
RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université A/Mira- Bejaia
Faculté de Technologie
Département de Génie Électrique



Polycopié
Cours UEF 13 intitulé

RÉSEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION ÉLECTRIQUE

Farid Hamoudi
Maître de conférences classe B
Laboratoire de maîtrise des énergies renouvelables

Préface

Ce cours de réseaux électriques UEF 13 est destiné aux étudiants en Master électrotechnique, en particulier les étudiants en Master 1.

Si le cours UEF61 (L3) est axé sur le calcul des paramètres et la modélisation des différentes parties du réseau, le cours UEF 13 est plutôt axé sur les aspects d'exploitation du réseau. Il commence par une analyse des différentes architectures des réseaux avec un accent particulier sur le design des postes qui est un facteur déterminant dans cette exploitation (fiabilité, protection, maintenance...etc).

Le deuxième chapitre traitera l'un des points importants dans la gestion quotidienne d'un réseau, qui est le réglage de la tension. Nous allons faire la lumière dans un premier lieu sur le problème des chutes de tensions notamment leurs causes, pour détailler ensuite les différents moyens de contrôle de cette tension, en particulier les compensateurs conventionnels et modernes. A la fin de ce chapitre nous allons donner quelques notions sur la stabilité de la tension.

Le régime du neutre est un facteur déterminant dans l'exploitation d'un réseau, car il est en lien direct avec la sécurité d'alimentation et protection. Ceci fera l'objet du troisième chapitre, qui aura comme objectif l'analyse des avantages et des inconvénients de chaque régime en fonction des exigences d'exploitation.

Dans le quatrième chapitre, la protection des différents équipements du réseau est traitée. Des notions de base sur la protection sont rappelées (relais, transformateurs de mesure, discrimination...etc). On donnera ensuite les fonctions de protection essentielles (protection contre les surintensités, surtension, surcharge...etc). En finira par détailler les protections spécifiques à chaque équipement (générateur, transformateur, jeux de barres...etc.)

Le dernier chapitre de ce cours traitera le dispatching économique qui est un problème majeur dans la gestion économique d'un réseau électrique.

Connaissances requise

Analyse des circuits AC, Calcul complexe, notions sur l'appareillage de protection, méthode numériques.

F. Hamoudi

Table des matières

Table des matières	iii
Introduction	1
1 Architectures des réseaux électriques	
Power system design	1
1.1 Hiérarchisation du réseau électrique	1
1.1.1 Production	1
1.1.2 Transport	1
1.1.3 Répartition	2
1.1.4 Distribution	2
1.2 Niveaux de tension	2
1.3 Topologies des réseaux électriques	3
1.3.1 Réseau maillé	3
1.3.2 Réseau bouclé	3
1.3.3 Réseau radial	4
1.3.4 Réseau arborescent	4
1.4 Équipements et architectures des postes	4
1.4.1 Schémas des postes à couplage de barres	5
1.4.2 Amélioration de maintenabilité et de la sécurité	6
1.4.3 Schémas des postes à couplage de disjoncteurs	6
1.5 Architectures des réseaux de distribution urbains et ruraux	9
1.5.1 Réseau en double dérivation simple	9
1.5.2 Réseau en dérivation multiples	9
1.5.3 Réseaux à structure en coupure d'artère	10
1.5.4 Réseaux ruraux	10
1.5.5 Postes de distribution BT	11
1.6 Points à retenir	12
2 Contrôle de la puissance réactive et réglage de la tension	
Reactive power and voltage control	13
2.1 Chute de tension dans le réseau-Formulation mathématique du problème	13
2.2 Cas particulier	14
2.3 Puissances active, réactive et angle de charge	15
2.4 Réglage de la tension	19
2.5 Caractéristiques des compensateurs série et shunt	20
2.5.1 Condensateur	20
2.5.2 Inductance	20
2.5.3 Compensateurs FACTS	20

Table des matières

2.6	Effets des différents moyens de réglage sur la tension et la puissance	23
2.6.1	Réglage shunt	23
2.6.2	Réglage série	24
2.7	Réglage de la tension par compensation de puissance réactive	25
2.7.1	Cas particulier, correction du facteur de puissance	26
2.7.2	Calcul de la puissance de réglage	27
2.8	Réglage de la tension par compensation de la réactance de ligne	30
2.9	Stabilité de la tension	33
2.10	Dynamique de charge et stabilité de la tension	35
2.10.1	Charge non compensée	35
2.10.2	Effets des différents moyens de réglage sur stabilité	37
2.11	Plan globale de réglage de la tension	41
2.11.1	Réglage primaire, Primary control	41
2.11.2	Réglage secondaire, secondary control	42
2.11.3	Réglage tertiaire, Tertiary control	42
2.12	Points à retenir	42
3	Régimes du neutre	
	Neutral earthing systems	43
3.1	Potentiel du neutre	43
3.2	Analyse des différents régimes du neutre	45
3.2.1	Neutre isolé	45
3.2.2	Neutre directement mis à la terre	46
3.2.3	Neutre mis à la terre à travers une résistance	47
3.2.4	Neutre mis à la terre à travers une inductance	49
3.2.5	Mise à la terre à travers une inductance accordée ou bobine de Petersen	51
3.3	Critères de choix d'un régime du neutre	51
3.4	Schéma de liaison à la terre en basse tension	51
3.4.1	Schéma TT	53
3.4.2	Schéma TN	53
3.4.3	Schéma IT	53
3.5	Points à retenir	53
4	Protection des réseaux électriques	
	Power system protection	55
4.1	Défaut	55
4.2	Parties à protéger dans le réseau électrique	55
4.3	Connexion des relais et zones de protection	55
4.4	Système relais	56
4.4.1	Transformateurs de mesures	56
4.4.2	Relais (Relay)	58
4.4.3	Disjoncteur (Breaker)	58
4.4.4	Critères d'opération	58
4.5	Discrimination	59
4.5.1	Discrimination temporaire	59
4.5.2	Discrimination logique	61
4.5.3	Discrimination directionnelle	61
4.6	Protection des éléments du réseau	61
4.6.1	Protection des générateurs	61
4.6.2	Protection des jeux de barres	64
4.6.3	Protection des transformateurs	65
4.6.4	Protection des lignes	66
4.6.5	Protection des condensateurs	68
4.7	Quelques exemples de protection des réseaux	68
4.7.1	Réseaux radial simple	68
4.7.2	Réseau à double antenne (deux arrivées)	70

Table des matières

4.8	Points à retenir	71
5	Dispatching économique	
	Economic dispatch	73
5.1	Coût de génération	73
5.2	Contraintes	74
5.3	Pertes de transmission	75
5.4	Solution du dispatching économique	77
	5.4.1 Solution avec pertes	77
	5.4.2 Solution du dispatching économique sans pertes	84
	5.4.3 Solution du dispatching économique sans pertes et sans contraintes d'inégalité	87
	Conclusion	93
	Référence bibliographiques	95

Introduction

L'exploitation du réseau électrique consiste à produire, transporter et distribuer l'énergie demandée par les charges installées. Cette énergie doit être fournie sous tension et fréquence dans de limites acceptables afin de garantir un bon fonctionnement des charges et des équipements du réseau. Pour la tension, en générale une variation de 5% autours de la valeur nominale (parfois 10%) est tolérée. Par ailleurs, la fréquence ne doit pas excéder 0.5% de la fréquence nominale. En plus du contrôle permanent de la tension et de la fréquence, l'exploitation d'un réseau nécessite des protections à différents niveaux afin d'éviter des dommages sur les équipements et les personnes d'une part et de minimiser les interruptions d'alimentation en cas de défaut.

Pour l'opérateur chargé d'exploiter un réseau, la connaissance de l'architecture de celui-ci est indispensable (Architectures des postes et les différentes topologies de distribution). En effet, la sécurité d'alimentation en dépend fortement. En outre les manœuvres nécessaires aux changements de topologies dépendent essentiellement de l'architecture des postes. Finalement, c'est à partir des postes que beaucoup d'opérations de contrôle de régulation sont réalisées, notamment le réglage de la tension.

Il est déjà établi que la tension dépend fortement des flux de puissance réactive (cours d'écoulement de puissance). Ainsi, il est indispensable d'éviter au maximum le transport de cette puissance en favorisant sa production localement. L'opérateur d'exploitation dispose normalement de moyen de compensation de puissance réactive (Batteries de condensateurs, FACTs). Néanmoins d'autres moyens de réglage de tension comme les auto-transformateurs et les contrôleurs automatiques d'excitation des générateurs sont aussi prévus. Donc, le réglage de tension nécessite le concours de ces différents dispositifs de manière coordonnée. Par ailleurs, il faut noter que la puissance active n'est pas sans conséquences sur la tension, c'est pourquoi, en plus de la minimisation des flux de puissance réactive, il faut veiller à ce que la demande de puissance au-dessous des valeurs critiques qui représentent un danger (effondrement) sur la tension ou la fréquence (en entend par là le dispatching des charges).

La protection des réseaux et de ses équipements (générateurs, transformateurs, lignes, jeux de barres...etc.) nécessite d'une part la connaissance de l'architecture du réseau et d'autre part le régime du neutre. Ce dernier décide fortement des protections à prévoir contre les surintensités ou les défauts d'isolement, car selon le régime du neutre adopté, le réseau aura besoin d'être protégé en premier lieu soit contre les surintensités (courts-circuits) soit contre les défauts d'isolement. En plus de ces protections, les équipements du réseau nécessitent souvent des protections contre les surcharges ou l'échauffement, les surtensions que ce soit fugitives ou permanents, et parfois des protections mécaniques notamment pour les générateurs.

La génération et la distribution d'énergie est avant tout une entreprise économique qui cherche à toujours à produire à moindre coût. C'est pourquoi le dispatching économique de la charge représente l'une des tâches importantes dans toute exploitation. Un réseau dispose normalement de plusieurs centrales qui sont censées pouvoir répondre à la demande. Ces centrales ont d'une part des coûts de production différents (selon la matière première et la technologie) et d'autre part les distances de ces centrales 'centre de gravité' des charges sont aussi différentes (plus la centrale est loin plus sont coût de transport augmente). Par ailleurs, il faut noter que la puissance générée doit être exactement égale à la puissance demandée et éventuellement les pertes. Ainsi, le dispatching économique doit prendre en compte toutes ces contraintes afin de répartir la charge sur les différentes centrales de manière à satisfaire la charge avec un coût minimale. Les points exposés dans cette introduction seront traités de manière détaillée sur cinq chapitres :

1. Architectures des réseaux électrique ;
2. Contrôle de la puissance réactive et réglage de la tension ;
3. Régimes du neutre ;
4. Protection des réseaux électriques ;
5. Dispatching économique.

