peut affiner les décisions sur l'entretien des centrales, la gestion des stocks hydrauliques et des combustibles.

- Avec le cycle hebdomadaire, on en vient à une programmation fine des interventions pour travaux, ainsi qu'aux arbitrages sur l'offre aux clients et le choix des centrales qui vont être mobilisées.

- En journalier (le « j -1 », veille de l'exploitation en temps réel) sont prises les ultimes décisions sur les conditions techniques et économiques de l'offre de production.

2.1.2 **Gestion** prévisionnelle du réseau : un rôle clé des gestionnaires de réseau

En parallèle avec les études des producteurs, le gestionnaire du réseau de transport va préparer l'exploitation du réseau dont il a la responsabilité. Ses analyses conditionnent à la fois la sûreté du système électrique et la capacité du GRT à assurer le transport de l'électricité conformément aux futures demandes des acteurs du marché.

Comme précédemment, les études de gestion prévisionnelle du réseau couvrent des cycles allant du pluriannuel au journalier.

En pluriannuel et en annuel, il s'agit de détecter les principales contraintes à venir, en fonction de différents scénarios de production, de consommation, d'échanges internationaux et de disponibilité des ouvrages de transport. On comprend bien que, dès ce stade, pour établir des scénarios plausibles, le GRT ait besoin de connaître la vision prévisionnelle des producteurs, tout en leur garantissant une confidentialité totale sur les informations transmises, indispensable compte tenu de leur caractère très sensible au plan stratégique et commercial. À la suite des études de contraintes, quelques décisions d'équipement du réseau peuvent être prises (pour celles, peu nombreuses, qui peuvent être mises en œuvre en un temps limité : installation de moyens de compensation de l'énergie réactive, d'automates...).

Par ailleurs, en pluriannuel, les chantiers lourds, tels que la rénovation d'un grand poste à 400 kV, peuvent être planifiés en anticipant leurs effets sur la robustesse du réseau. En annuel, ce sont les principales « consignations » d'ouvrages de transport (retrait de l'exploitation pour réparation et entretien) qui vont être organisées et coordonnées pour éviter des indisponibilités incompatibles avec la sûreté du système. Les outils d'études pour ces horizons temporels sont basés sur des méthodes probabilistes, capables de donner une vision d'ensemble en avenir incertain.

En mensuel et en hebdomadaire, les études prévisionnelles, réalisées avec des outils d'études déterministes, conditionnent l'organisation précise des chantiers d'entretien. Elles permettent aussi d'établir les consignes d'exploitation particulières pour s'adapter à des conditions spécifiques (réglages de protections contre les courts-circuits, choix de la meilleure topologie du réseau...)

Si le GRT est tenu à une confidentialité rigoureuse pour toutes les informations sensibles fournies par les acteurs du marché, il doit, par ailleurs, leur donner la meilleure visibilité possible sur les conditions futures du transport, afin de leur permettre d'anticiper des modifications de leur gestion. Par exemple, les

GRT européens sont appelés à afficher régulièrement les puissances qui peuvent être échangées entre pays. En effet, le manque de liaisons d'interconnexion internationales crée fréquemment des conditions de « congestion » limitant les possibilités du commerce de l'électricité.

2.1.3 Services système

Pour exploiter en temps réel et pouvoir faire face aux aléas, le GRT a besoin d'un ensemble de ressources désignées sous le terme de « services système », dont il se dote lui-même ou, le plus souvent, qu'il achète aux acteurs du marché (principalement aux producteurs). Même si la liste précise et la définition des services système peuvent différer d'un pays à l'autre, on mentionne ci-dessous les plus importants de ces services :

- participation au réglage primaire de fréquence ;
- participation au réglage secondaire fréquence-puissance ;
- fourniture de réserves de puissance mobilisables à très court terme (par action sur la production ou la consommation) ;
- participation aux réglages primaire et secondaire de tension ;
- aptitude à produire de l'énergie sans source auxiliaire pour participer à la reprise de service après un incident généralisé (« black-start ») ;
- fourniture d'énergie pour couvrir les pertes par effet Joule dans le réseau de transport.

Le GRT doit réaliser des études prévisionnelles lui permettant de cerner au plus près ses besoins futurs en services système, puis il doit s'assurer qu'il disposera bien, le moment venu, des ressources requises. Selon les règles en vigueur, il a pour cela recours par exemple à la contractualisation ou à la prescription de fournitures.

Dans les cas extrêmes, la plupart des réglementations européennes lui accordent un droit de veto sur des décisions inopportunes (vues du système) des producteurs.

2.1.4 Coordination et arbitrages

La gestion optimale de sa propre activité par chacun des acteurs du système électrique (producteur, exploitant de réseau, consommateur final...) peut aboutir à un ensemble de décisions incompatibles. Une coordination est donc nécessaire. Il serait, par exemple, absurde de programmer de gros travaux sur la ligne d'évacuation d'une centrale nucléaire au moment où celle-ci redémarre après plusieurs semaines d'arrêt pour rechargement du combustible : les travaux doivent, dans ce cas, avoir lieu simultanément.

Cette coordination et les arbitrages éventuels reviennent naturellement au GRT, seul à connaître les intentions de tous les acteurs et responsables du système global. Toute modification de la décision d'un acteur engendre un surcoût, d'autant plus faible que l'anticipation est grande.

2.1.5 Coordination entre gestionnaires de réseau

Le besoin en coordination va bien au-delà de la zone de responsabilité d'un seul GRT. Pour assurer les échanges transfrontaliers, comme pour garantir la sûreté du système dans les zones frontalières, les GRT voisins doivent échanger de nombreuses informations prévisionnelles et mener des études communes. Avec l'accroissement des échanges en Europe et l'interdépendance qui en résulte, la taille des réseaux à analyser augmente rapidement.

2.2 Préparation journalière : une étape clé

Le jour « j -1 » est, en France comme dans la plupart des pays, le moment où la préparation de l'exploitation est contractualisée entre les acteurs. C'est lors de la préparation journalière que sont figées les demandes de chacun, que l'accès au réseau de transport est accepté ou refusé, et que sont définies précisément les conditions techniques et économiques de la production électrique et des services de

transport de l'énergie.

2.2.1 Offres de plans de production

C'est la veille pour le lendemain, dans la plupart des pays, que chaque producteur évalue la consommation de ses clients et détermine les moyens de productions qu'il va mobiliser pour satisfaire cette demande. La procédure pour ce faire dépend de la réglementation nationale et du type de « client » du producteur.

3. Conduite en temps réel

Le gestionnaire du réseau de transport (GRT) assume directement la responsabilité de l'exploitation de l'intégralité du système sur sa zone. Il joue le rôle de chef d'orchestre, et tous les acteurs du système sont tenus de suivre scrupuleusement ses instructions. Le GRT lui-même opère en se conformant strictement à des consignes écrites rigoureuses.

3.2 Répartition spatiale des responsabilités

3.2.1 Coordination européenne

Une coordination minimale entre les gestionnaires de réseau de transport (GRT) d'un réseau interconnecté synchrone est essentielle pour établir les programmes d'échanges, et la vérification préalable de ces programmes est confiée à un "coordinateur de zone". De plus, certaines responsabilités liées au temps réel doivent être gérées à un niveau de supervision global. En Europe, le dispatching de Laufenburg est chargé de fixer la consigne de fréquence (49,99 Hz ou 50,00 Hz ou 50,01 Hz pour garantir une valeur moyenne de 50 Hz) et de vérifier que le programme d'échanges convenu la veille est correctement suivi. Ce dispatching signale immédiatement toute anomalie constatée aux GRT qui pourraient en être à l'origine.

3.2.2 Dispatching national français

En France, le dispatching national a pour mission d'assurer l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité, y compris les importations et les exportations, ainsi que la sécurité du système. À cette fin, il est chargé de superviser le réseau à 400 kV et certaines liaisons à 225 kV qui jouent un rôle crucial dans les interconnexions. De plus, il assume la responsabilité de la participation française au réglage de la fréquence électrique européenne

3.2.3 Dispatchings régionaux

Ils assurent la gestion des réseaux de distribution, en mettant un accent particulier sur la continuité de l'approvisionnement des réseaux de distribution et des clients connectés en haute tension HTB. Les dispatchings régionaux ont également pour rôle la surveillance et la transmission des ordres au nom du dispatching national. Ils sont en contact direct avec les centrales de production et effectuent, par le biais de télécommandes, les opérations sur l'ensemble des réseaux de transport de leur zone, y compris les lignes à 400 kV, conformément aux directives du dispatching national.

3.3 Différents états de conduite

Quatre principaux états de conduite d'un système production-transport :

Dans l'état "normal", tous les paramètres du système (fréquence, tensions aux différents nœuds du réseau, courant dans les ouvrages de transport) se situent dans la plage autorisée, et toutes les règles de sécurité, telles que le "n-1" ou le "n-k", sont respectées.

Dans l'état "vulnérable", bien que les paramètres du système demeurent dans la plage admissible, au

moins une règle de sécurité n'est pas respectée. Si l'incident correspondant se produisait, la sécurité du système serait alors menacée.

Dans l'état "critique", non seulement toutes les règles de sécurité ne sont pas respectées, mais certains paramètres du système sortent de leur plage autorisée (par exemple, la tension d'un poste à 400 kV tombe en dessous du seuil critique). Dans ce cas, il est impératif de rétablir immédiatement la sécurité du système par des actions énergiques, comme le délestage, afin d'éviter un effondrement.

Le dernier état est celui de l'incident généralisé, où une grande partie des clients se retrouvent hors tension, le réseau peut être fragmenté, et une partie des centrales de production peut être hors service. Cet état englobe également la phase de reconstitution du réseau après un incident généralisé.

Cette typologie des états de conduite a surtout un intérêt pédagogique. Au cours des vingt dernières années, beaucoup d'efforts ont été mis dans le concept de « conduite par états », qui aurait permis, comme dans la conduite des centrales nucléaires, de dépasser le stade de la conduite par procédures et consignes. On sait en effet, depuis l'accident de la centrale nucléaire de Three Miles Island, que les procédures sont mal adaptées aux situations incidentelles. Malheureusement, la taille des systèmes électriques, la rapidité de la dynamique et le couplage entre phénomènes, la difficulté d'isoler des sous-systèmes n'ont pas permis de déboucher sur des conditions pratiques d'utilisation de la conduite par états sur les grands réseaux.

3.4 Conduite en régime normal

3.4.1 Principales tâches des opérateurs

La conduite en temps réel du système électrique est assurée à tout instant par les opérateurs des Les salles de conduite, où travaillent les dispatchers, sont le cœur névralgique des opérations de gestion des systèmes électriques. Les dispatchers assument plusieurs fonctions essentielles qui peuvent être regroupées en quatre domaines clés :

Surveillance : Les dispatchers suivent en permanence l'évolution du système électrique en utilisant les flux d'informations qui leur parviennent. Ils s'assurent que les principaux paramètres du réseau sont conformes aux directives d'exploitation et réagissent immédiatement en cas de changement de l'état du réseau, comme un déclenchement de ligne, par exemple.

Analyse : La simple surveillance de l'état actuel du réseau ne suffit pas à garantir la sécurité. Les dispatchers doivent également veiller à ce que toute nouvelle situation résultant d'un incident mineur ne présente pas de risques excessifs ou incontrôlables. À l'aide d'outils d'analyse sophistiqués, ils s'assurent que toutes les règles de sécurité sont scrupuleusement respectées.

Anticipation : Les dispatchers intègrent systématiquement tout nouvel événement dans leurs prévisions afin d'anticiper les évolutions potentielles du système. Dès que le système s'écarte du programme prévisionnel, ils évaluent les conséquences éventuelles et élaborent des mesures correctives pour y remédier.

Agir : Une fois que les analyses ont identifié les mesures correctives optimales ou simplement pour mettre en œuvre le programme prévisionnel, les dispatchers passent à l'action. Ils peuvent soit effectuer directement des manœuvres sur le réseau, principalement exécutées par les dispatchers régionaux, soit transmettre des instructions claires et sans ambiguïté aux opérateurs des installations de production et de transport, que ce soit par téléphone ou par voie informatique.

3.4.2 Maintien de la sécurité

Une tâche particulièrement importante relevant de l'analyse et de l'anticipation est la construction permanente d'une vue d'ensemble de la sécurité du système. Par des analyses de réseau ou portant sur les marges de production, il s'agit d'évaluer la capacité opérationnelle à faire face à des aléas lors des moments les plus délicats de la journée en cours (la pointe de consommation en particulier). Pour les réserves de production, il faut développer une vision en puissance et en énergie, car un déficit temporaire peut être comblé par des moyens tels que les stations de pompages, susceptibles de produire une puissance de pointe élevée mais pouvant s'épuiser après quelques heures de turbinage.

En cas d'aléas conduisant à utiliser les réserves, les dispatchers doivent reconstituer celles-ci pour pouvoir faire face à de nouveaux incidents, en tenant compte des échéances auxquelles ces réserves seront mobilisables efficacement.

3.4.3 Respect des engagements contractuels

Tout écart par rapport au programme prévisionnel doit pouvoir être justifié et sa responsabilité attribuée à l'un des acteurs :

- le GRT lui-même, qui aura pris une décision nécessaire pour la sûreté du système ;
- un producteur, dont une centrale s'éloigne du planning de production...

Une tâche importante des dispatchers est donc de garder trace de toutes ces modifications, et, lorsqu'elles sont réalisées à leur initiative, de consigner les justifications correspondantes pour faire face à tout litige ultérieur.

3.5 Conduite en régime perturbé

Les grands systèmes électriques peuvent subir de profondes perturbations. Dans ces cas-là, les dispatchers disposent d'un ensemble d'options dont l'usage est exceptionnel. À titre d'exemple, on notera les moyens suivants, qui permettent de faire face à différents types de difficultés (insuffisance de production, surcharges sur des ouvrages de transport, risque d'effondrement de tension, risques de perte de stabilité) :

- l'émission d'un message d'alerte à toutes les installations de production et de transport signalant l'existence d'une situation critique ;
 - la surcharge réactive des alternateurs ;
 - le blocage des régulateurs en charge des transformateurs ;
 - la baisse de 5 % de la tension sur les réseaux de distribution ;
 - le délestage de consommation.

Si ces mesures ne sont pas efficaces ou si l'évolution du système électrique est trop brutale pour permettre de les mettre en place, un effondrement du réseau peut se produire, caractérisé par la déconnexion de nombreux groupes de production et la coupure de vastes zones de consommation.

En prévision d'une telle éventualité, un plan de reconstitution du réseau doit toujours être prêt à être mis en œuvre. En France, ce plan est fondé sur la réalimentation rapide des auxiliaires de centrales nucléaires à partir des sources de tension autonomes disponibles (« black-start »), puis sur la constitution d'ossatures à 400 kV régionales prédéterminées, base de la reconnexion progressive de poches de consommation.

CHAPITRE IV : LES REGLAGES DU RESEAU

4.1 Réglage de tension

L'exploitation d'un réseau de production, de transport et de distribution d'énergie électrique est en permanence soumise à diverses contraintes qui englobent les aspects techniques, économiques et contractuels. Ces contraintes incluent :

- Contraintes techniques: Le matériel de réseau est spécifiquement conçu pour fonctionner dans des conditions déterminées, telles que la tension, la fréquence, la température, etc.

- Contraintes économiques : L'exploitation optimale d'un réseau électrique vise à minimiser les coûts associés à sa gestion et à sa maintenance.

- Contraintes contractuelles : L'électricité est considérée comme une marchandise commerciale, soumise à des normes de qualité strictes qui régissent la manière dont elle est fournie par le distributeur.

L'ajustement des niveaux de tension à travers l'ensemble du réseau électrique s'inscrit dans ces trois dimensions. En pratique, la valeur efficace de la tension à chaque point du réseau doit demeurer à l'intérieur de plages de variation spécifiques, qui représentent un équilibre entre des considérations techniques, économiques et contractuelles. À titre informatif, voici les plages de variation actuellement en vigueur sur le réseau français, comme indiqué 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	$U_n - 10\%$	$U_n + 6\%$

Les réseaux de transport se caractérisent par des tensions très élevées, visant à réduire au maximum les pertes, et par une connectivité limitée avec les clients directs. Dans ce contexte, ce sont principalement des considérations techniques, liées à la résistance des équipements tels que les isolateurs, les transformateurs, les lignes, etc., qui dictent la plage de tension supérieure acceptable. La plage de tension inférieure doit demeurer en adéquation avec les courants maximums admissibles sur les lignes de transport, ainsi qu'avec les réseaux de distribution directement raccordés au réseau de transport.

En ce qui concerne les réseaux basse tension, ce sont surtout les engagements contractuels qui incitent le distributeur d'énergie à maintenir une plage de tension spécifique. Les réseaux de répartition et de distribution, quant à eux, sont soumis à des contraintes à la fois techniques et contractuelles. Finalement, l'aspect économique est intrinsèquement lié à la régulation de la tension.

Maintenir une tension élevée sur le réseau permet de minimiser les pertes de transmission et réduit également les risques d'instabilité en cas d'incident majeur, pouvant entraîner des interruptions d'alimentation sur de vastes zones géographiques. Ces incidents majeurs sont étroitement liés à la manière dont la régulation de la tension est gérée en temps réel, et ils ont des conséquences économiques souvent considérables.

4.1.1 Relation entre la tension et les transits de puissance

À certains points stratégiques du réseau, l'opérateur a la possibilité, sous certaines conditions et à l'aide de dispositifs spécifiques, de réguler la valeur efficace de la tension. Cela s'applique notamment à des points du réseau auxquels sont connectés des alternateurs de grande puissance, ainsi qu'au secondaire des transformateurs équipés de régulateurs en charge. Ces dispositifs seront examinés en détail plus tard. Le défi du réglage de la tension réside alors dans la capacité à ajuster ces tensions et à configurer le réseau de manière à maintenir tous les points du réseau dans la plage de tension requise.

En d'autres termes, régler la tension à un nombre limité de points du réseau suffira-t-il à contrôler les variations de tension sur l'ensemble du réseau ? Ce problème de régulation de la tension se pose de manière similaire pour un réseau maillé, généralement de transport ou de répartition, et pour un réseau arborescent, généralement de distribution. Les méthodes d'intervention et les pratiques diffèrent cependant.

Indépendamment de la configuration du réseau, prenons l'exemple illustré de manière très simplifiée dans la Figure 4-1, représentant la connexion d'une charge à une source via une ligne :

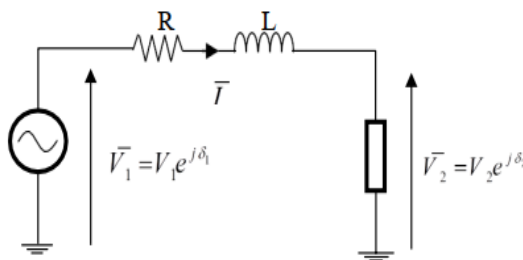


Fig 4.1 :modélisation simplifiée du transport d'énergie dans une ligne électrique

La ligne est représentée ici de manière simplifiée par une résistance et une inductance en série. Les effets capacitifs ne sont pas pris en compte dans ce modèle élémentaire. Cependant, ce modèle permet de tirer des conclusions qualitatives sur la relation entre le module et la phase des tensions aux deux extrémités de la ligne, ainsi que sur le transit de la puissance active et réactive. Il est important de noter que la "charge" ne représente pas nécessairement un utilisateur connecté directement au réseau, mais peut également correspondre à une connexion à un niveau de tension inférieur via un transformateur HT/HT, HT/BT, ou MT/BT. Sur le réseau de transport, cette "charge" peut simplement représenter le transit de puissance sur la ligne.

En théorie, il est possible de faire transiter de la puissance électrique sur la ligne tout en maintenant la même tension (en termes de module, bien que pas en phase) aux deux extrémités, sous certaines hypothèses simplificatrices

En général, les charges présentent un comportement plutôt inductif, ce qui signifie qu'elles consomment de la puissance réactive. Dans de telles conditions, il est inévitable que la tension aux deux extrémités de la ligne soit différente en termes de module. Afin de maintenir une tension identique aux deux extrémités de la ligne, il est nécessaire de pouvoir générer de la puissance réactive localement.

L'installation de moyens de production d'énergie réactive, tels que des alternateurs ou des bancs de capacités, contribue donc à stabiliser la tension sur le réseau. Pour donner un ordre de grandeur, sur des lignes

de transport d'énergie de 400 kV ou 225 kV, le rapport R/X est d'environ 0,1. Cependant, la résistance d'une ligne devient plus significative par rapport à son inductance lorsque la tension nominale est plus basse.

En supposant que la tension soit maintenue constante aux deux extrémités de la ligne, examinons à présent comment calculer l'amplitude de la tension le long de la ligne. Pour cela, considérons le schéma simplifié suivant (Figure 4-2) :

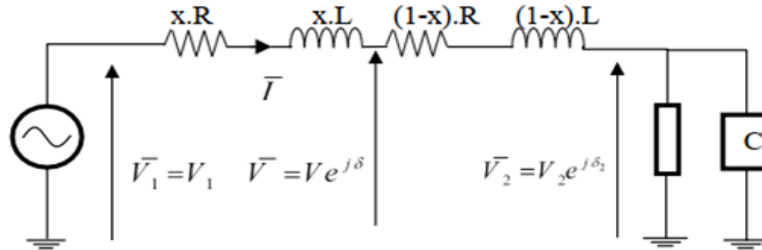


Fig 4.2 : modélisation simplifiée pour le calcul de la tension le long d'une ligne électrique

Dans cette représentation, la ligne est simplifiée avec une résistance et une inductance en série, sans tenir compte des effets capacitifs. La charge est connectée en parallèle avec des dispositifs de production de puissance réactive (C) qui maintiennent le module de la tension constant aux deux extrémités de la ligne (V_1). La position le long de la ligne est notée x , avec une valeur comprise entre 0 et 1.

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

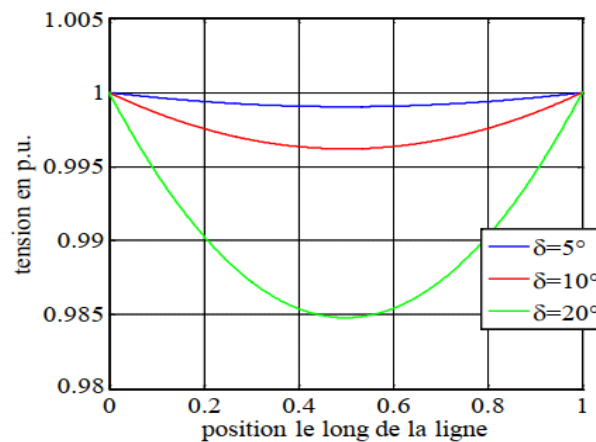


Fig 4.3 :profil de la tension le long d'une ligne dont la tension est identique aux deux extrémités

Maintenant, examinons le profil de tension lorsque aucun dispositif de production de puissance réactive ne maintient la tension aux bornes de la charge. Dans cette situation, la tension V_2 peut prendre n'importe quelle valeur, de même que le déphasage δ_2 . Si les puissances active P et réactive Q consommées par la charge sont connues,

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

Profil de tension

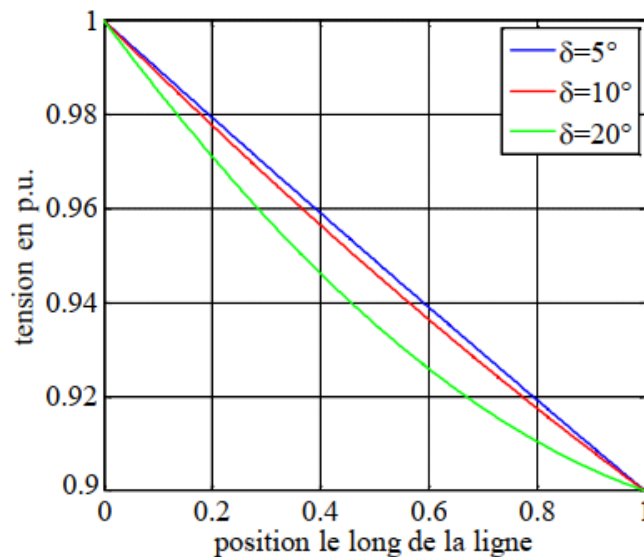


Fig 4.4 : profil de la tension le long d'une ligne dont la tension est différente aux deux extrémités

Le profil de tension est encore légèrement influencé par le déphasage θ entre les tensions aux deux extrémités de la ligne. En fin de compte, il est principalement façonné par la puissance réactive absorbée par la charge, bien que la puissance active transitée ait également un impact.

L'analyse succincte que nous avons menée ci-dessus met en évidence deux principes cruciaux en matière de régulation de la tension dans un réseau d'énergie :

- Le maintien de la tension aux deux extrémités d'une ligne est essentiel pour maintenir une tension presque constante le long de la ligne. Si les tensions diffèrent aux deux extrémités, la variation de tension en fonction de la position sur la ligne sera presque linéaire.
- Les variations de tension le long d'une ligne sont principalement causées par les transits de puissance réactive, et non par les transits de puissance active. Par conséquent, il est souhaitable d'installer des moyens de production de puissance réactive à proximité des charges pour minimiser ces transits réactifs.

Lorsque le réseau électrique fonctionne de manière optimale, les chutes de tension le long des lignes sont minimales, ce qui permet d'obtenir un profil de tension relativement plat. Dans cette configuration, le réseau de transport est principalement utilisé pour transmettre la puissance active plutôt que la puissance réactive. Les amplitudes de tension peuvent être contrôlées en ajustant la puissance réactive. Une augmentation de la production de puissance réactive élève les tensions près de la source de production, tandis qu'une forte consommation de puissance réactive les diminue. Contrairement à la puissance active, qui est entièrement générée par les générateurs du système, il existe plusieurs sources de puissance réactive, notamment :

- Machines synchrones surexcitées
- Banques de condensateurs

- Capacité des lignes aériennes et des câbles
- Contrôleurs/dispositifs FACTS (Flexible AC Transmission Systems)

D'autre part, les consommateurs importants de puissance réactive comprennent :

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

4.2 Mécanismes de contrôle de tension

Les générateurs sont fréquemment exploités à tension constante en utilisant un régulateur automatique de tension (AVR). Le résultat de cet AVR consiste à contrôler l'excitation de la machine à travers son excitateur de champ électrique, afin de maintenir la tension égale à la valeur de consigne.

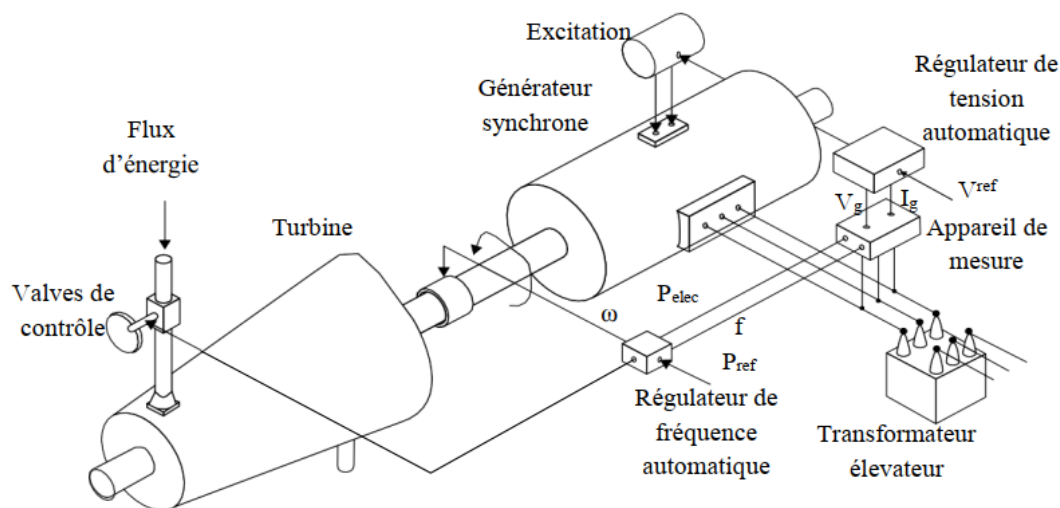


Fig 4.5 : Régulation de tension et de fréquence de l'alternateur

Les compensateurs synchrones sont une option pour le contrôle de la tension. Ce sont des machines synchrones qui n'ont pas de turbines ou de charges mécaniques et qui génèrent ou absorbent de la puissance réactive grâce à la régulation de leur excitation. Cependant, l'installation de compensateurs synchrones est devenue rare ces derniers temps, car les convertisseurs basés sur l'électronique de puissance sont préférés lorsqu'un contrôle de tension rapide est nécessaire.

La transmission de grandes quantités de puissance réactive sur une ligne a un impact significatif sur le profil de tension, entraînant d'importantes chutes de tension qui doivent être évitées. Au lieu de cela, il est préférable de produire de la puissance réactive aussi près 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 distribution exige une coordination dans le temps et dans l'espace des actions de contrôle afin d'assurer un contrôle rapide et efficace, tout en évitant les interactions indésirables entre différentes actions de contrôle qui pourraient mettre en péril la stabilité et la sécurité du réseau. En effet, des instructions contradictoires données simultanément à un régulateur pourraient entraîner des oscillations potentiellement critiques. Cette coordination est assurée par un système hiérarchisé composé de trois niveaux distincts, comme illustré dans la Figure 4-6.

Les trois niveaux hiérarchiques du réglage de la tension sont les suivants :

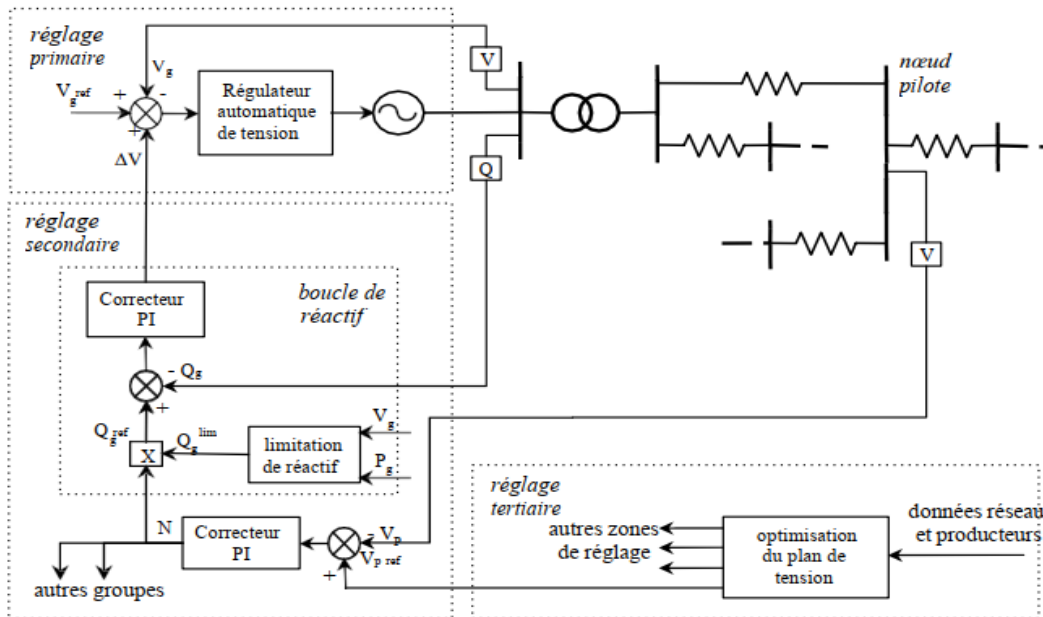


Fig 4.6 :Organisation du réglage hiérarchisé de tension

- V_g et V_{gref} correspondent respectivement à la tension mesurée et à la tension de consigne de l'alternateur.
- ΔV représente la correction apportée à la tension de référence de l'alternateur, qui est calculée par le boucle de gestion de la puissance réactive.
- Q_g et Q_{gref} sont les puissances réactives mesurées et de consigne de l'alternateur.
- Q_{lim} désigne la limite de puissance réactive que l'alternateur peut fournir ou absorber, autrement dit, la réserve disponible. Cette limite peut dépendre de la tension et de la puissance active produite si elle n'est pas prédéfinie.
- N représente le niveau de participation, un nombre compris entre -1 et +1, qui est transmis à tous les groupes participant au réglage. Ce paramètre détermine la proportion de la réserve de puissance réactive à mobiliser.
- Enfin, V_p et V_{pref} correspondent respectivement à la tension mesurée et à la tension de consigne du nœud pilote.