Architectures des réseaux électriques Power system design

Un réseau électrique est un ensemble d'outils destiné à produire, transporter, distribuer l'énergie électrique et veiller sur la qualité de cette énergie, notamment la continuité de service et la qualité de la tension. L'architecture ou le design du réseau est un facteur clé pour assurer ces objectifs. Cette architecture peut être divisée en deux parties ; D'une part, l'architecture du *poste*, et de l'autre part l'architecture de la distribution.

1.1 Hiérarchisation du réseau électrique

La Figure. 1.1 illustre une vue globale du réseau électrique. On distingue quatre niveaux : *production, transport, répartition et distribution*.

1.1.1 Production

La production sert à produire l'énergie électrique grâce à des turbo-alternateurs qui transforment l'énergie mécanique des turbines en énergie électrique à partir d'une source primaire (gaz, pétrole, hydraulique. ...). Les sources primaires varient d'un pays à l'autre, exemple en Algérie, le gaz naturel couvre plus de 70% de la production, en France, 75% d'électricité est d'origine nucléaire. En générale, chaque source de production (centrale électrique) regroupe plusieurs groupes turbo-alternateurs pour assurer la disponibilité pendant les périodes de maintenance, par exemple, la centrale de Jijel en Algérie est composée de trois groupes 196 MW, celle de Cap Djenet à Boumerdès 4 groupes de 168 MW. Par ailleurs, on trouve dans les pays industrialisés des puissances installées de plus en plus élevées pour répondre à la demande croissante en énergie électrique, exemple la centrale nucléaire de Gravelines en France 6×900 MW, la centrale hydro-électrique des Trois-Gorges en Chine 34×700 MW et 2×50 MW (devenue la plus grande centrale dans le monde en 2014).

1.1.2 Transport

Un alternateur produit la puissance électrique sous moyenne tension (12 à 15 kV), et elle est injectée dans le réseau de transport à travers des postes de transformation pour être transmise sous haute ou très haute tension afin de réduire les pertes dans les lignes. Le niveau de la tension de transport varie selon les distances et les puissances transportées, plus les distances sont grandes plus la tension doit être élevée, la même chose pour la puissance. Par exemple, le réseau de transport en Algérie utilise une tension de 220 kV (voir 400 kV pour certains lignes dans le sud notamment), le réseau européen utilise 400 kV, et le réseau nord américain 735 kV.

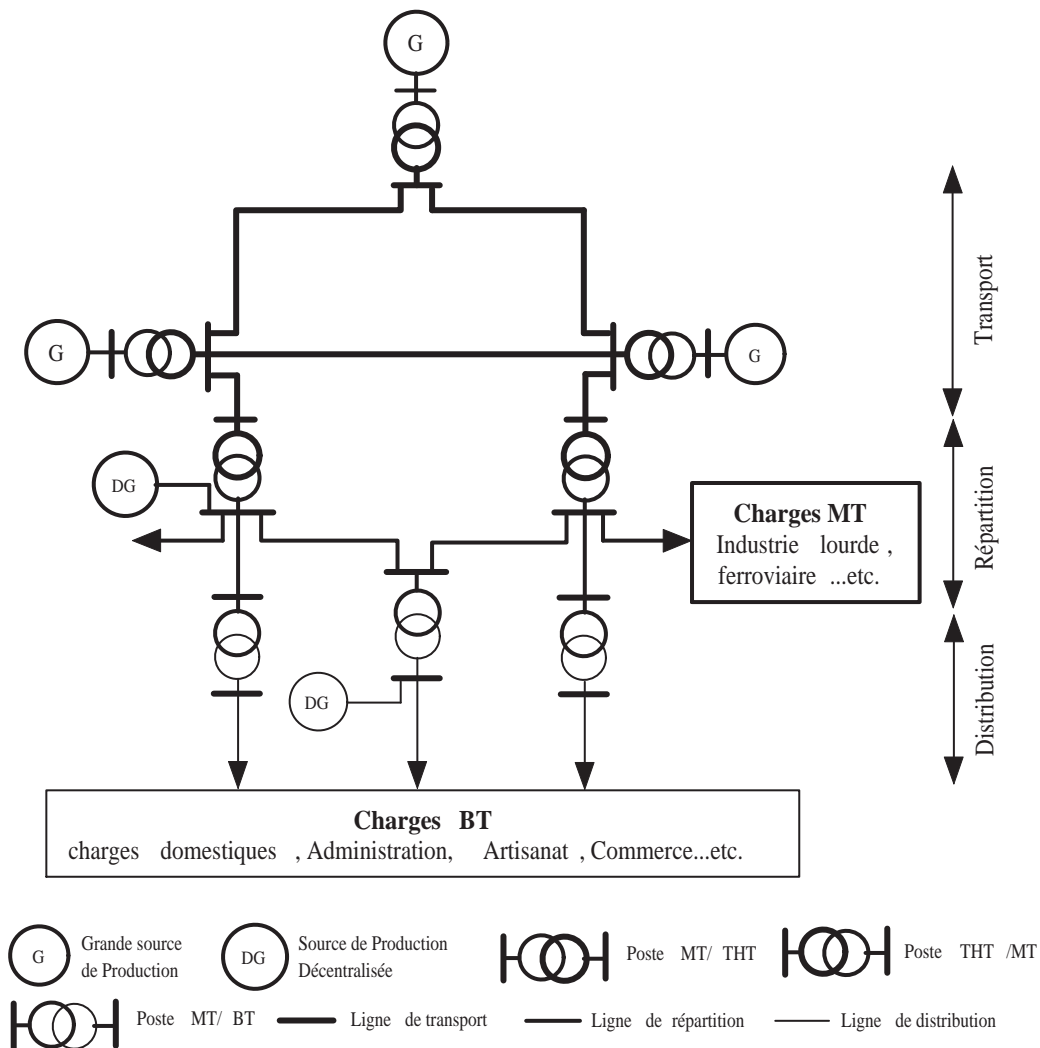


FIGURE 1.1 – Vue globale du réseau électrique.

1.1.3 Répartition

Le réseau de répartition prend sa source dans le réseau de transport à partir des poste d’interconnexion THT/HT(MT) et sert à fournir les gros consommateurs industriels sous haute ou moyenne tension, et à répartir les puissances dans différentes régions rurales ou urbaines. Ce type de réseau utilise des typiques 60 et 30 kV.

1.1.4 Distribution

La distribution sert à alimenter les consommateurs en moyenne ou en basse tension (typiquement 400 V), grâce à des postes de transformation MT/BT.

1.2 Niveaux de tension

Les niveaux de tension utilisés diffèrent d’un type de réseau à un autre et diffèrent d’un pays ou d’une région à une autre. Selon la norme IEC (International Electrotechnical Committee) les niveaux de tension sont définis comme suit

THT (VHV) : Très haute tension (Very high voltage), pour des tensions composées supérieures à 220 kV ;

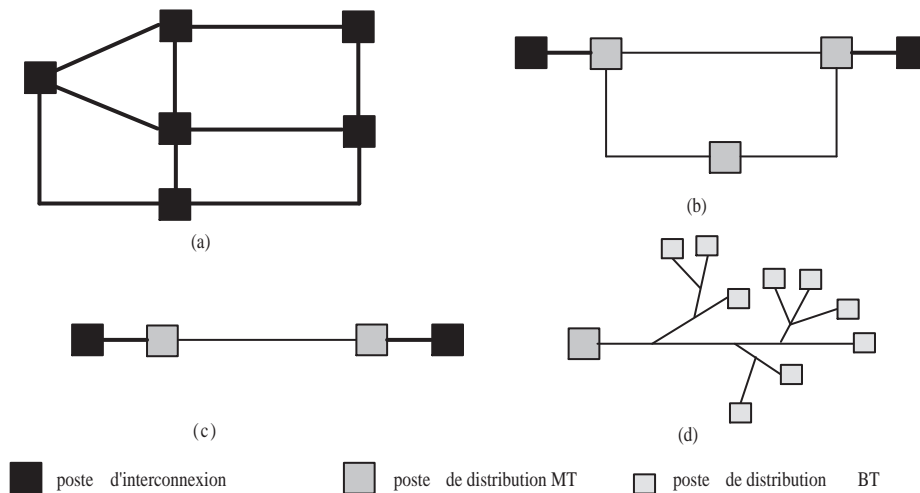


FIGURE 1.2 – Différentes topologies des réseaux électriques : (a) Réseau maillé, (b). Réseau bouclé, (c). Réseau radial, (d). Réseau arborescent.

HT (HV) : Haute tension (High voltage), des tensions composées supérieures comprises entre 33 kV et 220 kV ;

MT (MV) : Moyenne tension (Medium voltage), des tension composées comprises entre 1 kV et 33 kV ;

BT (LV) : Basse tension (Low voltage), tension comprise entre 100 V et 1 kV ;

TBT (VLV) : Très basse tension (Very low voltage), inférieure à 100 V.

D'autres normes existent, notamment la norme IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers). Celle-ci définit la tension moyenne sur une large plage (de 1 kV jusqu'à 69 kV). La norme IEEE est utilisée surtout en Amérique du nord. Il y a aussi la norme française qui définit les niveaux comme suit :

HTB : supérieure à 50 kV, HTA : entre 1 kV et 50 kV, BTB : entre 500 V et 1 kV, BTA : entre 50 et 500 V et TBT : inférieur à 50 V.

Remarque : En pratique, il y a des valeurs de tensions standards pour chaque niveau. En Algérie ces niveaux sont 220 kV en transport, 60 kV et 30 kV en répartition et distribution MT et 400 V en distribution BT.

1.3 Topologies des réseaux électriques

Les topologies diffèrent d'un type de réseau à un autre. Cette topologie est dictée par : le niveau fiabilité recherché, la flexibilité et la maintenance, ainsi que les coûts d'investissement et d'exploitation. Les différentes topologies qu'on trouve usuellement sont illustrés sur la Figure. 1.2.