4.3.1 Le réglage primaire

Le réglage primaire intervient au niveau local, avec une constante de temps d'environ 100 ms, pour stabiliser la tension aux bornes des groupes face à des variations rapides. Ces variations

peuvent être causées par des changements soudains de la demande de puissance réactive, des incidents, ou des manœuvres sur le réseau. En cas de variations plus importantes de la tension, les régleurs de charge des transformateurs entrent en jeu pour compléter l'action des alternateurs. Le réglage primaire est la première ligne de défense en cas de perturbation. Il se caractérise par une action basée sur des critères locaux visant à maintenir la tension aux bornes du groupe aussi proche que possible de la valeur de référence. Dans la limite des réserves primaires des groupes, le réglage primaire assure l'équilibre local entre la production et la consommation de puissance réactive, permettant ainsi de réagir rapidement aux fluctuations aléatoires de la tension. Le réglage primaire intervient au niveau local, avec une constante de temps d'environ 100 ms, pour stabiliser la tension aux bornes des groupes face à des variations rapides. Ces variations peuvent être causées par des changements soudains de la demande de puissance réactive, des incidents, ou des manœuvres sur le réseau. En cas de variations plus importantes de la tension, les régleurs de charge des transformateurs entrent en jeu pour compléter l'action des alternateurs. Le réglage primaire est la première ligne de défense en cas de perturbation. Il se caractérise par une action basée sur des critères locaux visant à maintenir la tension aux bornes du groupe aussi proche que possible de la valeur de référence. Dans la limite des réserves primaires des groupes, le réglage primaire assure l'équilibre local entre la production et la consommation de puissance réactive, permettant ainsi de réagir rapidement aux fluctuations aléatoires de la tension.

4.3.2 Le réglage secondaire

Le réglage secondaire de tension (RST) vise à traiter de manière coordonnée les fluctuations de tension à grande échelle, mais de faible vitesse, ce que le réglage primaire seul ne peut accomplir. Le réglage secondaire est automatisé et centralisé au niveau des régions appelées "zones de réglage". Ces zones de réglage doivent être indépendantes en termes de tension, ce qui signifie qu'une variation de tension dans une zone ne doit pas affecter théoriquement une zone voisine. Son objectif principal est de limiter les transferts de puissance réactive sur les lignes d'interconnexion et de maintenir la tension à des nœuds spécifiques, appelés nœuds pilotes, à leur valeur de consigne.

Ce processus implique une correction des valeurs de consigne de chaque groupe participant au réglage secondaire. Le régulateur du réglage secondaire génère un niveau de participation en fonction de l'écart entre la consigne de tension du nœud pilote et la tension mesurée à ce nœud. Ce niveau de participation est ensuite utilisé par la boucle de contrôle de puissance réactive de chaque alternateur pour ajuster sa consigne de tension. Pour éviter des oscillations potentielles résultant de conflits entre les réglages primaire et secondaire, le réglage secondaire présente un temps de réponse significativement plus long, de l'ordre de la minute..

4.3.3 Le réglage tertiaire

Le réglage tertiaire, de nature manuelle et géré en France par le dispatching national, implique une réévaluation périodique, toutes les quinze minutes, des consignes de tension des nœuds pilotes de chaque zone de réglage. Cette réévaluation se base sur des critères technico-économiques clés, notamment :

- Assurer la sécurité optimale du réseau tout en l'exploitant efficacement ;
- Respecter les contraintes de fonctionnement des équipements ;

- Minimiser les pertes énergétiques et les coûts de production ;
- Utiliser de manière optimale la capacité des infrastructures de transport.

L'objectif principal du réglage tertiaire est de maintenir une stabilité globale du plan de tension et d'éviter les situations susceptibles de générer des coûts excessifs ou des risques pour le système électrique. Les consignes de tension des nœuds pilotes sont déterminées à l'aide d'un outil d'optimisation de la puissance, communément appelé "Optimal Power Flow" (OPF), qui prend en considération les critères mentionnés précédemment.

4.4 Le réglage secondaire coordonné

4.4.1 Une évolution du RST

Le réglage secondaire coordonné de tension (RSCT) constitue une évolution du réglage secondaire, visant à surmonter certaines de ses limitations, qui peuvent devenir de plus en plus contraignantes à mesure que le réseau électrique est exploité au plus près de ses capacités maximales. Plusieurs défis se posent au réglage secondaire traditionnel :

1. Le découpage du réseau en zones censées être indépendantes, avec un seul nœud pilote par zone, devient moins précis à mesure que les interactions entre zones voisines se multiplient, notamment avec l'expansion du réseau. Cette situation dégrade la précision et la réactivité du réglage secondaire de tension.

2. Le réglage secondaire traditionnel présente des limites structurelles et fonctionnelles, notamment :

- L'attribution d'un seul niveau de participation à toute une zone de réglage ne prend pas en compte les distances électriques entre les groupes et le nœud pilote, provoquant des déséquilibres dans la contribution des groupes au réglage. Le RSCT italien, par exemple, prend en compte ces distances électriques.

- Le RSCT n'intègre pas pleinement les contraintes de tension ni les limites de fonctionnement des groupes. En particulier, la vitesse de variation de la consigne ne tient pas compte du temps de réponse des groupes.

- Les paramètres des boucles de contrôle sont fixes, ce qui limite l'adaptabilité du réglage aux conditions de fonctionnement.

Afin de résoudre ces problèmes, le RSCT a été développé et expérimenté dans l'ouest de la France par EDF depuis 1998. Il se distingue par sa rapidité et sa robustesse accrues par rapport au réglage secondaire conventionnel. En coordonnant le réglage sur des zones plus vastes, le RSCT permet également d'exploiter le réseau plus près de ses limites de fonctionnement, retardant ainsi la nécessité de nouveaux investissements..

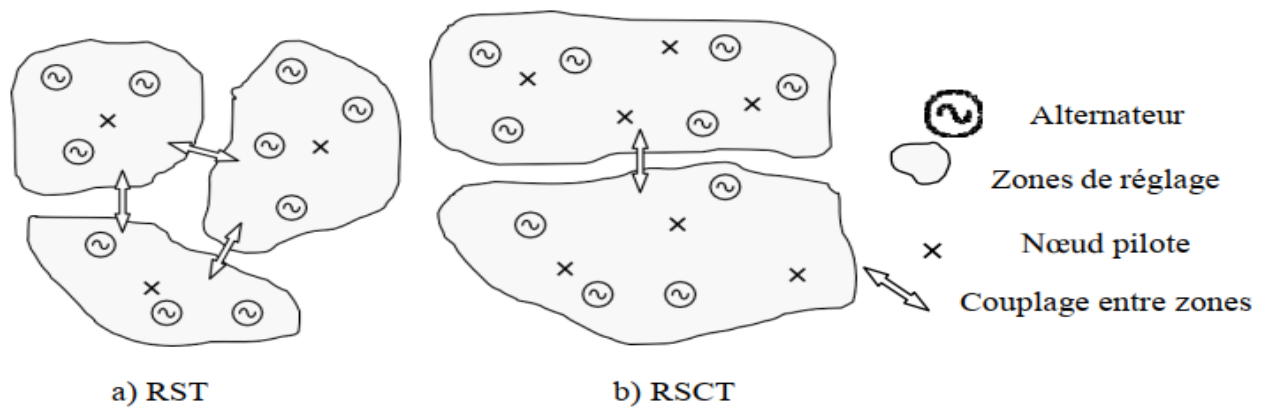


Fig 4.7 :Les réglages RST et RSCT

Les nœuds pilotes sont répartis dans chaque zone de réglage afin de mieux contrôler le plan de tension sur des zones de réglage plus étendues que celles du RST. Cette extension engendre plusieurs écarts de tension à réduire. Le RST, qui repose sur un correcteur de type PI (proportionnel - intégral), ne convient plus dans cette configuration, car l'ajustement constant des tensions des différents nœuds pilotes entraînerait des consignes de puissance réactive incompatibles entre les groupes. En d'autres termes, il est impossible de superposer plusieurs RST au sein d'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 sont équipés de divers dispositifs de compensation de l'énergie réactive qui sont localisés aux postes sources. Ils sont utilisés pour restreindre le déplacement de la puissance réactive à travers les transformateurs, évitant ainsi une détérioration excessive du plan de tension. Les méthodes de compensation les plus couramment employées comprennent l'utilisation de bancs de capacités, de compensateurs synchrones (plus fréquemment déployés au niveau des postes de transformation 400/225 kV et 225/90- 63 kV), ainsi que de compensateurs statiques d'énergie réactive (systèmes FACTS : Flexible AC Transmission System).

4.5.2 Régleurs en charge

Les transformateurs situés dans les postes sources sont également équipés de dispositifs de réglage en charge qui permettent d'ajuster le rapport de transformation par incréments de 1 %. Ces dispositifs sont utilisés pour réguler la tension au niveau des jeux de barres HTA en réaction aux variations de la charge et des fluctuations de la tension en amont. Le premier changement de prise, déclenché en cas de dépassement d'un seuil, est retardé de Δt_1 d'une minute. Cette mesure vise à permettre la stabilisation de la tension après des variations transitoires dues aux connexions ou déconnexions de charges importantes (voir Figure 4-8). Les changements de prise suivants sont soumis à un retard Δt_2 réduit à 10 secondes.

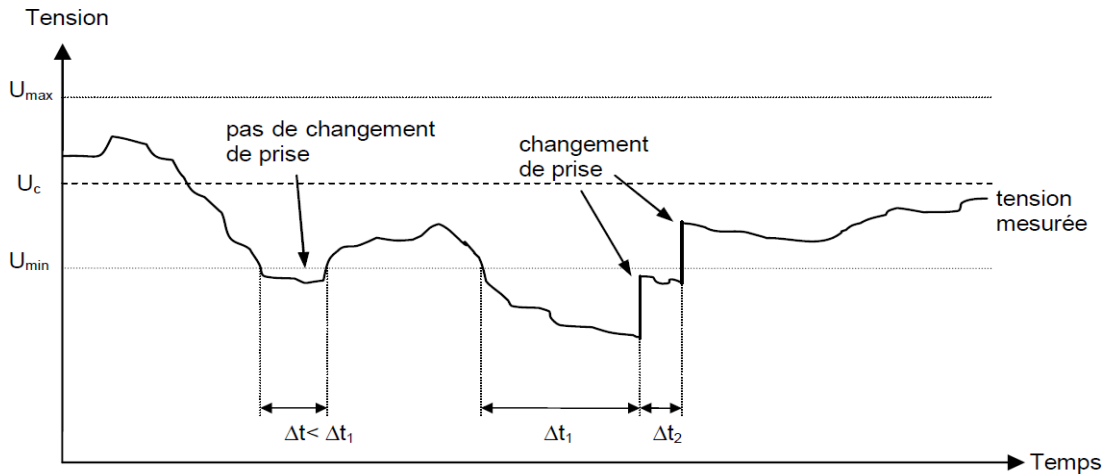


Fig 4.8 :Principe de fonctionnement du régleur en charge

Le réglage de la tension HTA peut être effectué avec ou sans utilisation du compoundage. Le compoundage est une technique qui considère les chutes de tension dans le réseau aval en mesurant le courant dans le transformateur (et donc en évaluant l'état de charge moyen du réseau). Cette approche permet de maintenir la tension à un endroit du réseau autre que le poste source, tel que le centre de gravité, un nœud prioritaire ou critique, etc.

4.6 Le réglage de fréquence

4.6.1 Le réglage de fréquence primaire

Par une correction rapide et automatisée, le réglage primaire de fréquence permet de rétablir l'équilibre entre la production et la consommation après une perturbation, pourvu que la réserve primaire disponible soit suffisante. Lors des premiers moments suivant un événement imprévu, l'inertie mécanique des rotors de tous les groupes en synchronisation joue naturellement un rôle stabilisateur face aux fluctuations de la fréquence. Ensuite, la réserve primaire stockée dans les groupes de production est mobilisée pour stabiliser rapidement la fréquence à une valeur proche de sa référence, dans une plage de temps de quelques secondes.

Pour un groupe i donné, le régulateur de vitesse agit sur les mécanismes de régulation de l'admission du fluide moteur à la turbine et cherche à établir une relation linéaire, à l'équilibre, entre la vitesse (qui est directement liée à la fréquence) et la puissance électrique (voir Figure 4-9). Cela confère à ce réglage une caractéristique statique.

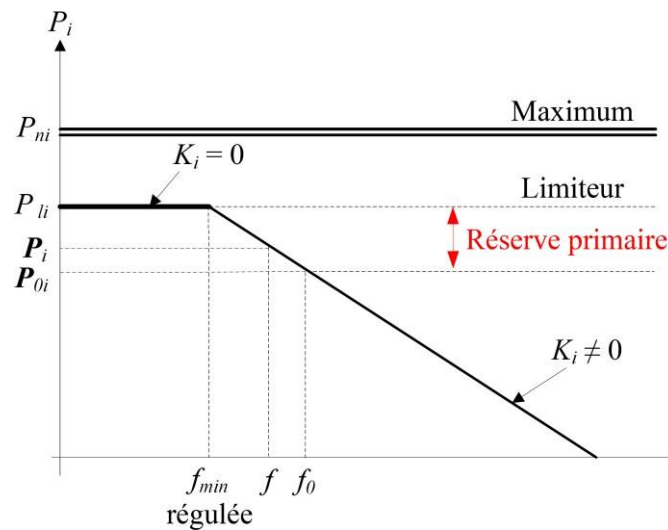


Fig 4.9 :Caractéristique statique du réglage primaire de fréquence d'un groupe conventionnel

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

La première considération porte sur la capacité du système à rétablir l'équilibre entre l'offre et la demande en cas de surplus de consommation. Pour un groupe i donné, la réserve primaire accumulée sur ce groupe est définie comme la différence entre la puissance active qu'il fournit à la fréquence normale (P_{0i}) et la puissance limitée par le limiteur (P_{li}) (voir Figure 4-9). Dans le contexte actuel du réglage primaire de fréquence, toutes les réserves primaires sont programmées la veille (J-1) pour chaque demi-heure de la journée suivante, et la fourniture de la puissance de réserve doit être maintenue pendant au moins 15 minutes consécutives, que ce soit sur les réseaux interconnectés ou isolés.

L'énergie réglante primaire d'un groupe déclaré en réglage primaire de fréquence représente la quantité de puissance qu'il peut injecter dans le système électrique en réponse à une variation de fréquence donnée, tant que sa réserve n'est pas complètement épuisée.

En règle générale, le gain K_i est linéaire et constant autour du point de fonctionnement normal (point de repos) du groupe (f_0 , P_{0i}), et il devient nul pour un groupe qui n'est pas en réglage ou qui a atteint sa limite (voir Figure 4-9). Au niveau du système, une variation de puissance de réserve ΔP est répartie entre tous les groupes participant au réglage primaire. Ainsi, à la fin du réglage, nous avons pour un ensemble de n groupes

4.6.2 La réserve primaire

Le réglage primaire permet de rétablir l'équilibre offre-demande uniquement si une réserve de puissance suffisante est disponible. La réserve primaire disponible est la somme des réserves primaires de l'ensemble des groupes participant au réglage dans tout le système. Cette réserve s'élève à 3000 MW pour l'ensemble de l'Europe et à environ 700 MW pour les groupes français.

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

l'ampleur de la perturbation.

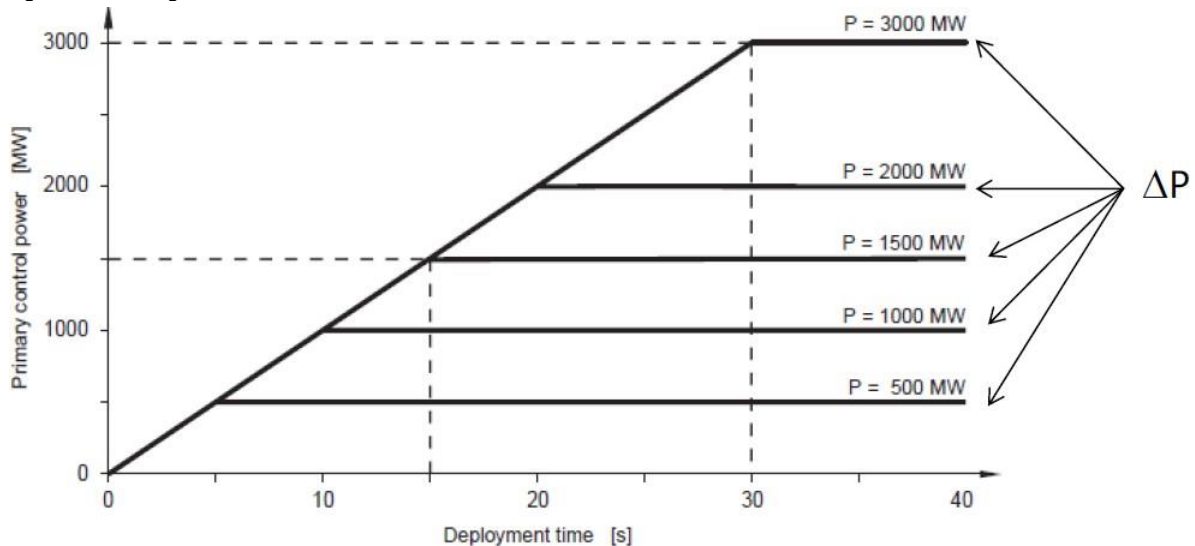


Fig 4.10 :Le déploiement minimum de la réserve primaire de fréquence en fonction de la durée de la perturbation

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 agit pour ramener la fréquence à sa valeur de référence et rétablir les échanges entre les acteurs du réseau à leurs niveaux contractuels. Le temps d'intervention de ce réglage peut s'étendre jusqu'à 15 minutes. Il s'agit également d'un processus automatique qui consiste à ajuster la puissance de consigne des groupes. P_{rj} représente la contribution du groupe j au réglage secondaire de fréquence, tandis que P_{0j} est la puissance de consigne du groupe à la fréquence f_0 . Le niveau de télé-réglage $N(t)$ est calculé par le gestionnaire du réseau à partir des données de fréquence et des puissances mesurées sur les interconnexions, conformément aux équations (17) et (18). Ce signal N varie dans la plage de -1 à +1 et est transmis aux groupes de production pour ajuster leurs puissances de consigne, comme illustré dans la Figure 4-11

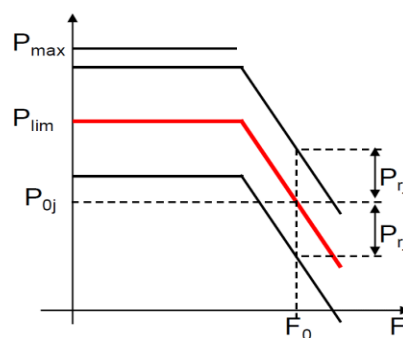


Fig 4.11 :Impact du réglage secondaire sur la courbe fréquence-puissance

α représente la pente du réglage, avec une valeur comprise entre 65 et 130 MW/tour, tandis que β est le gain proportionnel, fixé à zéro. P_r correspond à la demi-bande de réglage, c'est-à-dire la somme des participations des groupes appartenant à la zone de réglage. P_{lim} représente la puissance active associée à la position du limiteur de contribution du groupe aux services systèmes.

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

En France, les groupes de puissance supérieure à 120 MW doivent être capables de participer au réglage secondaire de fréquence. Une installation de production doit être en mesure d'augmenter sa puissance active, avec une réserve équivalente à $\pm 4,5\%$ de P_{max} , en réponse à une consigne transmise par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité. En régime normal, la transition de $N=1$ à $N=-1$ (ou inversement) doit s'effectuer en moins de 800 secondes. La puissance de réglage ainsi fournie doit être maintenue pendant une période de 15 minutes.

4.6.4a réserve secondaire

La réserve secondaire (instantanée) d'un groupe représente la puissance disponible à tout moment, qu'elle soit à la hausse ou à la baisse, en réponse à l'action du réglage secondaire de fréquence. Le volume de la réserve secondaire nécessaire dépend de la magnitude et de la vitesse des fluctuations de la charge, des modifications des programmes et des unités de production. La valeur recommandée de la réserve secondaire en fonction de la demande des charges, comme préconisée par l'UCTE, est illustrée dans la Figure 4-12. Par exemple, en France, RTE détermine le besoin en réserve secondaire pour chaque intervalle de demi-heure. En cas de perte d'un gros groupe couplé, généralement d'une capacité de 1450 MW, la réserve secondaire ne sera pas suffisante pour compenser cette perte et rétablir complètement la réserve primaire qui a été utilisée. La réserve secondaire sera également épuisée. Dans de tels cas, il est nécessaire de mobiliser une réserve complémentaire, appelée la réserve tertiaire.

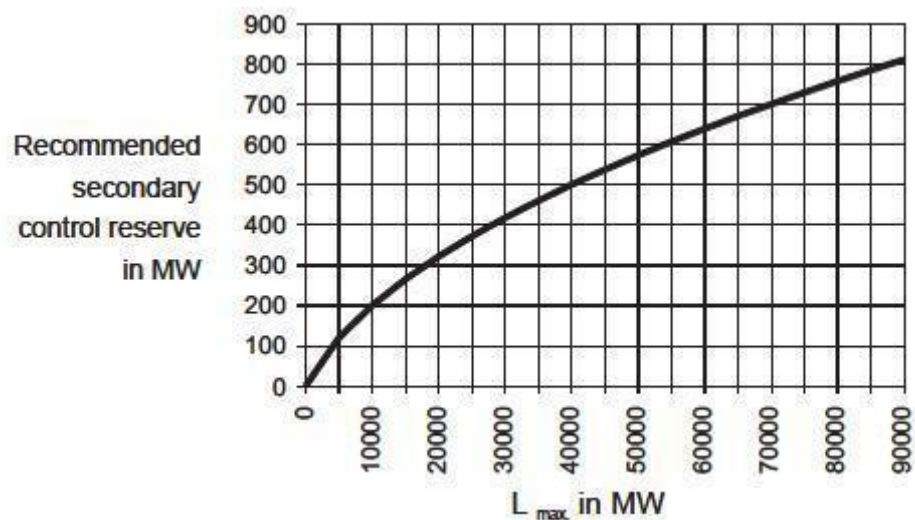


Fig 4.12 :La valeur de la réserve secondaire recommandée par l'UCTE en fonction de la demande des charges.

4.6.5 Le réglage de fréquence tertiaire

En cas de perturbation majeure consécutive à la perte d'une grande quantité de puissance dans le réseau, le réglage secondaire ne peut pas totalement corriger les variations de fréquence et les déséquilibres de transit de puissance sur les interconnexions. Par conséquent, le réglage tertiaire est conçu pour compenser d'éventuelles insuffisances de réserve secondaire lorsque des écarts rapides entre la production et la consommation se produisent, tout en rééquilibrant le système en cas d'écarts se développant plus lentement. Le réglage tertiaire mobilise une puissance quasi-instantanée et a pour objectif de restaurer les réserves secondaire et primaire. La durée de ce réglage peut varier de 15 à 30 minutes.

La Figure 4-13 illustre 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 effectuée manuellement via des appels téléphoniques émis depuis les centres de conduite de RTE vers les centres de conduite des installations de production.

Pour mettre en œuvre le réglage de fréquence tertiaire, deux types de réserves tertiaires sont constitués :

- La réserve tertiaire garantie contractuellement, qui englobe la réserve tertiaire mobilisable en 15 minutes (environ 1000 MW) ainsi que les réserves rapides mobilisables en 15 et 30 minutes. Ces réserves font l'objet d'accords spécifiques conclus avec les producteurs disposant d'installations aptes à les fournir.

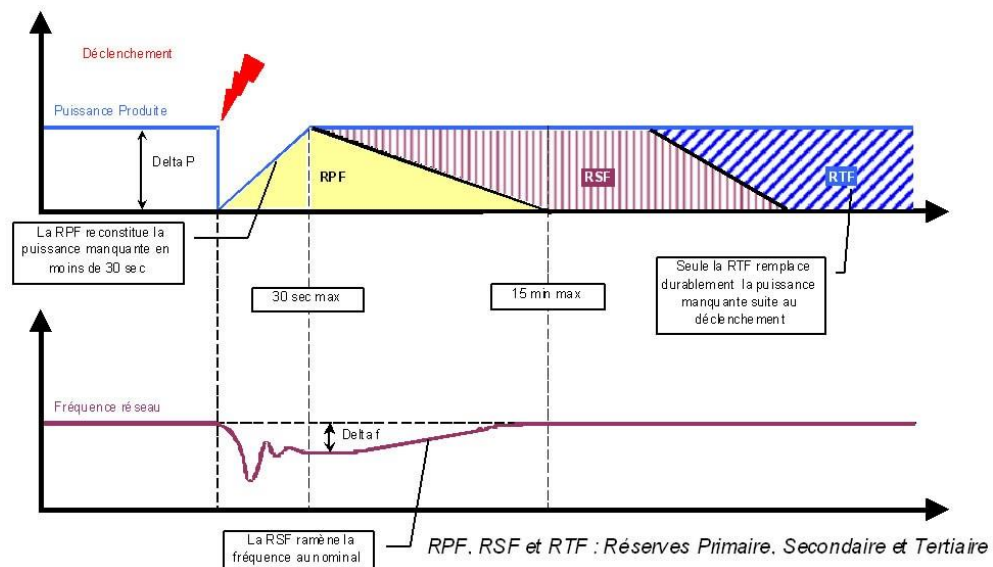


Fig 4.13 :La contribution et le temps d'action de chaque niveau de contrôle de fréquence à partir l'apparition du déséquilibre de puissance.

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
RESERVE PRIMAIRE (automatique)		~ 700 MW	↑↓	< 30 s	Producteurs français	Obligatoire
RESERVE SECONDAIRE (automatique)		500 ~ 1000 MW	↑↓	< 15 min	Producteurs français	Obligatoire
RESERVE TERTIAIRE (manuelle)	CONTRATS	Rapide 1000 MW	↑	13 min	Producteurs et consommateurs français	Obligatoire
		Complémentaire 500 MW	↑	30 min		
		Consommateurs 392 MW	↑	< 2 h	Consommateurs français	Sur sollicitation de RTE
	AUTRES	Variable	↑↓	Variable	Producteurs français Consommateurs Acteurs étrangers GRT anglais	Obligatoire Volontaire

Mécanisme d'ajustement
Toutes les offres sont mises en concurrence

↑ Activation à la hausse
↓ Activation à la baisse

Fig 4.14 :Récapitulatif des réserves de puissance pour le réglage de fréquence

4.6.1 Mécanisme d'ajustement

Le mécanisme d'ajustement représente l'ensemble des actions visant à maintenir l'équilibre entre la production et la demande en temps réel, ce qui équivaut à la réserve disponible en temps réel.

Ses objectifs incluent l'assurance de l'équilibre entre production et consommation en temps réel, la garantie de la sécurité du système électrique, la reconstitution des réserves

tertiaires, la contribution à la résolution des congestions et la participation à l'optimisation des coûts de transport de l'électricité.

Les offres peuvent être soumises à trois fenêtres horaires le jour J-1 à 16h, 22h et 23h, puis à 22 guichets le jour J, répartis de 0h à 21h. La première prise en compte des offres pour la journée suivante J est effectuée à 16h le jour J-1. Chaque guichet marque le début de la prise en compte des nouvelles offres, ainsi que des offres modifiées ou retirées, soumises après le guichet précédent, à l'exception des offres appelées. En cas de plusieurs offres normales pour une même demande soumises à un guichet donné, c'est la dernière soumise chronologiquement qui sera considérée. RTE sélectionne les offres en fonction de critères économiques.

En France, les gros consommateurs industriels profilés et connectés au réseau public de transport proposent des capacités d'effacement. Ils concluent des contrats de réservation de puissance avec RTE afin de participer aux mécanismes d'ajustement pendant les périodes de surconsommation. En échange d'une prime fixe, le consommateur s'engage à mettre à disposition de RTE, par le biais du mécanisme d'ajustement, un volume de puissance prédéfini, respectant au moins 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 au moins une pointe.

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

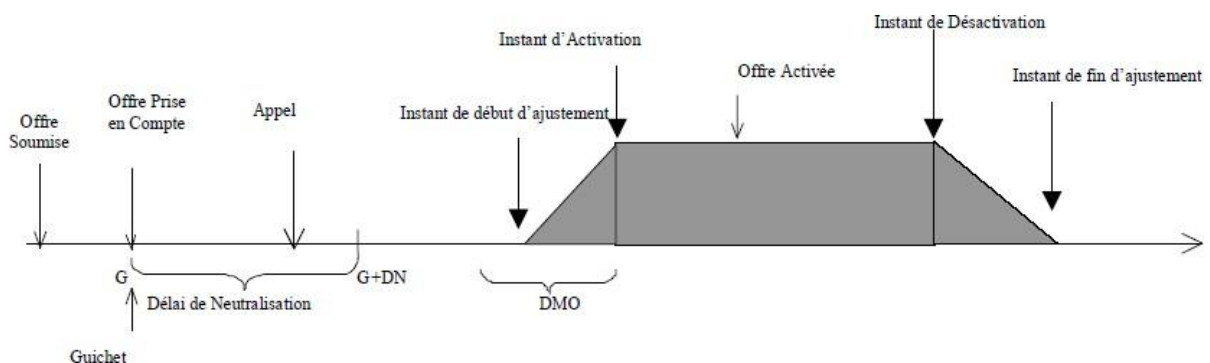


Fig 4 .15 :Chronologie d'une offre d'ajustement

Chapitre V : Systèmes SCADA

1. Introduction :

Les premiers systèmes SCADA sont apparus dans les années 1960. Pour la première fois il devenait possible d'actionner une commande de terrain (une vanne par exemple) depuis un centre de contrôle à distance, plutôt que par une intervention manuelle sur site. Aujourd'hui, les dispositifs SCADA ont intégré de nombreuses avancées technologiques (réseau électrique, informatique...) et sont devenus omniprésents sur les installations à caractère industriel. De ce fait, leur fiabilité et leur protection sont également devenues des enjeux importants.

2. Définition du système SCADA :

C'est un système informatique interconnecté aux moyens d'un réseau de communication assurant la surveillance et le contrôle de tout un ensemble d'équipements électriques, mécaniques ou électroniques qui sont utilisés dans un procédé industriel (Métro, production de gaz, approvisionnement d'eau, production d'énergie électrique etc....). Cette supervision centralisée permet aux opérateurs, depuis le centre de contrôle, de commander et de contrôler les équipements dans leur domaine d'exploitation et de traiter, en temps réel, les différents types de données.

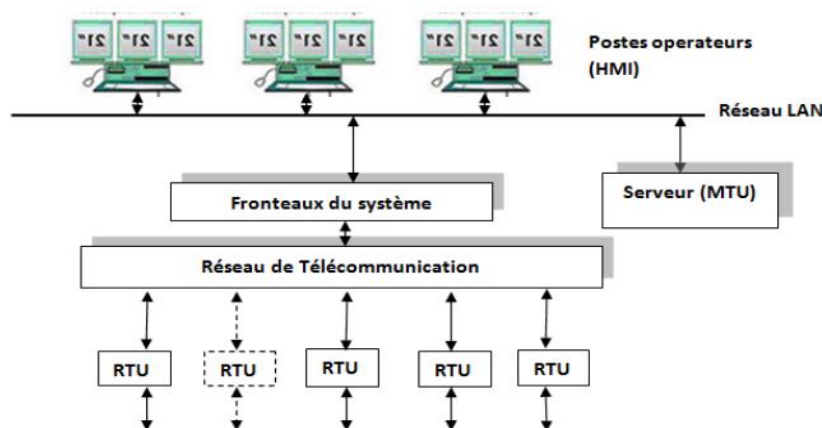


Fig5. 1 : Schéma général d'un système SCADA.

Un système SCADA, est généralement composé des sous-systèmes suivants :

- Un système de supervision et contrôle informatique (MTU), faisant l'acquisition des données des processus et envoyant des commandes (consignes) aux processus.
- Des unités terminales distantes (RTU's) reliant les capteurs convertissant les signaux en flux de données numériques et envoyant les données numériques au système de supervision.
- Des automates programmables industriels utilisés sur le terrain pour leur versatilité et flexibilité due à leur capacité d'être configurables.
- Une interface homme-machine qui présente les données à un opérateur humain et qui lui permet de superviser et commander les processus.
- Les fronteaux de communication.

- Une infrastructure de communication, reliant le système de supervision et contrôle aux éléments terminaux.
- Divers instruments d'analyse et de mesure.