1.3.1 Réseau maillé

Cette topologie est presque la norme pour les réseaux de transport. Tous les centres de production sont liés entre eux par des lignes THT au niveau des *postes d'interconnexion*, ce qui forme un maillage. Cette structure permet une meilleure fiabilité mais nécessite une surveillance à l'échelle nationale voire continentale.

1.3.2 Réseau bouclé

Cette topologie est surtout utilisée dans les réseaux de répartition et distribution MT. Les postes de répartition HT ou MT alimentés à partir du réseau THT sont reliés entre eux pour former des boucles, ceci dans le but d'augmenter la disponibilité. Cependant, il faut noter que les réseaux MT ne sont pas forcément bouclés.

1.3.3 Réseau radial

C'est une topologie simple qu'on trouve usuellement dans la distribution MT et BT. Elle est composée d'une ligne alimentée par des postes de distribution MT ou BT alimentés au départ par un poste source HT ou MT. En moyenne tension cette structure est souvent alimentée des deux côtés afin d'assurer la disponibilité.

1.3.4 Réseau arborescent

Cette structure est très utilisée en milieu rural et quelque fois en milieu urbain où la charge n'est pas très sensible aux interruptions. Elle est constituée d'un poste de répartition qui alimente plusieurs postes de distribution (BT) grâce à des piquages à différents niveaux des lignes alimentant les postes MT/BT.

1.4 Équipements et architectures des postes

Dans une analyse globale d'un réseau électrique un poste est considéré comme une barre ou tout simplement un noeud où transitent des flux de puissances. Pour le désigne et la planification du réseau, ce poste constitue une pièce majeure dans le système de répartition ou de distribution, dans la mesure où c'est à ce niveau qui est organisée la configuration de la topologie du réseau, et c'est aussi un point de surveillance de contrôle et de protection.

Un poste électrique est un ensemble d'appareillage arrangé de sorte à :

- Faire transiter la puissance d'un niveau de tension à un autre, en général s'il s'agit d'un poste de répartition ou de distribution, le poste sert à baisser la tension ;
- Réglage de la tension, comptage de puissance, surveillance, ...etc.

Cet ensemble d'appareillage comporte :

- Des jeux de barres ;
- Des transformateurs ;
- Des disjoncteurs et sectionneurs (appareillage de coupure) ;
- Des compensateurs ;
- Appareillage de mesure et de comptage de puissance ;
- autres.

Qualités recherchées d'un poste

Les qualités recherchées lors d'un choix d'architecture d'un poste électrique sont : La *sécurité* qui est l'aptitude à conserver un maximum de dérivations (départs) saines en service, en cas de non ouverture du disjoncteur chargé d'isoler une partie en défaut. La *souplesse* ou l'aptitude d'un poste à réaliser plusieurs découplage et y raccorder n'importe quelle départs. Une *maintenabilité* permettant la poursuite de l'exploitation d'une dérivation malgré l'indisponibilité d'un disjoncteur, et finalement, une *simplicité* de sorte à pouvoir changer de configuration en manœuvrant le minimum d'appareils.

La focalisation sur une qualité donnée dépend du type de poste et des options d'exploitation. En règle générale, les postes THT et HT couvrent de très larges zones, c'est pourquoi on favorise avant tout la sécurité. Pour les postes MT, la charge couverte est beaucoup moins importante, alors on favorise plutôt l'économie.

Architectures des postes

Le choix de l'architecture d'un poste dépend de plusieurs paramètres technico-économiques (Fiabilité, flexibilité, maintenance, les coûts d'investissement et de maintenance). La fiabilité et la flexibilité d'un poste sont déterminées par son architecture, et plus précisément du nombre et disposition des jeux de barres, nombre et disposition des appareils de coupure (disjoncteurs), et éventuellement des lignes qui alimentent le poste.

Les postes peuvent être classés en fonction de leurs architectures indépendamment de leurs types en deux familles ;

Poste à couplage de barres où les jeux de barres couplent en eux les différents départs ;

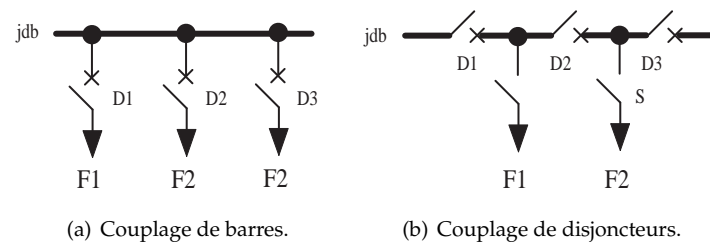


FIGURE 1.3 – Les deux principales architectures des postes. D :Disjoncteur, S :Sectionneur.

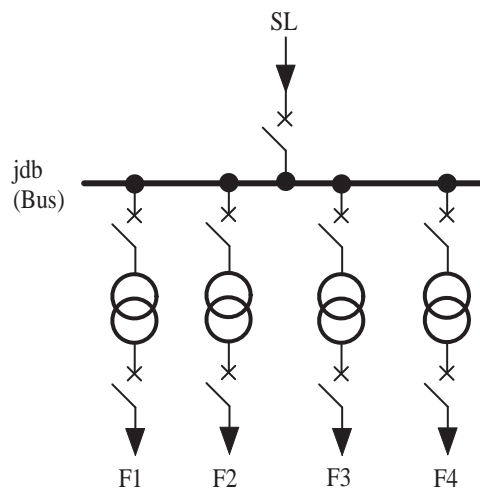


FIGURE 1.4 – Simple jeu de barres, simple antenne et plusieurs départs.

Poste à couplage de disjoncteurs où les disjoncteurs couplent entre eux les différents départs.

La Figure. 1.3 montre la différence entre ces deux familles de postes. De point de vue fiabilité, on peut remarquer qu'un défaut sur le départ F1 par exemple nécessitera l'ouverture du disjoncteur D1 pour l'architecture à couplage de barre, alors que pour l'autre architecture il faudra ouvrir D1 et D2 pour isoler le départ en défaut. Cependant, en cas de maintenance de disjoncteur D1 le départ F1 est condamné pour l'architecture à couplage de barre, mais peut rester en service grâce à D2 pour l'architecture à couplage de disjoncteurs. Donc, à la lumière de cet exemple, on peut dire que l'architecture à couplage de disjoncteur est plus fiable, cependant de point de vue coût, il est évident qu'elle revient plus chère du fait qu'il nécessite plus de disjoncteurs pour protéger le même nombre de départ (exemple : trois disjoncteurs pour trois départs dans une architecture à couplage de barres, le même nombre de disjoncteurs pour deux départs pour une architecture à couplage de disjoncteurs.).

1.4.1 Schémas des postes à couplage de barres

La Figure. 1.4 représente le schéma d'un poste à couplage de barres simple souvent appelé *simple antenne-simple jeu de barres*. Ce schéma est constitué d'une ligne d'arrivée (SL) alimentant un jeu de barres sur lequel plusieurs départs sont raccordés pour alimenter des charges à travers des transformateurs normalement abaisseurs de tensions. Ce type de schéma a l'avantage d'être simple et économiquement pas cher, mais il présente plusieurs inconvénients de point de vue sécurité. En effet, il n'est pas difficile de remarquer qu'un défaut sur n'importe quel départ ou une maintenance l'un de ses équipements associés (disjoncteur ou transformateur), le mettra immédiatement hors service. D'autre part, un défaut sur le jeu de barres ou une maintenance de celui-ci condamnera tous les départs et mettra le poste hors service. Enfin, la perte de la ligne d'arrivée à cause d'un défaut sur la ligne, défaut ou maintenance de son disjoncteur entraînera encore la perte du poste.

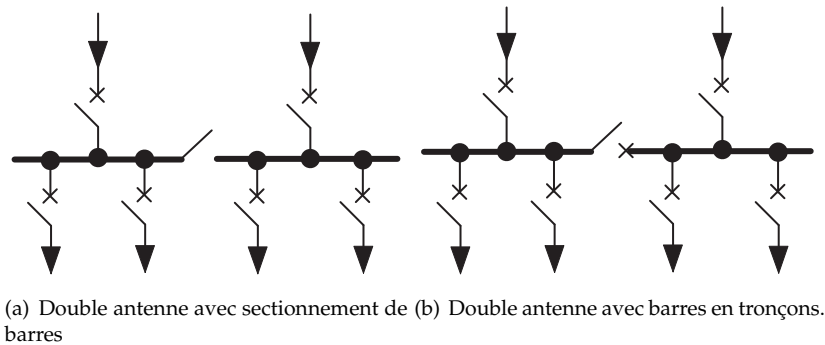


FIGURE 1.5 – Schémas d'un poste à couplage de barres.

1.4.2 Amélioration de maintenabilité et de la sécurité

Il est possible d'améliorer la maintenabilité de la structure simple de la Figure. 1.4 en adoptant un jeu de barres en deux tronçons séparés par un sectionneur, pour éviter la perte des dérivations (arrivée ou départs) raccordées au tronçon sain lorsque l'autre tronçon est en défaut (Figure. 1.5(a)). Ceci permet de continuer l'exploitation d'une partie du poste pendant que la période de rétablissement sur l'autre partie. Cependant, la séparation des tronçons par un sectionneur n'offre pas suffisamment de sécurité. En effet, si l'un des tronçons perd sa ligne d'arrivée, tous ses départs sont condamnés, et pour pouvoir les rétablir en fermant le sectionneur (qu'on doit manipuler à vide rappelons-le), il va falloir d'abord isoler ce dernier ce qui provoquera la perte de l'autre moitié du poste pendant cette opération. D'autres schémas offrant plus de sécurité sont habituellement rencontrés, on peut citer notamment le schéma dit *double antenne-simple jeu de barres* et le schéma *double antenne-double jeu de barres*

Schéma à double antenne-simple jeu de barres

Ce schéma illustré sur la Figure. 1.5(b) utilise à la place du sectionneur un disjoncteur, ce qui permet en plus maintenabilité de la partie saine, une sécurité relativement bonne. Le disjoncteur qui sépare les deux tronçons appelé disjoncteur de couplage est normalement ouvert, et lorsque un des tronçons perd son alimentation le disjoncteur est fermé pour qu'il soit alimenté par l'autre ligne. Cependant dans les deux cas (sectionneur ou disjoncteur), un défaut sur un tronçon du jeu de barres condamnera toutes ses dérivations.

Schéma à double antenne-double jeu de barres

Ce schéma utilise deux jeux de barres comme le montre la Figure. 1.6. Les deux jeux de barres sont couplés par un disjoncteur qui est normalement ouvert, et sont raccordés à deux lignes d'arrivée mais normalement chacun d'eux est alimenté par une seule ligne. De même, chaque départ est raccordé aux deux jeux de barres mais alimenté normalement par un seul. Ce type de schéma présente une sécurité meilleure par rapport aux solutions précédentes. En effet, sauf la perte des deux arrivées ou des deux jeux de barres pourra mettre hors service tout le poste. Si une arrivée est perdue, le disjoncteur de couplage ferme pour alimenter les deux jeux de barres par l'autre ligne (celle-ci est normalement capable), par ailleurs, la perte d'un jeu de barres suite à un défaut ou maintenance ne va entraîner la perte de ses départs car ils sont basculés dans ce cas vers l'autre jeu de barres, à condition bien sûr que celui-ci soit capable de supporter toute la charge. Ce type de schéma coûte évidemment plus cher mais il est fiable et offre une bonne flexibilité, c'est pourquoi il est très utilisé dans les postes THT et HT.

1.4.3 Schémas des postes à couplage de disjoncteurs

Les architectures à couplage de disjoncteurs sont utilisées lorsqu'on recherche une grande disponibilité des départs raccordés aux postes. Très intéressantes pour les postes THT, on les rencontre surtout dans les pays d'Amérique du nord. Néanmoins, de point de vue économique, ces postes sont plus coûteux que les postes à couplage de barres. Les schémas souvent rencontrés pour ce type d'architecture sont détaillés ci-après.

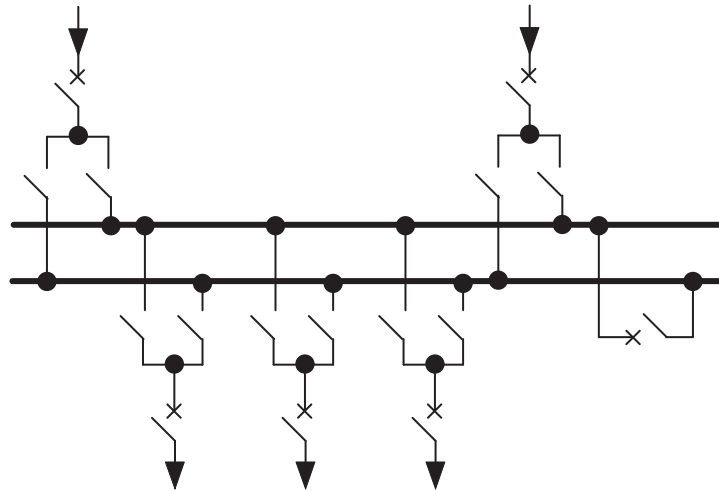


FIGURE 1.6 – Schéma d'un poste à couplage de barres avec double antenne et deux jeux de barres.

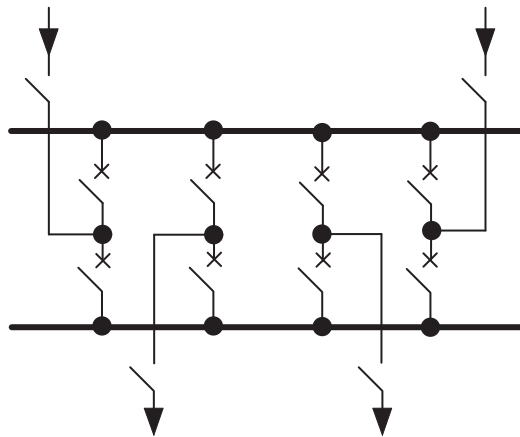


FIGURE 1.7 – Architecture à couplage de disjoncteur-Schéma à deux jeux de barres et deux disjoncteurs.

Schéma à double jeu de barres-double disjoncteur

Ce type de schéma est représenté sur la Figure. 1.7. Comme son nom l'indique, il y a deux jeux de barres, et chaque dérivation (arrivée ou départ) est encadré par deux disjoncteurs. Ce schéma présente une très bonne flexibilité permettant de basculer les dérivation sur l'autre jeu de barres si nécessaire, et offre la possibilité de maintenance d'un disjoncteur sans mettre hors service la dérivation concernée. Néanmoins, ce schéma coûte souvent cher, en outre, si les dérivation ne sont pas raccordées sur les deux jeux barres, on risque de perdre la moitié si un défaut survient sur un disjoncteur.

Schéma à jeu de barres principale et jeu de barres de transfert

Ce schéma illustré sur la Figure. 1.8, utilise aussi deux jeux de barres, un jeu de barre principale, et un jeu de barres de transfert couplés par un disjoncteur. Ce type de schéma coûte relativement moins cher mais son principal avantage est la possibilité de mise hors service des disjoncteurs en cas de besoin de maintenance sans pertes de dérivation, mais il est moins fiable comparé au schéma précédent, car un défaut sur le jeu de barre ou sur un disjoncteur nécessitera la mise hors service de tout le poste. Ajouter à cela les problèmes liés aux manœuvres des sectionneurs lors de la maintenance d'un disjoncteur.

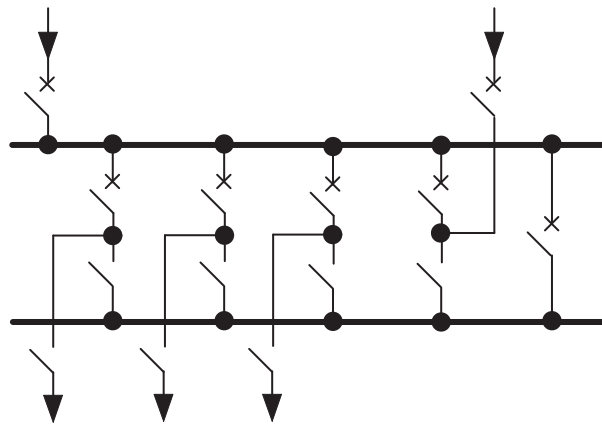


FIGURE 1.8 – Architecture à couplage de disjoncteur-Schéma à un jeu de barres principale et un jeu de barres de transfert.

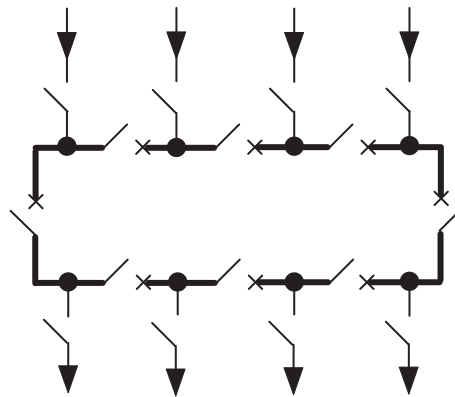


FIGURE 1.9 – Architecture à couplage de disjoncteur-Schéma à jeu de barres en anneau (ring).

Schéma en anneau

Le schéma en anneau (ring) illustré par la Figure. 1.9 peut être considéré comme un schéma à couplage de barres refermé sur lui même pour constituer un poste à couplage de disjoncteur se forme d'un anneau (boucle). On a ainsi les avantages du coût et de fiabilité à la fois. Dans ce type de schéma, on remarque qu'un seul disjoncteur suffit pour chaque dérivation, autrement dit le nombre de disjoncteurs égal au nombre de dérivations, alors que chaque dérivation est alimentée par deux disjoncteurs. Par ailleurs, il est possible de déconnecter n'importe quel disjoncteur pour maintenance sans perte de dérivation concernée. Ce schéma présente aussi l'avantage du fait que toutes les manœuvres sont réalisées par des disjoncteurs. L'inconvénient qu'on peut cité pour cette structure est relatif à son système de contrôle et de protection qui est très complexe.

Schéma à un disjoncteur et demi

Le schéma dit à un disjoncteur et demi est représenté sur la Figure. 1.10. Il y a deux jeux de barres, et trois disjoncteur pour deux dérivations (d'où le nom un et demi). Chaque dérivation est encadrée par deux disjoncteurs, ainsi les deux dérivations partagent un disjoncteur de couplage (disjoncteur au milieu). Pour ce schéma aussi, toutes les manœuvres sont réalisées par des disjoncteurs, et grâce aux disjoncteurs de couplages il est possible de déconnecté si nécessaire les deux jeux de barres à n'importe quel moment sans perdre aucune dérivation que ça soit une arrivée ou un départ. Par ailleurs, un défaut sur un jeu de barre n'entraînera pas la perte de dérivations puisqu'elles sont immédiatement basculées vers l'autre jeu de barres. Par ailleurs, un défaut sur un disjoncteur du côté jeu de barres entrainera la perte de la

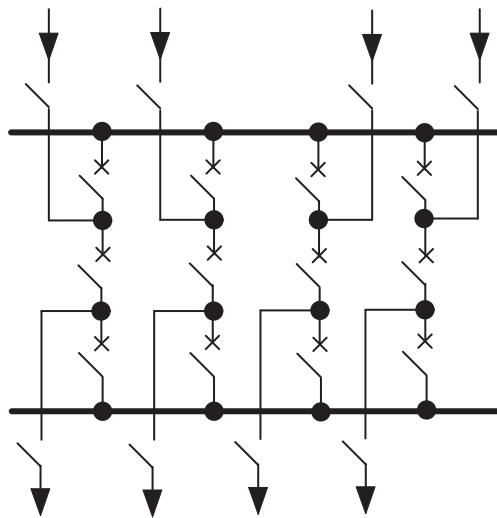


FIGURE 1.10 – Architecture à couplage de disjoncteur-Schéma à un disjoncteur et demi.

dérivation concernée seulement. Ce type de schéma est réputé pour sa grande fiabilité et son excellente flexibilité. Néanmoins, de point de vue économique il est évidemment plus cher, car le nombre de disjoncteurs nécessaire pour un tel poste est 1.5 fois le nombre de dérivation.

1.5 Architectures des réseaux de distribution urbains et ruraux

La qualité de service en milieu urbain est primordiale à cause des infrastructures sensibles comme les hôpitaux, usines...etc.