3. L'Architecture fonctionnel du système SCADA :

Le rôle principal du système SCADA est d'envoyer des commandes vers les sites et de collecter les données à partir des instruments de mesure se trouvant au niveau des sites. Le schéma de base d'un tel système peut être représenté comme suit :

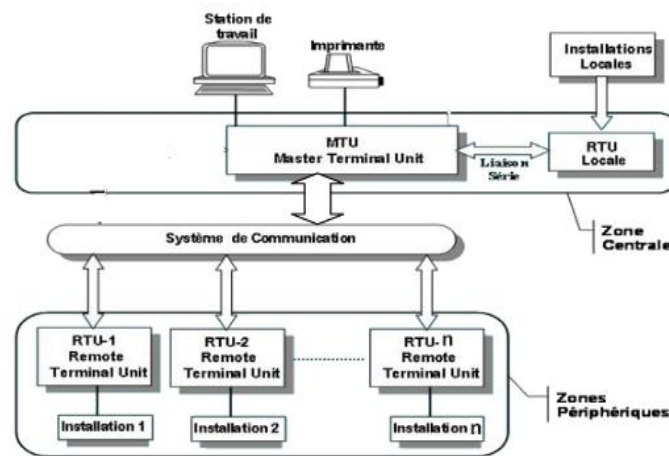


Fig 5.2: Architecture du système SCADA

D'après le schéma précédent on peut distinguer deux zones principales :

➤ Zone centrale :

C'est la zone où sont collectées et traitées toutes les données arrivant des installations éloignées (puits ou modules) qui dépendent de cette zone. Cette dernière se situe au niveau des modules et se compose principalement :

- D'ordinateurs pour le traitement en temps réel des données collectées et pour le calcul des bilans.
- De deux stations graphiques pour la visualisation des données collectées ainsi que la situation au niveau des installations.
- D'une ou plusieurs imprimantes pour l'impression des données les plus importantes.
- De mémoires de masse (disques durs) pour un éventuel stockage ou archivage des données traitées (tels que les bilans de production).
- D'un organe d'acquisition local (remote terminal unit locale) de données arrivant des instruments d'installations rapprochées (installations au niveau des modules).

➤ Zone périphérique :

Cette zone est localisée au niveau des sites (installations éloignées). Elle a pour rôle l'acquisition de données relatives aux sites. Elle est constituée essentiellement de :

- Instruments au niveau des puits tels que les transmetteurs de température, de pression...etc.
- Station d'acquisition de données appelée Remote Terminal Unit (RTU).

➤ Centre de supervision :

Le système SCADA de Hassi R'mel comporte plusieurs zones centrales, celles-ci sont reliées vers un centre de supervision.

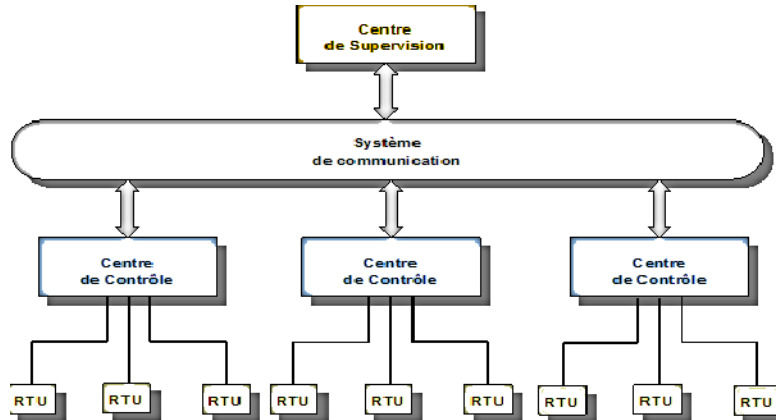


Fig5.3 : Architecture du centre de supervision

Ce centre a pour rôle la collecte de toutes les données parvenant des zones centrales. A ce niveau on dispose d'une vue générale sur toutes les installations contrôlées par le système SCADA

La surveillance :

La surveillance des procédés industriels consiste à générer des alarmes à partir des informations délivrées par des capteurs. Elle recueille les signaux en provenance du procédé et de la commande et reconstitue l'état réel du système commandé. Des seuils sont définis sur des variables clés par des experts du procédé selon des critères de sécurité concernant les hommes, l'installation et son environnement. Cette génération d'alarmes apporte une aide aux OHS (opérateur humain de supervision) dans leur tâche de surveillance afin qu'ils puissent analyser la situation et prendre une décision adaptée (procédure d'arrêt d'urgence, mode dégradé, action corrective). Elle a un rôle passif vis-à-vis du système de commande et du procédé. Cependant, la complexité et la taille de l'installation augmentent rapidement la quantité d'informations à analyser, rendant la surveillance complexe pour les OHS. Il est donc très utile d'adjoindre à la surveillance, une aide à la décision à travers un module de diagnostic.

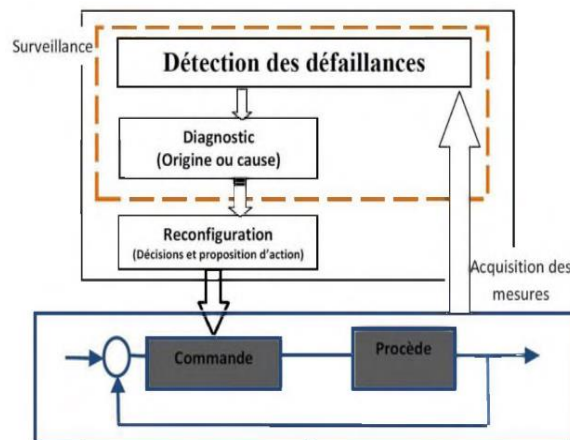


Fig5. 4 : Schéma générale de la supervision

La détection : consiste en l'identification des changements ou déviations des mesures du procédé par rapport au fonctionnement normal, ce qui se traduit par la génération des symptômes. Le diagnostic : consiste à déterminer quelles sont l'origine et/ou la (les) cause(s) qui ont pu engendrer le symptôme détecté. A ce stade, le système doit avoir la capacité de décider quand le procédé se trouve dans une situation de fonctionnement normal, et quand une action corrective doit être appliquée. La reconfiguration : l'action corrective correspond à l'étape de reconfiguration de la commande de façon à ramener le procédé dans un mode de fonctionnement normal.

Cependant, il existe d'autres approches pour la mise en place d'un système de supervision. En effet, pour la communauté de systèmes à événements discrets (SED), la supervision a pour but de contrôler l'exécution d'une opération effectuée par le système de commande sans rentrer dans les détails de cette exécution. La supervision a lieu dans une structure hiérarchique (au moins avec 2 niveaux), et recouvre l'aspect du fonctionnement normal et anormal :

- en fonctionnement normal, le rôle de la supervision est de prendre, en temps réel, les décisions correspondantes aux degrés de liberté exigés par la flexibilité décisionnelle;
- en présence de défaillances, la supervision prend toutes les décisions nécessaires pour le retour vers un fonctionnement normal. Après avoir déterminé un nouveau mode de fonctionnement, il peut s'agir de choisir une solution curative, d'effectuer des réordonnancements. "locaux", ou même de déclencher des procédures d'urgence.

3 Les équipements du système SCADA :

Tout système informatique est composé de deux parties :

- Une partie matérielle.
- Une partie logicielle.
- Architecture matérielle :

L'architecture générale du centre de conduite (CCP) est basée sur le principe Client/serveur ou bien maître/esclaves et une technologie de 64 bits, permettant de greffer d'autres équipements et applications. Au niveau de chaque centre de conduite, on trouve deux serveurs pour l'exploitation du réseau, un principal et l'autre de secours (en hot stand-by).

Tous les serveurs sont reliés entre eux, dans un même site, en réseau local LAN dédoublé et en réseau à caractère (WAN).

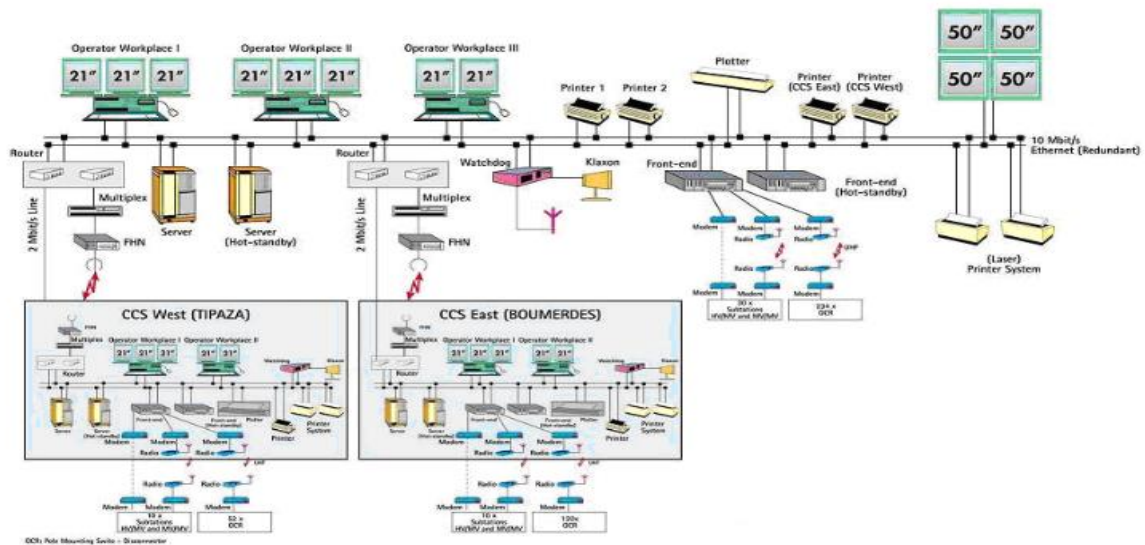


Fig5.5: Architecture matérielle du système SCADA de la SDA.

Chacun de ces composants (Serveurs, frontaux de communication, postes opérateurs, imprimantes, Watch dog, ...) est identifié dans la base de données (partie système). Leurs états correspondants sont acquis (cartes d'entrées / sorties sur Watch dog qui joue le rôle aussi d'un RTU local) et mis à jours régulièrement.

Ces états sont dynamiques dans le synoptique représentant l'architecture matérielle du système (Autocontrôle).

L'auto surveillance est assurée par un « chien de garde » (Watch dog) basé sur un PC industriel qui s'informe en permanence de l'état des composants du système (les processeurs, les équipements de communication, les différents postes asservis, l'alimentation électrique de secours). Le frontal de communication est un équipement dédoublé, basé sur un PC industriel, destiné à assurer les échanges d'informations entre tous types de postes asservis (RTU's) et les centres de conduite.

- Architecture logicielle :

Le SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) est la nouvelle génération d'Interface Homme Machine et de Superviseur natif 64 bits, caractérisée par une ergonomie moderne et puissante. C'est un produit capable de répondre aux normes de fiabilité et de performance de l'industrie temps réel. Toutes les solutions dont on a besoin dans un seul logiciel. Le logiciel d'interface homme/procédé SCADA fournit à la fois des vues graphiques de l'état des terminaux à distance et leurs historiques d'alarmes. Il permet de visualiser l'ensemble des données du procédé et d'intervenir à distance sur les machines, il génère des rapports d'exploitation et de contrôle de données environnementales. Il archive la synthèse des données dans ses bases d'historiques. En plus l'interface graphique doit faciliter aux opérateurs toute ces taches citées, l'HMI du SCADA est très important pour le bon déroulement de la procédure d'aide à la décision, il est le seul point d'interaction entre l'opérateur et les algorithmes d'aide à la décision. Ainsi, il aide l'opérateur dans sa tâche d'interprétation et de prise de décision, en lui offrant une très bonne visibilité sur l'état et l'évolution de l'installation, avec

l'affichage en différentes couleurs des résidus, des alarmes et des propositions sur l'action à entreprendre.

- Le serveur central (MTU) :

Le serveur central ou le MTU « Master Terminal Unit », qui peut être composé d'une ou plusieurs stations, représente le cerveau du système : Il traite les flux de données envoyés de ou vers les RTU's, il extrait et classifie les informations pour les archiver ou les présenter aux opérateurs à travers une interface homme-machine HMI adaptée. Sur les systèmes récents, ces interfaces sont généralement des interfaces graphiques accessibles par l'utilisation des stations opérateurs connectées au serveur central par un réseau LAN ou WAN.

Au début, chaque fournisseur de système SCADA avait sa propre configuration matérielle et logiciel incompatible en grande partie avec les systèmes des autres fournisseurs. Cela rend les utilisateurs de ces systèmes dépendants aux premiers fournisseurs à chaque expansion. D'un autre part, avec l'augmentation de l'utilisation des systèmes informatiques, l'exploitation des données justes obtenues en temps réel dans d'autres applications a eu une grande importance. Ces deux raisons ont accéléré l'apparition des standards de communication.

Les postes opérateurs sont généralement des stations terminales connectées et gérées par le serveur central : Le serveur central agit en tant que serveur d'interface homme machine HMI (Humain Machine Interface) adaptée permettant un accès facile au système, et les terminaux opérateurs sont des clients qui demandent et envoient l'information suite à la demande et l'action des opérateurs. L'un des plus importants paramètres valorisant les systèmes SCADA est son interface homme machine. Une bonne HMI doit permettre l'accès facile et sécurisé aux différents niveaux du système pour son exploitation, sa configuration et sa maintenance, pour cela elle doit être très bien définie, présentée, écrite, vérifiée et testée.

- Architecture des MTU de la SDA :

Chacun des trois MTU installées aux trois centres de conduite (CC Alger, CC Boumerdes et CC Tipaza) est un système redondant qui fonctionne en 1+1 afin de minimiser les temps d'arrêt du système (équipement en fonctionnement et l'autre en standby), la mise à jour, la synchronisation et le basculement entre l'équipement principal et l'équipement de réserve se fait automatiquement. La Figure représente une prise de la HMI du système SCADA chargé de la téléconduite du réseau électrique d'Alger qui montre les équipements composant la partie MTU de ce système.

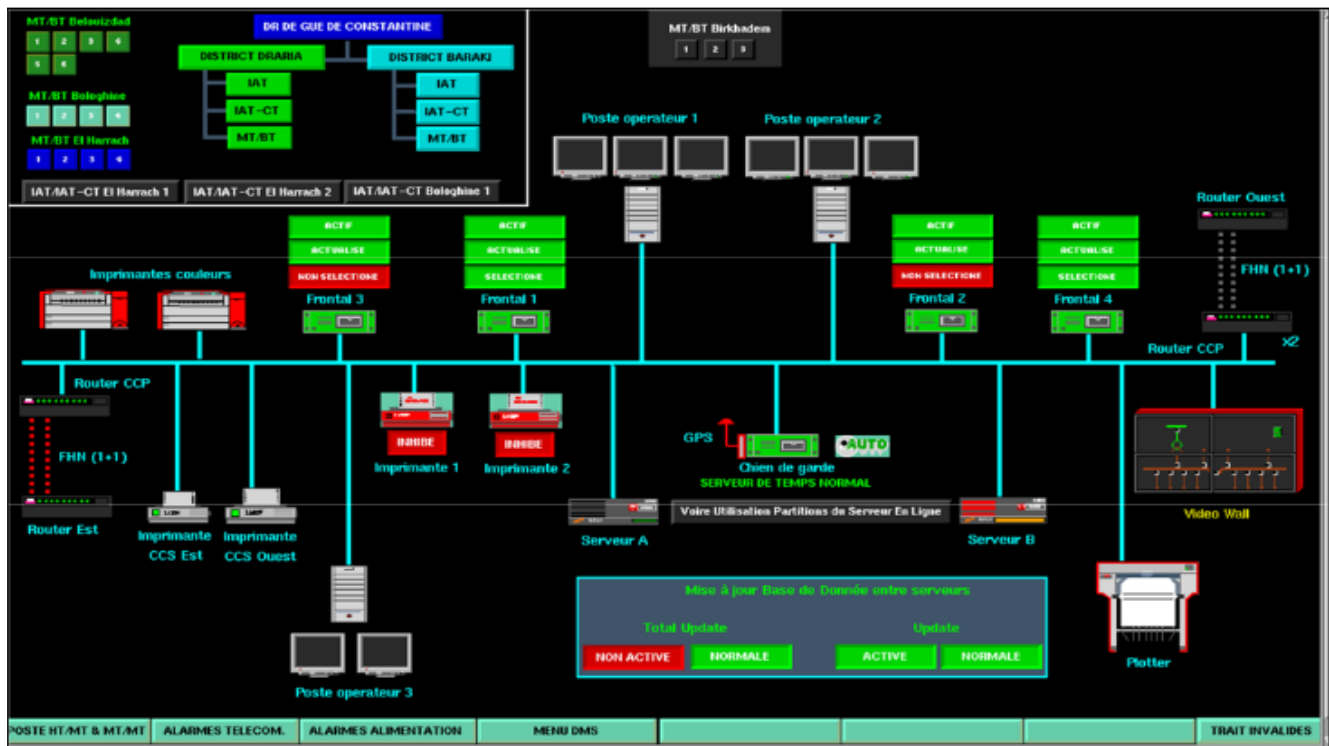


Fig5. 6 : Architecture de la MTU d'Alger.