Le réseau urbain est plus souvent enterré avec des postes maçonnés. Ce choix réduit la fréquence des défauts, mais la durée d'intervention est souvent plus longue.

La répartition géographique des charges est l'une des contraintes qu'il faut prendre en compte lors du choix d'une architecture. En effet, un milieu urbain, est caractérisé par une densité de charge élevée avec des longueurs de conducteurs faibles. Ainsi, les puissances appelées sont importantes et les problèmes qui peuvent intervenir sont principalement liés aux courants admissibles dans les conducteurs.

Les architectures rencontrés habituellement en milieu urbain utilisent bouclées (parfois radiales) avec des *dérivations double* ou en *coupure d'artère*.

1.5.1 Réseau en double dérivation simple

C'est une structure radiale en antenne doublée à partir du jdb du poste source HT/MT (Figure. 1.11).

- Chaque poste HT/BT prend sa source à partir d'un câble principal et un câble de secours ;
- En cas de défaut sur le câble principal, la charge (c'est-à-dire le poste MT/BT) peut être basculée vers le câble de secours ;
- Un organe de coupure est installé tous les 10 à 15 postes MT/BT pour faciliter les manœuvres lors de l'élimination de défaut ou de maintenance.

1.5.2 Réseau en dérivation multiples

Dans cette structure on trouve plusieurs départs du poste HT/MT. Chaque poste MT/BT est raccordé à deux câbles mais alimenté normalement par un seul. Ainsi, en cas de défaut sur un câble, les postes concernés sont basculés vers l'autre câble.

Exemple : 9 poste MT/BT, 4 départs Poste 1 entre câbles 1 et 2, poste 2 entre 1 et 3, poste 3 entre 1 et 4, poste 4 entre 2 et 3, poste 5 entre 3 et 4, poste 6 entre 4 et 1, ?etc.

Il est possible que l'on spécifie le 4^{ème} câble comme câble de secours, alors dans ce cas tous les postes sont raccordés à ce câble est répartis équitablement sur les trois premiers.

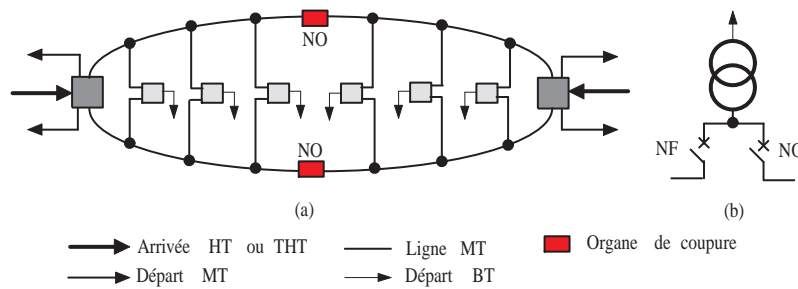


FIGURE 1.11 – Réseau en double dérivation simple : (a). Architecture du réseau, (b). Alimentation du transformateur par les deux dérivation.

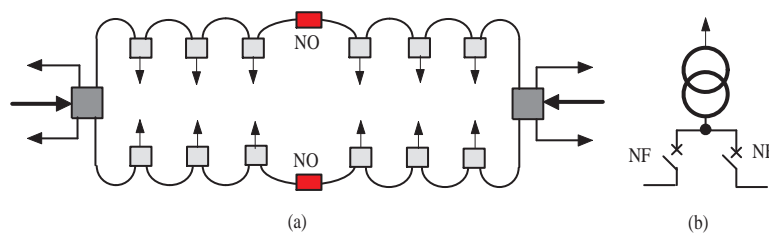


FIGURE 1.12 – Réseau à structure en coupure d’artère.

1.5.3 Réseaux à structure en coupure d’artère

Un câble part d’un poste source HT/MT, et passe successivement par les postes MT/BT à desservir avant de rejoindre soit un autre poste source HT/MT (Fig. 1.12), soit un départ différent du même poste source HT/MT, soit un câble secours.

L’option en coupure d’artère est plus économique que la double dérivation. Plusieurs variantes de la structure en coupure d’artère existent. Quelques une sont illustrées sur la Figure. 1.13.

A) La maille

Cette structure est composée de boucles alimentées directement par des postes sources HT/MT ou via des *postes têtes de boucle* reliés aux postes sources MT/BT par des conducteurs de section importante appelés *câbles de structure*. Les postes têtes de boucle ont la même structure que les postes source sauf qu’il n’y a pas de transformateur HT/MT. Des liaisons inter-boucles permettent le report de charge d’une boucle sur l’autre en cas de perte d’un câble de structure.

B) Les boucles

Cette structure est utilisée lorsque le centre de gravité des charges est loin par rapport au poste source. Les boucles sont alimentées par un poste de tête de boucle qui est alimenté par le poste source via un câble (ou de préférence deux).

C) Structure maillée

Un réseau en coupure d’artère peut-être maillé en créant des liaisons entre les artères principales. La structure résultante est plus sur mais difficile à exploiter en mode maillé. Cependant, des organes de coupure ouverts permettent une exploitation radial plus simple.

1.5.4 Réseaux ruraux

Le milieu rural se caractérise par une densité de charge faible répartie sur une grande zone. On a donc de grandes longueurs de conducteurs, souvent aériens. Ainsi, les problèmes qui peuvent intervenir dans les réseaux ruraux sont principalement liés aux chutes de tension admissibles en bout de ligne. Les réseaux ruraux on des architectures arborescentes bouclabes mais souvent exploitées en radial (Figure. 1.14)

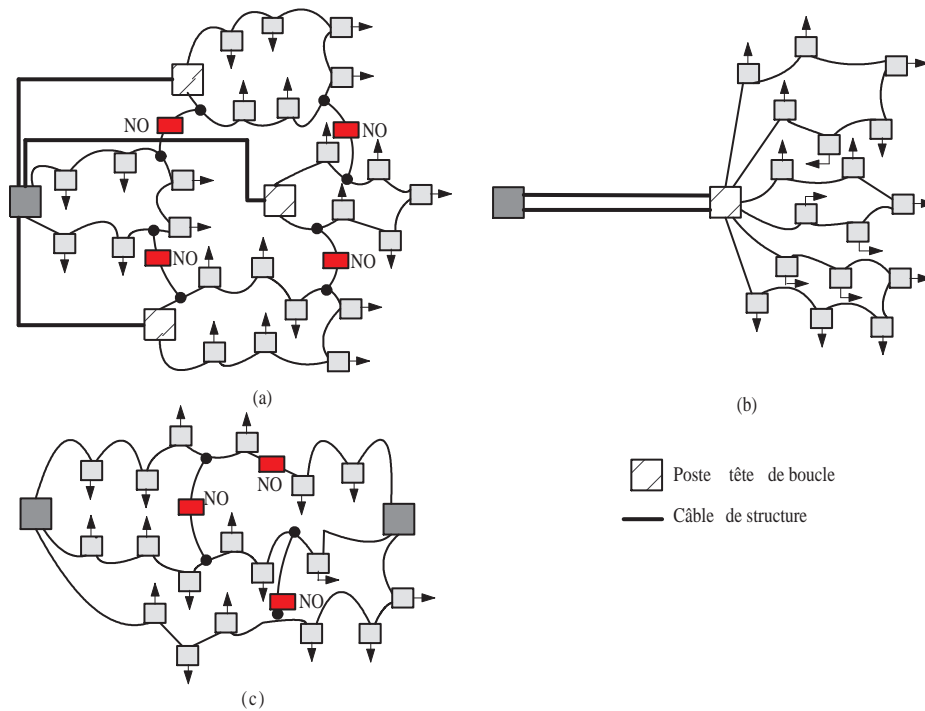


FIGURE 1.13 – Quelques variantes des réseaux en coupure d’artère.

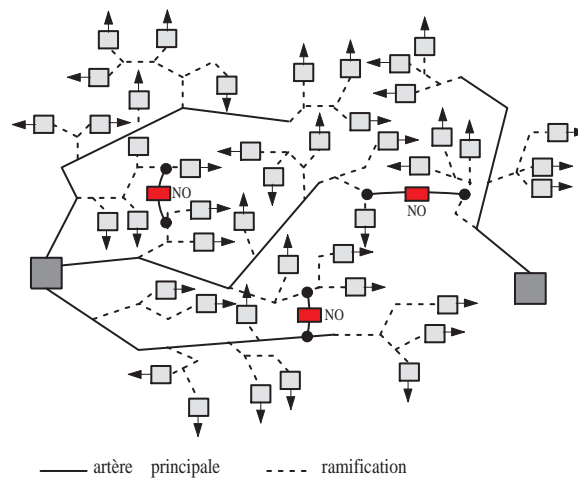


FIGURE 1.14 – Réseau rural.

1.5.5 Postes de distribution BT

Les postes de distribution basse tension (MT/BT) sont relativement plus simples. En terme de puissance, se sont des postes qui ne dépassent pas 10 MW. selon leurs puissances ils peuvent être soit mis sur poteaux (en zones rural surtout ou semi urbaine) soit dans des cellules maçonnées (zone urbaine). La Figure.1.15 montre deux schémas de poste de distribution BT ;

Poste MT/BT en zone rural ou semi urbaine

- Le poste est alimenté côté MT par une arrivée aérienne simple, et alimente un ou plusieurs départ BT ;
- L’organe de protection côté MT peut être un simple sectionneur ou un disjoncteur si le courant nomi-

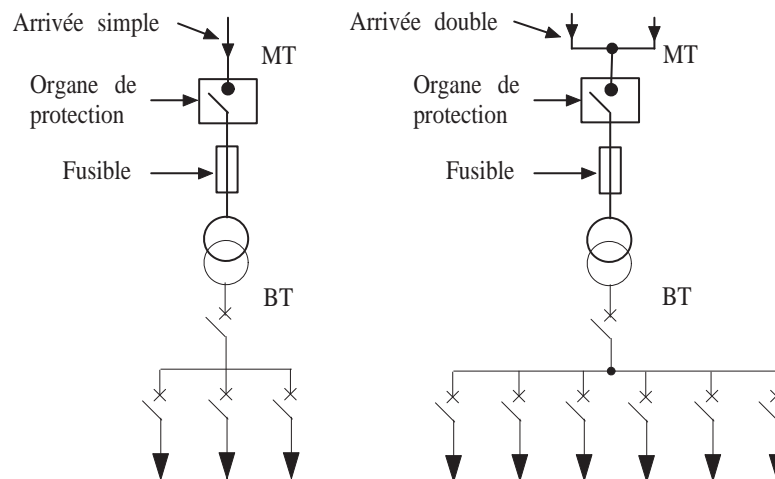


FIGURE 1.15 – Postes de distribution basse tension.

nal est supérieur à 45 A.

- Le poste est soit mis sur le poteau pour des puissances faible (inférieures ou égale à 160 kVA, 63, 100, 160 kVA), soit dans une cellule au bas du poteau pour des puissances plus grandes 250 ou 400 kVA.

Poste MT/BT en zone urbaine

- Le poste est alimenté côté MT par une arrivée souterraine en double dérivation ou en coupure d'artère. Côté BT, souvent plusieurs départs ;
- L'organe de protection côté MT peut être un simple sectionneur ou un disjoncteur si le courant nominal est supérieur à 45 A.
- Le poste est obligatoirement mis en cellule maçonnée.

1.6 Points à retenir

Les point essentiels à retenir sur l'architecture des réseaux peuvent être résumés comme suit

1. L'architecture d'un poste électrique est dictée par les nombres et les dispositions des jeux de barres et des disjoncteurs ;
2. Plusieurs jeux de barres ou tronçons de barres améliore la fiabilité du poste mais augmente ses coûts de réalisation et de maintenance ;
3. Il y a deux architectures principales pour les postes électriques ; Architecture à couplage de barres, et architecture à couplage de disjoncteurs. Celle-ci est meilleurs de point de vue fiabilité mais elle coûte souvent cher ;
4. Le réseau de transport est souvent maillé, alors que le réseau de distribution MT est souvent bouclé. Néanmoins, on peut trouver des structure radiales simples ;
5. La distribution MT se fait souvent en double dérivation ou en coupure d'artère pour les milieux urbains et en simple dérivation pour les zones rurales ;

Contrôle de la puissance réactive et réglage de la tension
Reactive power and voltage control

Le réglage et le contrôle de la tension dans les réseaux électriques consistent à maintenir en régime permanent des tensions stables et dans des plages spécifiques à chaque niveau. Ce réglage est d'une importance capitale pour garantir un bon fonctionnement des différents équipements du réseau (lignes, transformateurs, systèmes de protection, charges...etc). En effet, une tension plus élevée conduit souvent à une usure prématurée du matériel, alors qu'une tension plus basse par rapport à la plage spécifiée conduit à un mauvais fonctionnement des équipements et des charges.

Les variations de tension sont inévitables à cause des variations permanentes des puissances active et réactive demandées, ainsi que des changements de topologie du réseau. Ces variations peuvent être courtes (de quelques ms à 1 min) causées principalement par le démarrage de grosses charges ou des défauts dans le réseau, ou lentes dues essentiellement aux variations de la consommation de puissance active et surtout réactive sur une période longue (des minutes ou des heures).

Nous allons formuler dans ce chapitre le problème des chutes de tensions et du réglage de celle-ci par les différents moyens existants. Nous allons voir également la relation entre le réglage de la tension et le transit des puissances, ainsi que la stabilité.

2.1 Chute de tension dans le réseau-Formulation mathématique du problème

Soit le réseau de la Figure. 2.1, représentant une charge alimentée par un poste de distribution via une ligne d'impédance $Z_s = R_s + jX_s$. La charge absorbe une puissance active P_L et une puissance réactive Q_L . La tension au poste de distribution est supposée constante et elle est notée \bar{E} , tandis que la tension aux bornes de la charge est notée par \bar{V} . Si on note par \bar{I} le courant absorbé par la charge sous tension \bar{V} , alors la chute de tension dans la ligne sera donnée par

$$\Delta \bar{V} = \bar{E} - \bar{V} = \bar{Z}\bar{I} \quad (2.1)$$

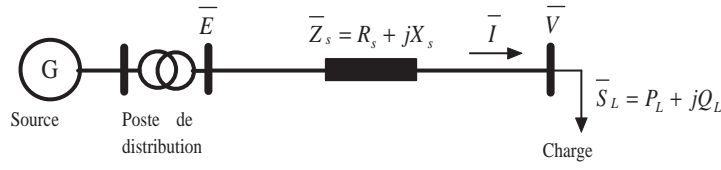
Or, le courant peut être écrit en fonction des puissances absorbées comme

$$\bar{I} = \frac{S_L^*}{\bar{V}} = \frac{P_L - jQ_L}{\bar{V}} \quad (2.2)$$

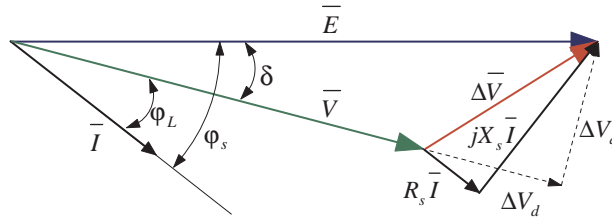
En remplaçant dans l'équation (2.1), la chute de tension s'écrit

$$\Delta \bar{V} = (R_s + jX_s) \left(\frac{P_L - jQ_L}{\bar{V}} \right) = \frac{R_s P_L + X_s Q_L}{\bar{V}} + j \frac{X_s P_L - R_s Q_L}{\bar{V}} \quad (2.3)$$

Cette équation montre que la chute de tension dépend de deux paramètres ;



(a) Réseau radial alimentant une charge.



(b) Diagramme vectoriel des tension.

FIGURE 2.1 – Chute de tension dans une ligne.

1. Les puissances active et réactive absorbées par la charge ;
2. L'impédance de la ligne.

D'après le diagramme vectorielle sur la Figure. 2.1(b), cette chute de tension a une composante directe par rapport à \bar{V} , notée ΔV_d (en phase avec \bar{V}) et une composante en quadrature ΔV_q (déphasée de 90° par rapport à \bar{V}). Ainsi, si on prend V comme référence des phases, on peut écrire

$$\Delta \bar{V} = \frac{R_s P_L + X_s Q_L}{V} + j \frac{X_s P_L - R_s Q_L}{V} = \Delta V_d + j \Delta V_q \quad (2.4)$$

Maintenant, d'après le diagramme de la Figure. 2.1(b) on peut déduire que

$$E = \sqrt{(V + \Delta V_d)^2 + \Delta V_q^2} = \sqrt{\left(V + \frac{R_s P_L + X_s Q_L}{V}\right)^2 + \left(\frac{X_s P_L - R_s Q_L}{V}\right)^2} \quad (2.5)$$

Régulation de la tension

Une des mesures du niveau de tension est la régulation de la tension en %, (Percent Voltage Regulation) qu'on définit par

$$R_V(\%) = \frac{E - V}{V} \times 100\% \quad (2.6)$$

2.2 Cas particulier

Dans certains cas, notamment dans les réseaux de transport, la résistance de ligne est négligée devant la réactance, alors la tension de charge devient

$$\bar{V} = \bar{E} - \frac{X_s Q_L}{V} - j \frac{X_s P_L}{V} = E \left(1 - \frac{X_s Q_L}{EV} - j \frac{X_s P_L}{EV} \right) \quad (2.7)$$

Admettant que $EV \approx E^2$, la tension \bar{V} sera réécrite

$$\bar{V} \approx E \left(1 - \frac{Q_L}{S_{sc}} - j \frac{P_L}{S_{sc}} \right) \quad (2.8)$$

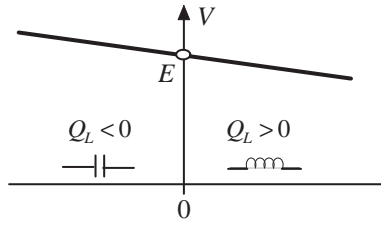


FIGURE 2.2 – Droite de Charge

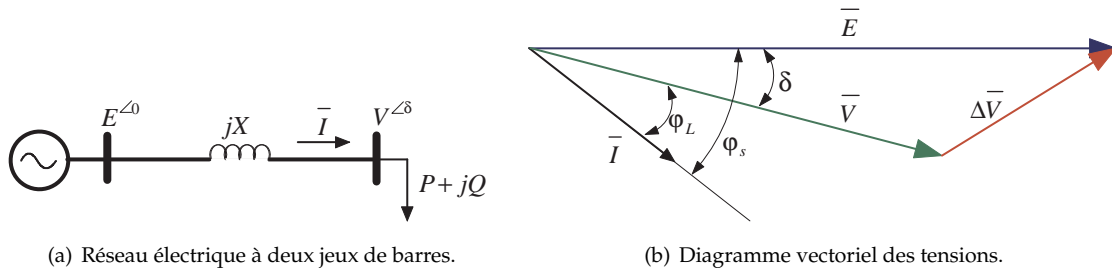


FIGURE 2.3 – Chute de tension dans une ligne de réactance X .

Où S_{sc} représente la puissance de court-circuit du réseau. Comme on peut le voir sur le diagramme de la Figure. 2.1(b), La partie imaginaire P_L/S_{sc} qui représente la chute de tension en quadrature est responsable du déphasage entre la tension de charge \bar{V} , mais influence peu le module de \bar{V} . Ainsi

$$V \approx E \left(1 - \frac{Q_L}{S_{sc}} \right) \quad (2.9)$$

La tension V peut être alors représentée sous forme d'une droite dite *droite de charge* comme le montre la Figure. 2.2. On peut remarquer que lorsque $Q_L > 0$ la tension $V < E$, et lorsque $Q_L < 0$, $V > E$.