4 Eléments du système SCADA :

Principalement un système SCADA se compose de :

1. Le site central qui est la station de contrôle pour l'ensemble du système, fournissant normalement à l'utilisateur l'interface pour l'affichage des informations et le contrôle des sites éloignés.
2. RTU (Remote Terminal Unit) ou PLC : il sert à collecter les informations à partir de l'instrumentation du terrain et les transmettre au MTU à travers le système de communication.
3. MTU (Master Terminal Unit) : il recueille les données provenant des RTU, les rendre accessibles aux opérateurs via l'HMI et transmet les commandes nécessaires des opérateurs vers l'instrumentation de terrain.
4. Système de communication : moyen de communication entre MTU et les différents RTU, la communication peut être par le biais de l'Internet, réseaux sans fil ou câblé, ou le réseau téléphonique public....etc.

- RTU/PLC :

C'est une entité d'acquisition de données et de commande généralement à base de microprocesseur (actuellement on utilise des automates programmables), elle sert à contrôler et superviser localement l'instrumentation d'un site éloigné et transférer les données requises vers la salle de contrôle principal ou

parfois à d'autres RTU, il recueille également des informations provenant de l'appareil maître et met en œuvre des processus qui sont dirigés par le maître. Les RTUs sont équipées de voies d'entrée pour les capteurs ou les compteurs, canaux de sortie pour le contrôle, l'indication ou les alarmes et un port de communication, la figure suivante représente un schéma typique d'un RTU.

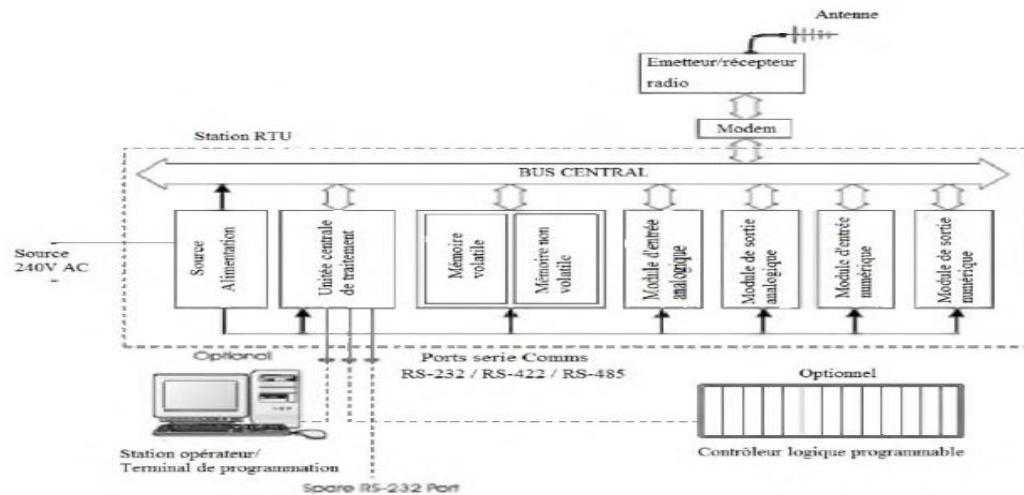


Fig5.7 : Schéma général d'un RTU

- MTU :

Il peut être décrit comme une station ayant plusieurs postes opérateur (liés ensemble avec un réseau local) connecté à un système de communication, comme on vient d'aborder l'MTU recueille les données de l'instrumentation du terrain périodiquement à partir des stations RTU et permet la commande à distance par le biais des postes opérateurs, en général l'MTU sert à configurer et programmer les RTU, diagnostiquer la communication et les stations RTU, la figure ci-dessous montre un schéma général d'un MTU .

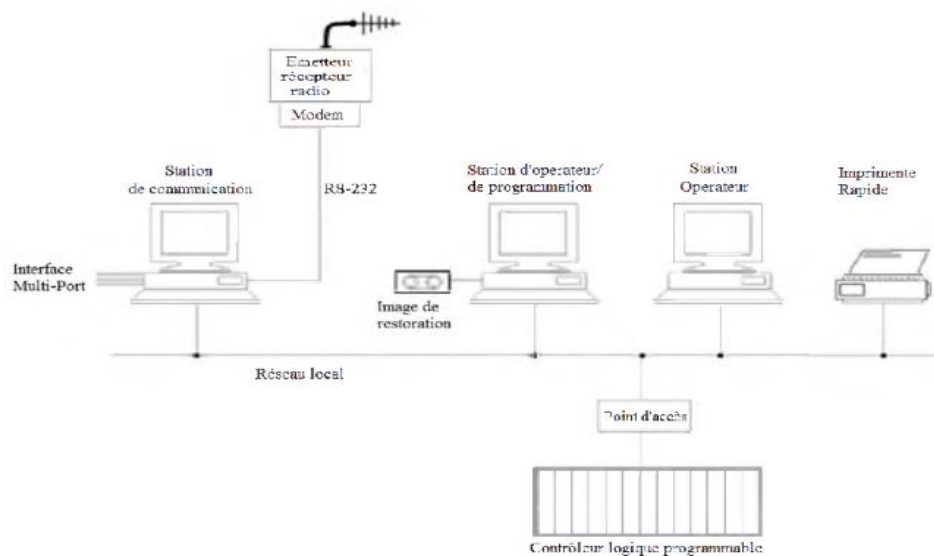


Fig 5.8 : Schéma général d'un MTU

- Communication :

Différentes architectures de communication pour un système SCADA sont disponibles, la plus simple est la communication point à point où la communication est établie entre deux nœuds du réseau (l'un maître et l'autre esclave), la deuxième architecture est la communication multipoint qui consiste en un maître et plusieurs esclaves, une topologie des différents modes de communication est présentée sur la figure [9] ci-dessous :

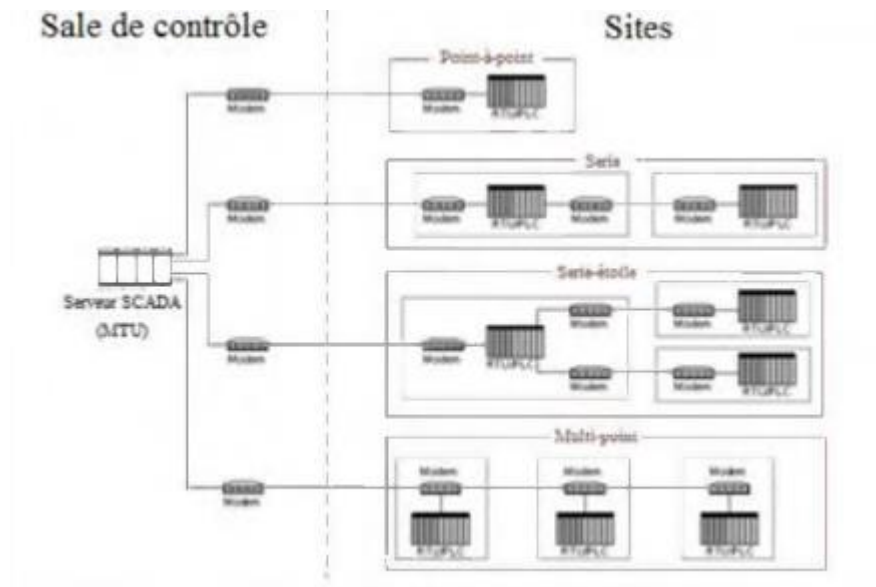


Fig5.9 : Topologie de différents modes de communication SCADA

La communication peut être classifiée selon deux approches, la première qui se base sur l'approche d'interrogation et la deuxième est l'approche pair à pair (peer to peer).

1. Approche interrogation (Maitre-esclave) :

Cette approche peut être utilisée pour des systèmes de communication configurés en mode point à point ou multipoint, le maître contrôle totalement le système de communication puisqu'il gère périodiquement les demandes de transfert des données des différents esclaves ces derniers ne peuvent pas prendre l'initiative mais répondent seulement à la demande du maître.

2. Approche pair à pair (peer to peer) :

Cette approche est appliquée pour la communication entre RTU et un autre RTU, elle repose sur l'aptitude de chaque nœud du réseau de communiquer avec un autre nœud directement seulement qu'il doit avoir un contrôle d'accès et collision du réseau autrement dit il faut écouter tout d'abord avant d'entamer la communication.

5 Avantage des systèmes SCADA en termes d'exploitation :

SCADA est conçu spécifiquement pour fonctionner sur des ordinateurs pour le suivie, la supervision et le contrôle des installations distante. Parmi les avantages du SCADA, on retrouve :

- Le suivi de près du système, voire l'état du fonctionnement de procédé dans des écrans même s'il se situe dans une zone lointaine.
- Information en temps réel correspondent à l'état des dispositifs, mesures, etc... .

- Contrôle à distance des stations, le diagnostic et la maintenance.
 - Le suivi de près du système, voire l'état du fonctionnement de procédé dans des écrans même s'il se situe dans une zone lointaine et s'il y aurait une perte de performance, une alarme se déclenchera d'une manière automatique pour prévenir l'opérateur.
 - Capacité à exécuter des programmes sur différents dispositifs de surveillance d'une installation, en évitant la nécessité d'une surveillance humaine continue.
 - Agissant directement sur le processus par un ordinateur.
 - Affichage des signaux du système, tels que des événements et des alarmes, Produire une alarme lorsqu'une faute se produit et visualise même la Position où se situent la faute et l'élément défectueux.
 - Donne plusieurs informations sur le système ainsi aide l'opérateur à prendre la bonne décision, et ne pas se tromper dans son intervention.
 - Stockage et affichage des données sous différents formats, notamment sous forme de fichiers Microsoft Excel, afin de faciliter les analyses et les comparaisons.
 - L'analyse historique sur les données stockées.
 - Diminue les tâches du personnel en les regroupant dans une salle de commande.
 - Elimination ou réduction du nombre de visite aux sites éloignés ; avec une interface graphique, on peut suivre l'état de l'installation à chaque instant, ainsi on n'aura pas besoin de faire des visites de contrôle.
 - Amélioration de l'efficacité des réglages ce qui permet de prolonger la durée de vie des installations et de réduire les réparations coûteuses.
 - Réduction des frais de déplacement : la surveillance à distance, par communication satellitaire bidirectionnelle en quasi-temps réel, des équipements lointains ou inaccessibles permet de réduire les interventions sur site et de réaliser ainsi des économies substantielles pour l'exploitant.
- La technologie SCADA fournit plus haut niveau de sécurité, augmente l'efficacité et optimise le temps et les ressources.

6. Evolutions des systèmes SCADA :

L'évolution technologique actuelle des systèmes SCADA pour la distribution de l'énergie électrique, est vers des systèmes intelligents (Smart Grids), qui permettent de gérer des données de plusieurs sous système de différentes natures. On trouve sur une même plate-forme de Smart-Grids des données relatives aux: Compteurs intelligents (Télérelève), SCADA de la Téléconduite , Centre d'appel, réseau phonie et système de géolocalisation incluant la position des postes sur des Map et les déplacements des véhicules sur terrain.

1. Conclusion :

Il en ressort que la téléconduite est le regroupement en un ou quelques points de tout ce qui est nécessaire au contrôle-commande à distance d'un réseau électrique. Ces points de regroupement sont des postes de conduite fixe ou mobile (embarqués dans un véhicule). Ils sont aussi appelés, selon les distributeurs, centre de conduite, dispatching ou SCADA.

Chapitre VI : Sûreté du système électrique et Plans de défense

1 Introduction:

Les réseaux électriques et les infrastructures associées (réseaux informatiques et de Communication) interagissent de plus en plus et la vulnérabilité globale s'amplifie. Du fait de la complexité et d'interconnexion de ces réseaux, l'écroulement d'une seule infrastructure pourrait entraîner des effets en cascade. Les opérateurs des réseaux électriques gèrent la sécurité opérationnelle des systèmes électriques de puissance. Afin de la maîtriser de la meilleure manière possible, ces opérateurs utilisent comme outils les services système (fonctions supplémentaires exécutées par les groupes de production). Dans le contexte actuel de dérégulation, de nouveaux producteurs demandent l'accès au réseau et ils sont obligés de participer à certains services système. Afin de maintenir la sécurité des réseaux et de permettre le bon déroulement des transactions commerciales, les opérateurs de réseaux sont responsables de l'existence des services système dans des quantités appropriées et du contrôle des participations contractualisées des producteurs à ces services. Cette thèse propose une nouvelle méthode de contrôle de performances des producteurs en terme de services système et de sécurité fondée sur l'estimation de paramètres à partir de mesures de perturbation.

L'utilisation de l'énergie électrique pour les besoins quotidiens de la société s'est traduite par la mise en place d'un système électrique comprenant la production d'électricité et le transport de celle-ci jusqu'aux consommateurs. Ce développement s'est effectué par le biais d'une structure hiérarchique du système qui consiste à produire l'énergie électrique en grande quantité grâce aux centrales nucléaires, thermiques et hydrauliques (afin de minimiser les coûts de production), transporter ces grandes quantités d'énergie électrique de façon à les répartir sur l'ensemble du territoire en haute tension (pour minimiser les pertes Joules) et enfin distribuer l'énergie à l'ensemble des consommateurs en moyenne tension puis en basse tension.

Aujourd'hui, on assiste à de profonds changements du secteur électrique en effet dans un contexte de libre concurrence et donne de libéralisation du marché de l'électricité (récemment mis en place en Europe), de ralentissement de l'activité du secteur électrique dans les pays industrialisés, de progrès technologiques en matière de petites productions d'électricité (les piles à combustibles, les micro turbines, les système de cogénération et les énergies renouvelables comme l'éolien, les centrales marémotrices, les panneaux photovoltaïques,) et de volonté de développement des énergies nouvelles, on voit apparaître un nouveau concept qui est la production d'énergie dispersée.

Cela consiste à produire l'énergie par de petites unités au niveau des réseaux de distribution, évitant ainsi le transport sur de longues distances, permettant le développement des énergies nouvelles et concordant avec le libéralisme du marché de l'électricité. Outre certaines questions à propos de l'adéquation d'un tel système aux réelles attentes des citoyens. beaucoup de problèmes se posent quant à l'introduction de ces nouveaux moyens de production sur les réseaux de distribution qui ne sont pas prévus pour cela à l'origine.

2. Sûreté de fonctionnement du système électrique :

La sûreté de fonctionnement est l'aptitude d'un système à remplir une ou plusieurs fonctions requises dans des conditions données ; elle englobe principalement quatre composantes : la fiabilité, la maintenabilité, la disponibilité et la sécurité. La connaissance de cette aptitude à remplir une ou plusieurs fonctions permet aux utilisateurs du système de placer une confiance justifiée dans le service qu'il leur assure. Par extension, la sûreté de fonctionnement désigne également l'étude de cette aptitude et peut ainsi

être considérée comme la « science des défaillances et des pannes ».

La sûreté de fonctionnement porte sur l'ensemble du cycle de vie d'un système. Les études prévisionnelles de sûreté de fonctionnement regroupent les activités d'évaluation de la fiabilité, de la maintenabilité, de la disponibilité et de la sécurité d'une organisation, d'un système ou d'un produit en cours de développement. Ces évaluations permettent, par comparaison aux objectifs ou dans l'absolu, d'identifier les actions de construction (ou d'amélioration) de la sûreté de fonctionnement de l'entité. Les études de sûreté de fonctionnement peuvent être utilisées pour le soutien logistique intégré et peuvent contribuer à l'évaluation du coût du cycle de vie d'un produit.

Les études opérationnelles de sûreté de fonctionnement concernent le suivi des performances d'un système en exploitation. Elles permettent de s'assurer que les performances annoncées sont tenues pendant l'ensemble de la vie opérationnelle du système et de détecter d'éventuels phénomènes de vieillissement susceptibles de les dégrader.

Les études de sûreté de fonctionnement utilisent un ensemble d'outils et de méthodes⁸ qui permettent, dans toutes les phases de vie d'une entité, de s'assurer que celle-ci va accomplir ou accomplit les missions pour lesquelles elle a été conçue, et ce dans des conditions de fiabilité, de maintenabilité, de disponibilité et de sécurité prédéfinies. Ces études consistent généralement à analyser les effets des pannes, dysfonctionnements, erreurs d'utilisation ou agressions de l'entité étudiée.