2.3 Puissances active, réactive et angle de charge

Le réseau de la Figure. 2.1(a) peut être généralisé à celui d'un réseau à deux jeux de barres, un jeu de barres source et un jeu de barres charge (sending end bus and receiving end bus). La ligne entre les jeux de barres est représentée par sa réactance X . La tension au jeu de barres source \bar{E} est prise comme référence, donc sa phase est égale 0° , et la tension au jeu de barres chargé \bar{V} est déphasée d'un angle δ par rapport à \bar{E} . Les puissances active et réactive au jeu de barres chargé sont P et Q . Le courant \bar{I} absorbé, supposé inductif, est déphasé de φ_L par rapport à \bar{V} et de φ_s par rapport à \bar{E} comme le montre le diagramme vectoriel sur la Figure. 2.3(b)

La relation entre les tensions \bar{E} et \bar{V} peut être alors écrite comme

$$E \cos(\delta) = V + XI \sin(\varphi_L) \quad \text{et} \quad E \sin(\delta) = XI \cos(\varphi_L) \quad (2.10)$$

Par ailleurs, la puissance absorbée au jeu de barres de charge est donnée par

$$\bar{V}\bar{I}^* = P + jQ = VI \cos(\varphi_L) + jVI \sin(\varphi_L) \quad (2.11)$$

En faisant sortir les expressions du $\cos(\varphi_L)$ et $\sin(\varphi_L)$ de l'équation (2.10), et en remplaçant dans (2.11), on aboutit aux équations des flux de puissances suivantes

$$P = \frac{EV}{X} \sin(\delta) \quad (2.12)$$

$$Q = \frac{EV}{X} \cos(\delta) - \frac{V^2}{X} \quad (2.13)$$

Côté source, la puissance active débitée est égale à celle du jeu de barres de la charge donnée par (2.12), puisque la résistance de la ligne est négligée. Cependant, pour la puissance réactive, elle est différente de faite de la réactance de ligne qui consomme une partie de la puissance réactive débitée par la source. La puissance réactive de la source peut être écrite comme

$$Q_s = Q + XI^2 \quad \text{avec} \quad I = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{V} \quad (2.14)$$

En remplaçant P et Q par les expressions établies précédemment, la puissance réactive de la source s'écrit

$$Q_s = \frac{E^2}{X} - \frac{EV}{X} \cos(\delta) \quad (2.15)$$

D'après le digramme vectoriel de la Figure. 2.3(b), on peut écrire les chutes de tension directe (longitudinale), et en quadrature (transversale) comme suit

$$\Delta V_d = E \cos(\delta) - V, \quad \Delta V_q = E \sin(\delta) \quad (2.16)$$

Ainsi, les équations (2.12) et (2.13) peuvent être réécrites comme

$$P = \frac{V}{X} \Delta V_q, \quad Q = \frac{V}{X} \Delta V_d \quad (2.17)$$

Remarque que la puissance active P échangée entre les deux jeux de barres dépend des paramètres suivants :

1. Modules des tensions de source E , et de charge V ; Si on suppose une tension de source constante, alors une bonne régulation de la tension de charge augmentera la puissance P ;
2. La réactance de la ligne X ; En théorie, plus elle est faible plus la puissance est grande, mais il ne faut perdre de vue qu'une trop faible réactance provoquera une instabilité du système.
3. L'angle de charge δ ; Plus il est large, plus la puissance est grande, mais il faut noter qu'un angle large peut affecter la stabilité du réseau.

La puissance réactive dépend aussi des tensions E , V et de la réactance de ligne X . De manière plus explicite, la puissance Q dépend de la chute de tension directe ΔV_d comme le montre l'équation (2.17). Si cette chute de tension est nulle, alors il n'y a aucune puissance réactive au jeu de barres de la charge, mais cela ne veut forcément pas dire que la charge n'absorbe pas de puissance réactive ! Par ailleurs, la chute de tension en quadrature ΔV_q ne peut pas être zéro, car il n'y aura aucun transfert de puissance active de la source à la charge, ce qui n'est pas pratique, (sauf si le jeu de barres est à vide).

Remarque importante

L'équation (2.17) montre qu'il ne peut pas y avoir de transfert de puissance entre les deux jeux de barres sans chute de tension.

Effets de la puissance réactive sur la tension et le transfert de puissance

Dans cette section, nous allons mettre en lumière l'effet de la puissance réactive sur la tension de charge \bar{V} et le transfert de puissance active de la source à la charge. Pour cela, reprenons les équations (2.12) et (2.13) qu'on peut mettre sous la forme

$$P^2 + \left(Q + \frac{V^2}{X} \right)^2 = \left(\frac{EV}{X} \right)^2 \quad (2.18)$$

La solution de cette équation pour V donne

$$V^2 = \frac{E^2}{2} - QX \pm X \sqrt{\frac{E^4}{4X^2} - P^2 - Q \frac{E^2}{X}} \quad (2.19)$$

Donc, pour que l'équation (2.18) admet des solutions positives pour V , il faut que

$$P^2 + Q \frac{E^2}{X} \leq \frac{E^4}{4X^2} \quad (2.20)$$

Cette dernière équation permet d'identifier les puissances active et réactive que la ligne peut fournir à la charge. Ainsi, en introduisant la puissance de court-circuit du réseau donnée par

$$S_{sc} = \frac{E^2}{X} \quad (2.21)$$

on peut écrire la condition précédente comme

$$P^2 + QS_{sc} \leq \left(\frac{S_{sc}}{2} \right)^2 \quad (2.22)$$

Cette dernière condition permet de tirer les conclusions suivantes

1. Si la charge est purement active, $Q = 0$, alors la puissance active maximale transmissible par la ligne est égale $S_{sc}/2$;
2. Si la charge est purement réactive $P = 0$, alors la puissance réactive maximale transmissible par la ligne est égale $S_{sc}/4$;
3. Un facteur de puissance capacitif ($Q < 0$) au jeu de barre de la charge augmente la capacité de transfert de la puissance active ;
4. Un facteur de puissance inductif ($Q > 0$) au jeu de barre de la charge réduit la capacité de transfert de la puissance active.

Ainsi, il semble qu'il est plus difficile de transporter la puissance réactive que la puissance active. En outre, le transport de la puissance réactive réduit la capacité de la ligne à satisfaire la charge en puissance active. Pour le vérifier, soit une charge absorbant une puissance $P + jQ = P + jP \tan(\varphi)$ sous tension V . La charge en question est représentée par son admittance donnée par

$$\bar{G}_L = G + jG \tan(\varphi) \quad (2.23)$$

Ainsi, en utilisant le diviseur de tension, la tension de charge \bar{V} sera donnée en fonction de la tension de source \bar{E} , de l'admittance de charge et de la réactance de la ligne comme

$$\bar{V} = \frac{\bar{E}}{1 + XG \tan(\varphi) + jXG} \quad (2.24)$$

dont le module s'écrira

$$V = \frac{E}{\sqrt{(XG)^2 + (1 + XG \tan(\varphi))^2}} \quad (2.25)$$

Pour représenter la tension V de manière plus explicite, il est plus judicieux de passer aux grandeurs normalisées. Ainsi, en posant E comme tension de base, i.e., $e = 1$ pu, et X comme impédance de base, i.e., $x = 1$ pu, alors $XG = g$ et la tension de charge $v = V/E$ en pu s'écrira

$$v = \frac{1}{\sqrt{g^2 + (1 + g \tan(\varphi))^2}} \quad (2.26)$$

avec g , l'admittance de charge en pu.

Comme attendu, il n'y a pas de chute de tension dans la ligne s'il n'y a pas charge, c'est-à-dire lorsque l'admittance $g = 0$. Par contre, la tension de charge v tend vers zéro lorsque l'admittance de charge tend vers l'infini. La solution de cette équation permet d'obtenir la surface dans le plan pqv sur la Figure. 2.4 qui montre la relation entre la tension v et les puissances active et réactive au jeu de barres de la charge. Chaque point sur la surface en question représente un point de fonctionnement (p, q, v) . Chaque courbe en trait continu représente les points de fonctionnement pour un facteur de puissance donné lorsque l'admittance varie de 0 à l'infini. Ainsi, en variant le facteur de puissance, plusieurs courbes sont obtenues. Finalement, la ligne en trait discontinu qu'on peut appeler *équateur* représente les limites de transfert de puissance pour chaque facteur de puissance.

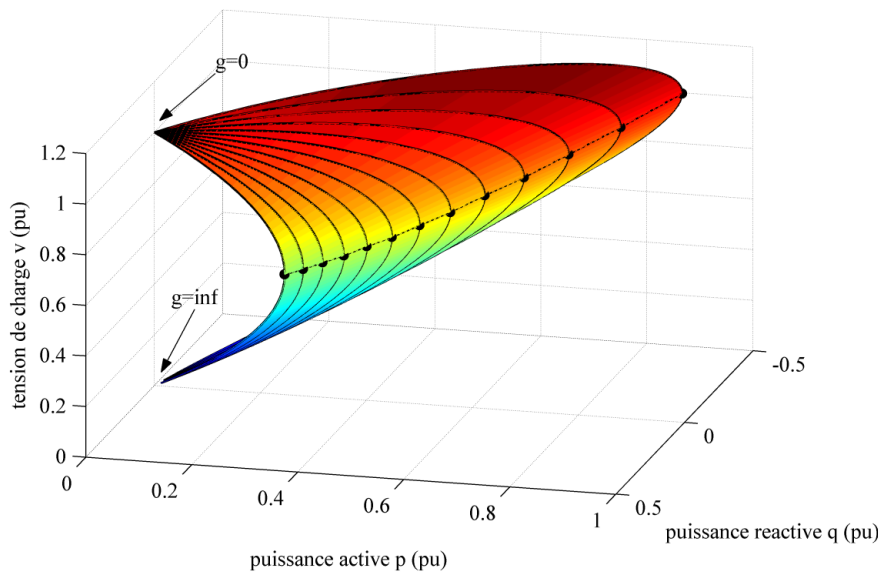


FIGURE 2.4 – Surface pqv

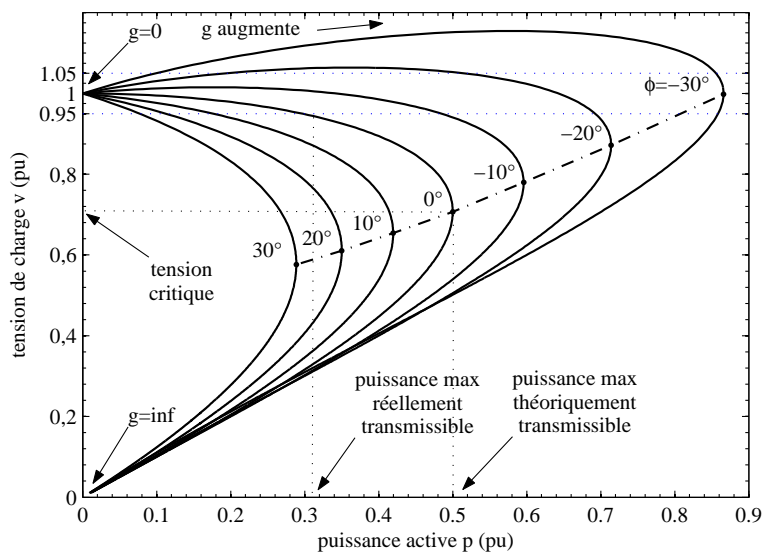


FIGURE 2.5 – Courbes pv pour différents facteurs de puissance.