2.1 La fiabilité :

Le terme « fiabilité » est apparu dans les années 60 et a été adopté par l'académie française pour traduire le terme anglais « reliability », sa définition est la suivante: « Grandeur caractérisant la sécurité de fonctionnement, ou mesure de la probabilité de fonctionnement d'un appareillage selon des normes prescrites ». Ce terme peut porter, dans la pratique, plusieurs définitions : au sens commun, il définit la confiance que l'utilisateur a d'un appareil, au sens large il désigne la science des défaillances et regroupe ainsi les divers domaines de sûreté de fonctionnement (l'analyse des défaillances, l'évaluation des performances d'un système, les statistiques de défaillance et les prévisions des performances d'un système) et au sens mathématique, il définit la probabilité qu'un système remplisse une ou plusieurs fonctions durant un temps donné.

La fiabilité est l'étude des défaillances des systèmes — essentiellement des produits manufacturés —, et en particulier d'un point de vue statistique.

Un système est dit « fiable » lorsque la probabilité de remplir sa mission sur une durée donnée correspond à celle spécifiée dans le cahier des charges.

2.2 La maintenabilité

La maintenabilité est l'aptitude d'un composant ou d'un système à être maintenu ou remis en état de fonctionnement.

Plus précisément, la maintenabilité est, dans des conditions données d'utilisation, l'aptitude d'une entité à être maintenue ou rétablie dans un état où elle peut accomplir une fonction requise, lorsque la maintenance est accomplie dans des conditions données, en utilisant des procédures et des moyens prescrits⁴(la prise en considération de l'aptitude du système de soutien à maintenir ou à remettre en état l'entité est du domaine du soutien logistique

Le terme maintenabilité est également utilisé pour désigner la valeur de la maintenabilité⁴. C'est alors, pour une entité donnée, utilisée dans des conditions données d'utilisation, la probabilité pour qu'une opération de maintenance active puisse être effectuée pendant un intervalle de temps donné, lorsque la

maintenance est assurée dans des conditions données et avec l'utilisation de procédures et des moyens prescrits

La maintenabilité est, dans le domaine informatique, la capacité pour des composants ou des applications à être maintenus, de manière cohérente et à moindre coût, en état de fonctionnement. Plus généralement, dans l'industrie le terme exprime la capacité d'un système à être simplement et rapidement réparé et ainsi à diminuer les temps et les coûts d'intervention.

2.3 Disponibilité :

La disponibilité est l'aptitude d'un composant ou d'un système à être en état de marche à un instant donné.

Plus précisément, la disponibilité est l'aptitude d'une entité à être en état d'accomplir une fonction requise dans des conditions données, à un instant donné, en supposant que la fourniture des moyens nécessaires est assurée.

Le terme disponibilité est également utilisé pour désigner la valeur de la disponibilité et peut être défini comme une probabilité. C'est alors la probabilité pour qu'une entité puisse accomplir une fonction requise, dans des conditions données, à un instant donné.

Dans le domaine de l'ingénierie de fiabilité, la disponibilité d'un équipement ou d'un système est une mesure de performance.

Cet indicateur-qualité est obtenu en divisant la durée durant laquelle ledit équipement ou système est opérationnel par la durée totale durant laquelle on aurait souhaité qu'il le soit. On exprime classiquement ce ratio sous forme de pourcentage.

2.4 Le taux de défaillance :

Le taux de défaillance d'un équipement à l'instant t est la limite, si elle existe, du quotient de la probabilité conditionnelle que l'instant T de la (première) défaillance de cet équipement soit compris dans l'intervalle de temps donné $[t, t + \Delta t]$ par la durée Δt de cet intervalle, lorsque Δt tend vers zéro, en supposant que l'entité soit disponible au début de l'intervalle de temps.

Il est défini de la manière suivante (en appelant les probabilités P)

$$\Lambda(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{1}{\Delta t} \cdot \frac{[(1 - R(t + \Delta t)) - (1 - R(t))]}{R(t)}$$

2.5 taux de réparation :

Le temps moyen entre pannes ou durée moyenne entre pannes, souvent désigné par son sigle anglais MTBF (mena time Between failures), est une des valeurs qui indiquent la fiabilité d'un composant, d'un produit ou d'un système. C'est la moyenne arithmétique du temps de fonctionnement entre les pannes d'un système réparable.

L'expression anglaise mena time Between failures est parfois traduite à tort en français par « moyenne des temps de bon fonctionnement » alors qu'il s'agit du temps moyen de fonctionnement entre défaillances^{1,2} hors de tout arrêt volontaire ou programmé.

$$\text{durée moyenne entre pannes} = \text{MTBF} = \frac{\sum (\text{durée de fonctionnement} - \text{durée de panne})}{\text{nombre de pannes}}$$

La testabilité d'un composant contribue à la maintenabilité de l'équipement qui le contient.

La disponibilité d'un produit dépend de sa fiabilité et de sa maintenabilité⁴. En effet, pour qu'un produit soit en état de marche à un instant donné, il faut, soit qu'il n'ait pas arrêté de fonctionner (fiabilité), soit qu'il ait pu être remis en état de marche en cas de défaillance (maintenabilité et mise en place des moyens de maintenance appropriés).

Selon les contextes, la disponibilité et la sécurité peuvent être des aptitudes compatibles ou antagonistes. Ainsi, si un produit ne dispose pas d'état de repli sûr en cas de panne (cas de l'avion en vol par exemple), la sécurité est obtenue par une forte disponibilité. À l'inverse, si l'état de panne est plus sûr que l'état de fonctionnement (cas des transports terrestres, des systèmes ferroviaires par exemple), un haut niveau de sécurité peut entraîner une disponibilité médiocre, un compromis entre sécurité et disponibilité doit alors être trouvé.

3 Principaux phénomènes de dégradation

3.1 Analyse des défaillances sur le système électrique

La fonction d'un système électrique est de :

- Fournir en permanence, à la ou aux charges, une tension assignée dans des gabarits d'amplitude et de fréquence définis.
- Fournir la puissance demandée par les charges.

Dans une étude de sûreté de fonctionnement, l'événement indésirable est l'interruption d'alimentation d'une ou plusieurs charges : on ne s'intéresse donc qu'aux problèmes d'absence de tension au niveau des charges du système électrique. Les dégradations de l'onde électrique sont considérées comme des problèmes de qualité non contenus dans la sûreté de fonctionnement. Par contre, lorsque des phénomènes de dégradation de l'onde électrique comme les variations de tension et de fréquence mènent aux arrêts de certains composants mettant ainsi le système dans un état critique et pouvant ensuite entraîner des coupures chez les clients, il convient d'inclure ces événements dans l'étude de sûreté du réseau.

Nous allons donc décrire tout d'abord les défaillances causées par l'usure, par une agression extérieure ou par un défaut de fabrication puis ensuite les défaillances dues à un état critique du système électrique.

Les défaillances de composants

3.1.1 Court-circuit

La cause d'un court-circuit est la rupture d'isolement en un point de l'installation. Un court-circuit dans une installation triphasée est la mise en contact accidentelle de plusieurs conducteurs (comme représenté sur la Figure 1) ou d'un conducteur et la terre

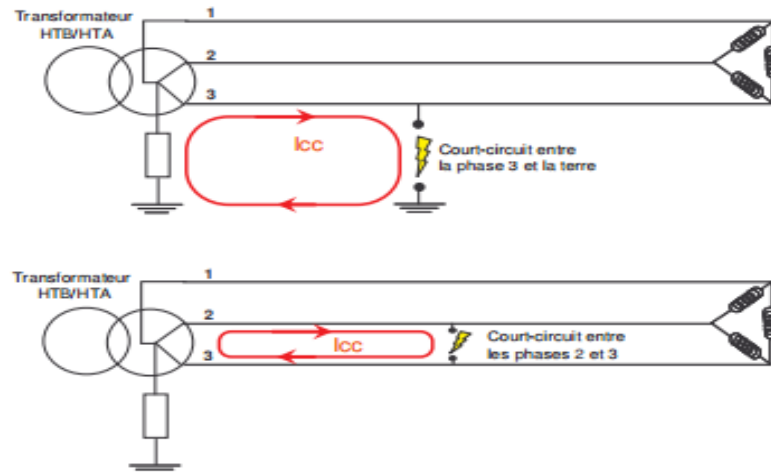


Fig6.1 : cas court-circuit sur une ligne HTA

La faible impédance de la boucle de court-circuit provoque un appel de courant assez important et est susceptible d'endommager les équipements du système, voire de causer un incendie dans certains cas du fait de l'échauffement dû à la surintensité.

Les court-circuit se distinguent par plusieurs critères :

- Leurs natures : monophasées (entre une phase et la terre), biphasé (entre deux phases) triphasé.
- Leur durée : permanent (chute d'un conducteur à terre ou rupture de l'isolant d'un composant), semi-permanent (comme une branche entre deux conducteurs aériens qui finit par se consumer) ou fugitif (cas d'un arc électrique qui disparaît lorsque la tension chute).

3.1.2 Rupture de la continuité électrique :

La rupture d'un ou plusieurs conducteurs interrompt la continuité du circuit électrique sans qu'un court-circuit ne se déclare comme :

- La rupture d'un ou plusieurs câbles aériens sans court-circuit.
- Le contact défectueux sur une ou plusieurs phases d'un organe de coupure (interrupteur, disjoncteur,...).
- L'ouverture intempestive d'un appareil de coupure, particulièrement pour les appareils télécommandés (disjoncteur ou interrupteur télécommandé) où un mauvais traitement de l'information dans la partie commande va envoyer un ordre d'ouverture non désiré.

3.1.3 Non fonctionnement à la sollicitation

Des équipements comme les organes de coupures (disjoncteurs, interrupteur, sectionneur ou fusible) et autres (groupes électrogènes, ...) ont une fonction sur sollicitation comme l'ouverture, la fermeture ou le démarrage. Le non fonctionnement à la sollicitation est le refus du composant à effectuer cette fonction. L'origine de ce type de défaillance est soit la partie commande donnant l'ordre, soit un défaut mécanique du composant empêchant la réalisation de la fonction requise.

3.1.4 Arrêt d'une source d'électricité

En raison d'une panne d'un de ses constituants, une source d'énergie peut s'arrêter de produire. Ce type de défaillance se traduit uniquement par le fait que la puissance qui était apportée par la source n'est plus fournie au système.

3.1.5 Cas d'une surcharge :

La surcharge d'un appareil est le dépassement de la puissance maximale admissible. Dans un réseau, la tension étant proche de la tension nominale, la puissance maximale équivaut donc à un courant maximal. On doit donc connaître les courants transitant dans le réseau. On emploie pour cela un calcul de répartition des charges (ou « Load-Flow » en anglais), qui est un processus itératif permettant de connaître de manière approchée l'état du réseau en régime permanent à savoir les tensions et les puissances aux différents nœuds et les courants dans chaque composant. Ce calcul est réalisé à partir des valeurs accessibles :

- Les puissances consommées par les différentes charges du réseau aux nœuds de connexion.
- Les valeurs des réglages des producteurs d'électricité (puissances actives et réactives P-Q délivrées au réseau, tension et fréquence asservie V-f si la production est chargée du maintien de la tension et de la fréquence, ou puissance active et tension asservie P- V. si ces producteurs sont chargés du maintien du plan de tension) ainsi que les butées réactives des générateurs.
- Les données relatives à l'architecture du réseau comme la topologie et l'impédance des lignes.

3.1.6 Cas d'une instabilité de tension :

Il arrive que l'algorithme de calcul de répartition de charge ne converge pas. Cela se produit lorsque le réseau se trouve dans un état instable où une solution en régime permanent n'existe pas : la puissance maximale transmissible d'une ligne est dépassée (annexe 2), c'est le cas d'une instabilité de tension. On peut ainsi déterminer les situations où il y a un effondrement de tension, par contre le calcul ne donne aucune information supplémentaire. On procède de la même manière que pour l'effondrement de fréquence : en s'appuyant sur des simulations d'effondrement de tension du réseau, on détermine un temps moyen d'effondrement du réseau au bout duquel le réseau subit une panne généralisée. Ce temps d'effondrement du réseau est appliqué dès la détection d'une instabilité de tension.

3.1.7 Les états critiques de fonctionnement d'un système électrique :

Un système électrique doit faire l'équilibre entre les puissances actives et réactives produites et celles consommées en maintenant l'amplitude de la tension et la fréquence en tout point du réseau. Pour cela, des générateurs du réseau sont équipés de régulateurs de tension et de fréquence.

Des phénomènes dits de « dégradation » de l'état du réseau sont liés à certaines contraintes de quelques composants à savoir :

- La puissance maximale transmissible d'une ligne électrique.
- L'intensité maximale admissible qui est fonction des caractéristiques thermiques du composant.
- La stabilité d'un générateur par rapport aux perturbations, dépendant principalement de la nature du générateur et de son régulateur.
- La puissance maximale active et réactive d'une source d'électricité.

Phénomènes possibles sont les suivants :

- Les surcharges des lignes : au-delà du courant maximum admissible par la ligne (limite thermique), l'échauffement des conducteurs provoque l'allongement de la ligne et ainsi un risque beaucoup plus grand de court-circuit (contact entre les phases en cas de vent important ou contact d'une phase avec une branche d'arbre). Ce phénomène peut se produire en cascade : le déclenchement d'une ligne entraînant des reports de charge sur les autres lignes qui deviennent elles-mêmes surchargées et ainsi de suite.

- L'écroulement de tension : il existe pour une ligne une puissance maximum transmissible autre que la limite thermique. Dans des situations de forte charge, il arrive que cette puissance soit atteinte, il en résulte un écroulement de tension qui consiste en une chute de tension progressive (de quelques minutes à quelques dizaines de minutes) pouvant mener à la déconnexion d'alternateurs et donc à des situations très critiques.

- Les problèmes de stabilité des alternateurs : des variations importantes de la charge du réseau (comme un court-circuit ou la perte d'un générateur) peuvent provoquer une augmentation de l'angle interne des alternateurs (angle entre le champ magnétique du rotor et du stator) se traduisant par des oscillations de la puissance de la machine. Lorsque l'angle interne dépasse une certaine valeur critique, la machine ne parvient pas à rester synchronisée au réseau l'alternateur subit une perte de stabilité entraînant sa déconnexion du réseau. Le temps d'élimination du court-circuit est déterminant pour éviter la rupture de synchronisme des alternateurs. Ces problèmes de stabilité des machines tournantes sont abordés.

- La dégradation de fréquence du réseau : quand la charge est plus importante que la puissance générée, la fréquence du réseau baisse et peut mener à la déconnexion de moyens de production.

4 Sûreté du Système en régime normal et exceptionnel :

4.1 régime normal :

Les présentes règles et critères ont pour objet de :

- Spécifier les responsabilités de l'Opérateur du Système et les autres utilisateurs concernés par le développement du Réseau de Transport de l'Electricité.
- Spécifier les études techniques et les procédures de planification garantissant la sûreté, la sécurité, la fiabilité et la stabilité du Réseau de Transport de l'Electricité.
- Spécifier les données requises pour un utilisateur demandant un nouveau raccordement au Réseau de Transport de l'Electricité ou une modification d'un raccordement existant.
- Spécifier les besoins de données qui seront utilisées par l'Opérateur du Système dans le développement du Réseau de Transport de l'Electricité.
- l'Opérateur du Système.
- le Gestionnaire du Réseau de Transport de l'Electricité.
- l'Opérateur marché.
- les Producteurs.
- les Distributeurs.
- les Agents commerciaux.
- les Utilisateurs raccordés au Réseau de Transport de l'Electricité.
-

4.2 Régime exceptionnel :

Système de protection qui élimine tout défaut d'isolement au sein de leurs installations susceptible de créer une surintensité ou une dégradation de la qualité de l'électricité sur le Réseau de Transport de l'Electricité. Ce dispositif doit aussi être capable d'éliminer tout apport de courant de court-circuit émanant de l'installation lors de l'occurrence d'un défaut d'isolement sur la liaison de raccordement et sur le jeu de barres du Réseau de Transport de l'Electricité.

Le Distributeur et l'utilisateur raccordé au Réseau de Transport de l'Electricité sont tenus de fournir un dossier décrivant les dispositions retenues pour la conception et la réalisation du système de protection de

leurs installations ainsi que les conditions de mise en service, d'exploitation et de maintenance curative, préventive et évolutive de ce système équipement de communication (téléphonie, informatique, messagerie ...) permettant d'assurer convenablement des échanges d'information avec le centre de conduite du Réseau de Transport de l'Electricité. Des équipements spécifiques compatibles avec les systèmes de communications et télé conduite du Gestionnaire du Réseau de Transport de l'Electricité doivent être installés.

Un dispositif de comptage de l'énergie active et de l'énergie réactive en réception et en émission éventuellement avec une période d'intégration réglable et d'un dispositif d'enregistrement de la puissance active. Les compteurs et réducteurs de mesures doivent être de classe de précision égale à 0,2 et conformes aux normes et à la réglementation en vigueur. Le système de comptage doit disposer de toutes les fonctions exigées pour une exploitation aussi bien en local qu'à distance. Le système de comptage doit permettre le paramétrage des tarifs par postes horaires et selon divers calendriers, de stocker les informations sur une période de douze mois.

une alimentation auxiliaire 220/380V - 50 Hz dont les capacités et les détails sont définis par Le Gestionnaire Du Réseau de Transport de l'Electricité et précisés dans la convention technique de raccordement et d'une alimentation de secours autonome, nécessaire en cas de perte de l'alimentation auxiliaire 220/380V 50 Hz dont la puissance et l'autonomie sont définis par Le Gestionnaire du Réseau de Transport de l'Electricité.

5 Gestion des réseaux séparés Reconstitution du réseau :

En parcourant la vaste et complexe littérature qui lui est dédié, trois termes sont généralement utilisés pour faire référence à ce volet des réseaux :

1) gestion, 2) administration de réseaux ou même en anglais network management. La configuration, la reconfiguration et l'initialisation des paramètres du système.

- La gestion des alarmes et leurs rapports.
- La sécurité, les pannes (erreurs).
- La gestion des ressources.
- L'audit de performances.
- La compatibilité.
- Etc.

Une autre définition potentielle de la « gestion de réseaux » peut être considérée comme étant l'intégralité des outils mis en œuvre pour assurer l'efficacité du système sa disponibilité, la surveillance des coûts et la planification des évolutions.

Dans ce qui va suivre, nous allons introduire un ensemble de concepts relatifs à la gestion des réseaux pour cela que les tâches doivent être identifiées et analysées. Cependant, vu la nature distribuée d'un système, l'identification et la mise en œuvre des tâches de gestion reste complexe. On peut citer quelques-unes d'entre elles :

- Reconfiguration du réseau : consiste en l'ajout /suppression de points d'accès et de terminaux (p. ex. des éléments du réseau doivent être mis hors-service en cas de dysfonctionnement).
- Contrôle de qualité : toutes les fonctions liées aux techniques de contrôle et aux caractéristiques opérationnelles du réseau.
- Démarrage et arrêt de réseau : consiste en l'initialisation des paramètres et la configuration du réseau.
- Traitement des alarmes : permet au réseau de réagir aux dysfonctionnements.

- Redémarrage du réseau : nécessaire à la reprise suite à une panne.

Les moniteurs de gestion de réseaux peuvent être d'autant logiques (logicielle) orientés application que physiques (matérielle) beaucoup plus s'occupant de phénomènes rapides. Ceci dit, peu importe leurs types, voici quelques fonctions qui doivent être assurées par les moniteurs de gestion

- Tests et diagnostics : La détection des erreurs du système est indispensable.

Une fois fait, un diagnostic peut être émis pour notifier qu'une erreur s'est produite et qu'une solution est envisageable.

- Compte rendu des alarmes : est une fonction assurant la notification du système de tout dysfonctionnement.

- Contrôle du réseau : assure l'allocation, la désallocation et le contrôle des Ressources.

9. Fonctionnement en régime exceptionnel et soutien du réseau :

Un système électrique doit faire l'équilibre entre les puissances actives et réactives produites et celles consommées en maintenant l'amplitude de la tension et la fréquence en tout point du réseau. Pour cela, des générateurs du réseau sont équipés de régulateurs de tension et de fréquence.

Des phénomènes dits de « dégradation » de l'état du réseau sont liés à certaines contraintes de quelques composants à savoir : o

- La puissance maximale transmissible d'une ligne électrique.
- L'intensité maximale admissible qui est fonction des caractéristiques thermiques du composant.
- La stabilité d'un générateur par rapport aux perturbations, dépendant principalement de la nature du générateur et de son régulateur.
- La puissance maximale active et réactive d'une source d'électricité.

Les phénomènes possibles sont les suivants

- Les surcharges des lignes : au-delà du courant maximum admissible par la ligne (limite thermique), l'échauffement des conducteurs provoque l'allongement de la ligne et ainsi un risque beaucoup plus grand de court-circuit (contact entre les phases en cas de vent important ou contact d'une phase avec une branche d'arbre). Ce phénomène peut se produire en cascade : le déclenchement d'une ligne entraînant des reports de charge sur les autres lignes qui deviennent elles-mêmes surchargées et ainsi de suite.
- L'écroulement de tension : il existe pour une ligne une puissance maximum transmissible autre que la limite thermique. Dans des situations de forte charge, il arrive que cette puissance soit atteinte, il en résulte un écroulement de tension qui consiste en une chute de tension progressive (de quelques minutes à quelques dizaines de minutes) pouvant mener à la déconnexion d'alternateurs et donc à des situations très critiques.
- Les problèmes de stabilité des alternateurs : des variations importantes de la charge du réseau (comme un court-circuit ou la perte d'un générateur) peuvent provoquer une augmentation de l'angle interne des alternateurs (angle entre le champ magnétique du rotor et du stator) se traduisant par des oscillations de la puissance de la machine. Lorsque l'angle interne dépasse une certaine valeur critique, la machine ne parvient pas à rester synchronisée au réseau : l'alternateur subit une perte de stabilité entraînant sa déconnexion du réseau. Le temps d'élimination des court-circuit est déterminant pour éviter la rupture de synchronisme des alternateurs. Ces problèmes de stabilité des machines tournantes.

- La dégradation de fréquence du réseau : quand la charge est plus importante que la puissance générée, la fréquence du réseau baisse et peut mener à la déconnexion de moyens de production.

10. Maintien de l'efficacité des moyens de sauvegarde et de défense :

- L'analyse de l'impact du raccordement d'une nouvelle installation tel que centrales de production, charges, lignes de transport ou postes de transformation.
- Le développement du Réseau de Transport de l'Electricité pour assurer son adéquation avec la prévision de la demande, le raccordement de nouvelles centrales de production et en vue de garantir une capacité adéquate par rapport aux besoins de transit et de réserve.
- L'identification des problèmes de congestion pouvant engendrer l'augmentation des indisponibilités et/ou les coûts de service de façon significative.
- Tous les utilisateurs doivent soumettre chaque année à la 9eme semaine à l'Opérateur du Système, les données de planification pour l'année suivante et les dix (10) années successives suivantes. Ceci inclus les données normatives actualisées et les données détaillées de planification.
- Les données normatives et les données détaillées de planification doivent être transmises à l'Opérateur du Système selon les catégories suivantes : Données prévisionnelles ; Données estimées ; Données enregistrées.
- Les données prévisionnelles devront contenir les meilleures estimations de données de l'utilisateur incluant l'énergie et la puissance projetées pour les dix (10) futures années successives.
- Les données estimées devront contenir les meilleures estimations de données de l'utilisateur relatives aux valeurs des paramètres et informations pertinentes de son installation.
- Les données observées doivent contenir les valeurs actuelles validées des paramètres et les informations de l'installation de l'utilisateur, qui sont une part des données du projet de raccordement soumises par l'utilisateur à l'Opérateur du Système au moment du raccordement.

Conclusion:

Nous avons présenté dans ce chapitre Plans de défense et Sûreté de fonctionnement du système électrique , Principaux phénomènes de dégradation et Sûreté du Système en régime normal et exceptionnel et Gestion des réseaux séparés Reconstitution du réseau el Fonctionnement en régime exceptionnel et soutien du réseau et Maintien de l'efficacité des moyens de sauvegarde et de défense.

À la fin La sûreté de fonctionnement porte sur l'ensemble du cycle de vie d'un système. Les études prévisionnelles de sûreté de fonctionnement regroupent les activités d'évaluation de la fiabilité, de la maintenabilité, de la disponibilité et de la sécurité d'une organisation, d'un système ou d'un produit en cours de développement. Ces évaluations permettent, par comparaison aux objectifs ou dans l'absolu, d'identifier les actions de construction (ou d'amélioration) de la sûreté de fonctionnement de l'entité. Les études de sûreté de fonctionnement peuvent être utilisées pour le soutien logistique intégré et peuvent contribuer à l'évaluation du coût du cycle de vie d'un produit.

Références Bibliographiques:

1. VIRLOGEUX, "Systèmes de téléconduite des postes électriques", Techniques de l'Ingénieur, D4850, 1999.
2. Pierre BORNARD, "Conduite d'un système de production-transport", Techniques de l'Ingénieur, D4080, 2000.
3. Gwilherm POULLENNEC, "A la découverte du système électrique", Ecole des Mines de Nantes, 2007.
4. RTE, "Contribution des utilisateurs aux performances du RPT", Réseau de Transport d'Electricité, 2014

Série 1: Généralités sur le système : Production-Transport-Distribution

Exercice 1 : Décrivez les trois niveaux du système électrique (production, transport, distribution) et expliquez comment ils interagissent.

Exercice 2 : Comparez les caractéristiques des principales sources d'énergie (hydraulique, fossiles, nucléaire, éolien, solaire) en termes de rendement et de coût.

Exercice 3 : Analysez les impacts de la localisation des ressources énergétiques sur la structure des réseaux de transport.

Exercice 4 : Discutez des avantages et des inconvénients des systèmes électriques interconnectés à grande échelle.

Exercice 5 : Proposez un schéma de connexion idéal pour un réseau régional en justifiant vos choix technologiques.

Exercice 6 : Expliquez les critères déterminants pour le choix entre un réseau en courant continu et un réseau en courant alternatif.

Exercice 7 : Justifiez la nécessité des réseaux de distribution pour desservir les consommateurs industriels et domestiques.

Exercice 8 : Pourquoi le réseau de transport est-il considéré comme le « nœud » du système électrique ? Donnez des arguments techniques.

Exercice 9 : Décrivez les différentes topologies possibles pour un réseau de distribution. Quel est leur impact sur la fiabilité ?

Exercice 10 : Analysez les défis liés à l'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux de transport.

Série 2: Interconnexion des réseaux de transport et qualité de tension

Exercice 1 : Définissez les interconnexions électriques et expliquez leur rôle dans la gestion des réseaux électriques.

Exercice 2 : Quels sont les avantages d'une interconnexion transfrontalière pour la sécurité du réseau électrique ?

Exercice 3 : Analysez les principaux défis techniques liés à l'interconnexion des réseaux électriques de plusieurs pays.

Exercice 4 : Décrivez les différentes stratégies de gestion de la fréquence dans un réseau interconnecté.

Exercice 5 : Comparez les solutions à courant alternatif et à courant continu pour les interconnexions longues distances.

Exercice 6 : Quels sont les rôles de la Comelec dans l'interconnexion des réseaux électriques du Maghreb ?

Exercice 7 : Proposez des solutions pour améliorer la stabilité d'un réseau interconnecté soumis à des variations de consommation importantes.

Exercice 8 : Discutez des aspects économiques de l'interconnexion des réseaux (optimisation des coûts de production).

Exercice 9 : Analysez l'impact de la qualité de tension sur la performance des équipements électriques interconnectés.

Exercice 10 : Expliquez le concept de synchronisation des réseaux interconnectés et ses implications techniques.

Série 3: Conduite des Réseaux de Transport

Exercice 1 : Expliquez pourquoi la gestion prévisionnelle est essentielle pour un gestionnaire de réseau de transport.

Exercice 2 : Analysez les impacts d'une mauvaise prévision de la consommation sur la stabilité du réseau.

Exercice 3 : Quels sont les outils et techniques utilisés pour anticiper les variations de consommation d'électricité ?

Exercice 4 : Décrivez les différents types de centrales électriques et leur flexibilité en termes de régulation de la production.

Exercice 5 : Pourquoi le réglage de la tension est-il essentiel pour la sécurité du réseau ?

Exercice 6 : Discutez des conséquences d'une coordination insuffisante entre gestionnaires de réseaux transfrontaliers.

Exercice 7 : Proposez une stratégie de délestage pour une situation de surcharge du réseau.

Exercice 8 : Analysez les différents états de conduite d'un système électrique (normal, vulnérable, critique, incident généralisé).

Exercice 9 : Comment les dispatchers assurent-ils une surveillance efficace du réseau en temps réel ?

Exercice 10 : Discutez de l'importance des services système dans la conduite des réseaux électriques.

Série 4: Réglages du Réseau

Exercice 1 : Décrivez les contraintes techniques, économiques et contractuelles liées à l'exploitation d'un réseau électrique.

Exercice 2 : Expliquez la relation entre la tension et les transits de puissance dans une ligne électrique.

Exercice 3 : Pourquoi est-il nécessaire de maintenir une tension stable aux points stratégiques d'un réseau ?

Exercice 4 : Analysez les défis associés au réglage de la tension dans un réseau de distribution par rapport à un réseau de transport.

Exercice 5 : Discutez des dispositifs de production de puissance réactive et de leur rôle dans la stabilisation de la tension.

Exercice 6 : Pourquoi le rapport R/X est-il important pour déterminer les variations de tension dans une ligne ?

Exercice 7 : Proposez des solutions pour réduire les pertes par effet Joule dans un réseau électrique.

Exercice 8 : Comment les systèmes de compensation de puissance réactive contribuent-ils à améliorer la qualité de la tension ?

Exercice 9 : Analysez l'impact des charges inductives sur la régulation de la tension dans un réseau.

Exercice 10 : Présentez un plan de réglage de tension pour un réseau de transport soumis à des variations de charge importantes.

Série 5 : Systèmes SCADA et Téléconduite

Exercice 1 : Expliquez les différents composants d'un système SCADA (MTU, RTU, API, IHM). Donnez pour chaque composant son rôle spécifique dans la surveillance et la commande des installations industrielles.

Exercice 2 : Décrivez l'architecture fonctionnelle d'un système SCADA et identifiez les différences entre la zone centrale et la zone périphérique. Pourquoi cette séparation est-elle importante ?

Exercice 3 : Analysez les avantages de la communication peer-to-peer (pair à pair) par rapport à l'approche

maître-esclave dans les systèmes SCADA.

Exercice 4 : Discutez des défis liés à la sécurisation des systèmes SCADA contre les cyberattaques. Proposez des solutions techniques pour renforcer la sécurité.

Exercice 5 : Imaginez une panne critique dans une centrale supervisée par un système SCADA. Décrivez les étapes que le centre de supervision doit suivre pour diagnostiquer et résoudre le problème.

Exercice 6 : Comparez les évolutions récentes des systèmes SCADA avec les Smart Grids. Quels sont les avantages offerts par ces nouvelles technologies ?

Exercice 7 : Expliquez le rôle des alarmes et du diagnostic dans un système SCADA. Pourquoi l'intervention humaine reste-t-elle souvent nécessaire malgré l'automatisation ?

Exercice 8 : Proposez une architecture matérielle optimale pour un centre de conduite SCADA avec redondance et sécurité maximales.

Exercice 9 : Décrivez les fonctions essentielles d'un HMI dans un système SCADA et analysez son impact sur la prise de décision par les opérateurs.

Exercice 10 : Étudiez les implications économiques de la mise en place d'un système SCADA dans une grande installation industrielle.

Série 6 : Sûreté du Système Électrique et Plans de Défense

Exercice 1 : Définissez la sûreté de fonctionnement d'un système électrique. Quels sont ses principaux composants (fiabilité, maintenabilité, disponibilité, sécurité) ?

Exercice 2 : Expliquez les différents types de défaillances dans un réseau électrique (court-circuit, rupture de continuité, surcharge). Proposez des mesures pour les prévenir.

Exercice 3 : Analysez les causes possibles d'un effondrement de tension dans un réseau électrique et proposez des stratégies pour éviter ce phénomène.

Exercice 4 : Décrivez les principales tâches des régulateurs de tension et de fréquence dans un réseau électrique. Pourquoi leur rôle est-il crucial ?

Exercice 5 : Étudiez les solutions pour améliorer la stabilité des alternateurs face aux perturbations dans un réseau électrique interconnecté.

Exercice 6 : Comparez le fonctionnement d'un système électrique en régime normal et en régime exceptionnel. Quels dispositifs permettent de gérer ces régimes ?

Exercice 7 : Discutez de l'importance des moyens de sauvegarde pour la défense du réseau électrique. Quels équipements sont essentiels pour assurer la sécurité opérationnelle ?

Exercice 8 : Analysez l'impact de l'intégration de nouvelles unités de production d'énergie décentralisée sur la sûreté des réseaux électriques.

Exercice 9 : Décrivez les principaux phénomènes de dégradation d'un système électrique et proposez des solutions pour y remédier.

Exercice 10 : Imaginez un scénario de panne généralisée dans un réseau électrique. Proposez un plan de reconstitution du réseau et justifiez vos choix techniques.