Courbes pv

La Figure. 2.5 représente des courbes pv (pv curves) obtenues de l'équation (2.26), pour quelques valeurs de l'angle d'admittance φ . Le point le plus à droite de chaque courbe représente le point de fonctionnement où la puissance transmise est maximale pour une charge d'admittance g et de facteur de puissance $\cos(\varphi)$. La tension correspondante à ce point représente la *tension critique*. Cette puissance maximale est dite *puissance maximale théoriquement transmissible* ou *Limite théorique de transfert de puissance*. Cette limite est de 0.5 pu pour un facteur de puissance unitaire, mais elle augmente pour des facteurs de puissance capacitifs, cependant pour des facteurs de puissances inductifs, cette limite est inférieure à 0.5 pu.

A partir du point de fonctionnement à puissance maximale, si la l'admittance augmente, en remarque que la puissance diminue et la tension chute considérablement et le tout tend vers zéro. On verra plus tard dans ce chapitre que le système devient instable à partir de ce point. Ainsi, la courbe pv peut être divisée en une *partie stable* c'est-à-dire la partie supérieure, et une *partie instable*, la partie inférieure.

Pour une charge active la tension critique est égale à $1/\sqrt{2} \approx 0.71$ pu qui n'est pas acceptable de point

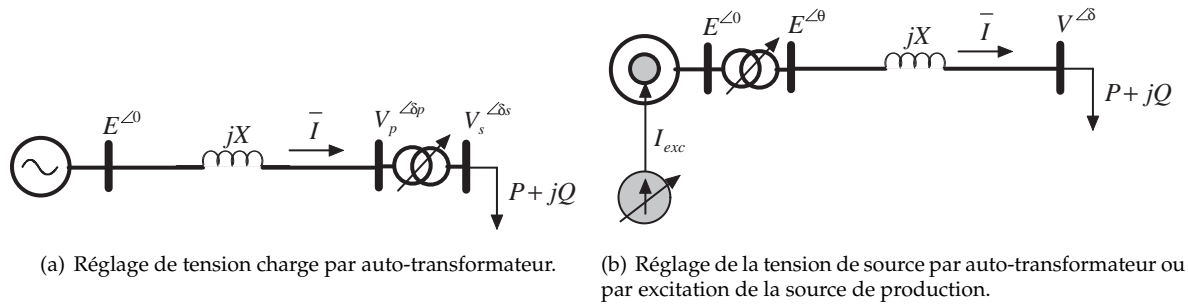


FIGURE 2.6 – Réglage directe de la tension.

de vue pratique. En effet la tension de charge doit être comprise autour de la valeur nominale, typiquement $\pm 5\%$ ¹. Par conséquent, la *limite de transfert réelle* ou *pratique* se situe à peu près à 0.31 pu, soit 31% de la puissance de court-circuit. Cette limite est plus basse encore pour des charges ayant un facteur de puissance inductif, mais elle est plus élevée pour des facteurs de puissance capacitifs. Ainsi, à première vue, on peut dire qu'il est possible de repousser la limite de transfert réelle de puissance en faisant en sorte que le facteur de puissance apparent (vu par le réseau) de la charge soit capacitif.

2.4 Réglage de la tension

Le réglage de la tension consiste à maintenir un niveau de tension acceptable aux niveaux de tous les jeux de barres du réseau. L'équation (1.5) montre que le niveau de tension à un jeu de barres donné dépend de la tension de source qui l'alimente, de la réactance de ligne qui le sépare de cette source et des puissances active et réactive à son niveau. Ainsi, si la tension au jeu de barres en question n'est pas dans une limite acceptable, des modifications sur un ou plusieurs de ces paramètres sont alors nécessaires.

Méthodes et moyens de réglage de la tension

Les méthodes de réglage de la tension peuvent être divisées en deux catégories

Réglage direct : Il consiste à agir directement sur la tension elle-même (Figure. 2.6). Dans cette catégorie, le réglage de la tension de charge V est réalisé soit par la modification de la tension V elle-même, soit par la modification de la tension de source E . Parmi les solutions qu'on peut trouver dans cette catégorie, il y a :

1. La correction du niveau de la tension V , qui fait appel à un auto-transformateur (Tap-load changer) aux niveaux des postes de distribution ;
2. La correction du niveau de la tension E , soit par auto-transformateur s'il s'agit d'une tension à la sortie d'un poste source, soit par modification de l'excitation s'il s'agit de la tension à la sortie d'un alternateur.

Réglage indirecte : Dans cette catégorie on trouve un ensemble de solutions pour *modifier la chute de tension* en modifiant les caractéristiques des charges ou du réseau. Principalement, ces solutions consistent à utiliser des compensateurs pour modifier l'écoulement de puissance réactive. Les solutions qu'on peut trouver dans cette catégorie sont :

1. La compensation de puissance réactive ; D'après l'équation (2.5), la puissance réactive est en grande partie responsable des chutes de tension. Ainsi, la compensation d'une partie de la puissance réactive demandée par la charge permet de réduire ces chutes de tensions. Les compensateurs de puissance réactive peuvent être statique comme les batteries de condensateurs, les FACTS (Flexible Alternating Current Transmission systems), et parfois même des inductances. Le moteur synchrone peut être utilisé comme compensateur dynamique de puissance réactive. En effet, ce type de moteur produit de la puissance réactive quand il est sur-excité et en consomme lorsque il est sous-excité ;

1. Ce niveau peut être différent selon la sensibilité de la charge.

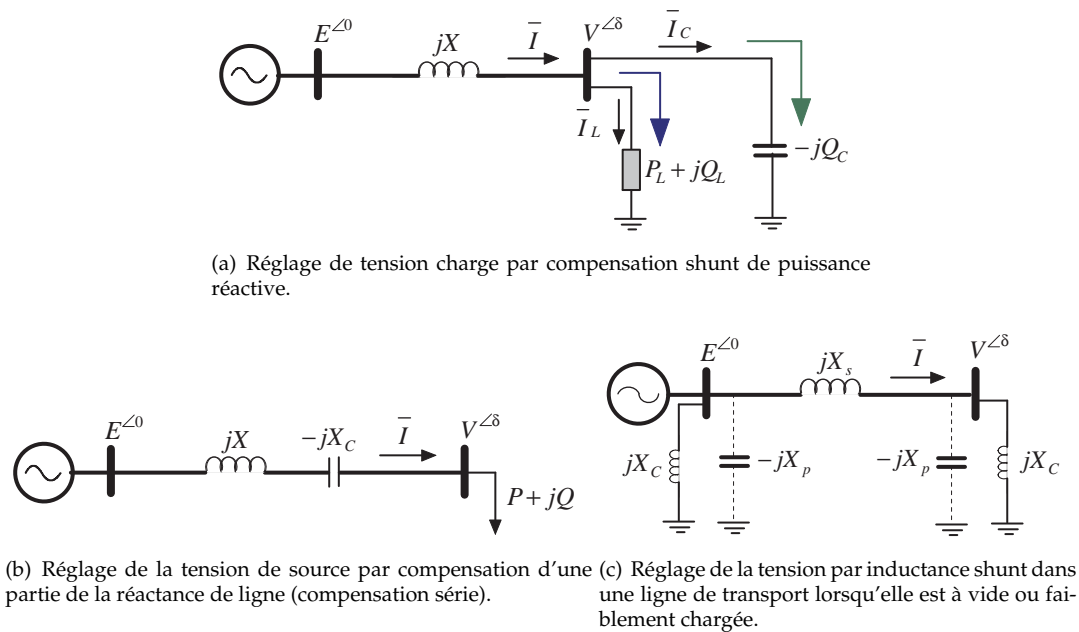


FIGURE 2.7 – Réglage indirecte de la tension par compensation en utilisant des condensateurs ou des inductances.

2. Modification de la réactance de la ligne ; Toujours d'après l'équation (2.5), on peut remarquer qu'il est possible de modifier les chutes de tension en modifiant la réactance de la ligne X.

2.5 Caractéristiques des compensateurs série et shunt

2.5.1 Condensateur

Le condensateur est le moyen le plus conventionnel pour la compensation de la puissance réactive. La puissance réactive fournie par le condensateur est directement proportionnel au carré de la tension à ces bornes. Ainsi, s'il est connecté en parallèle (shunt) comme le montre la Figure. 2.7(a), la tension à ces bornes augmente, ce qui permettra d'augmenter la puissance qu'il injecte au jeu de barres où il est connecté. Par ailleurs, lorsqu'il est mis en série (Figure. 2.7(b)), il permet aussi de compenser une partie de la puissance réactive absorbé par la réactance de la ligne, c'est pourquoi, on parle plutôt de la compensation de la réactance de ligne. En pratique, on utilise des batteries de condensateurs pour pouvoir varier la puissance réactive en cas de besoin. Les condensateurs est un moyen simple mais, il n'est pas bien adapté aux variations de charge.

2.5.2 Inductance

L'utilisation d'inductance pour le réglage de la tension trouve sa place dans les lignes de transport longues. Lorsque la ligne est ouverte ou faiblement chargée, sa tension augmente à cause des capacités naturelles de ligne qui génèrent trop de la puissances réactive. Ainsi, pour absorber cet excès de puissance réactive, on installe des inductances shunts à l'entrée et la sortie de la ligne (Figure. 2.7(c)).

2.5.3 Compensateurs FACTS

Les dispositifs FACTS sont des compensateurs modernes qui offrent la possibilité d'un réglage automatique de la tension. Parmi les compensateurs FACTS qui offrent cette possibilité, on trouve des compensateurs shunt comme le SVC, ou Static Var Compensator, le STATCOM, Static Compensator, et des

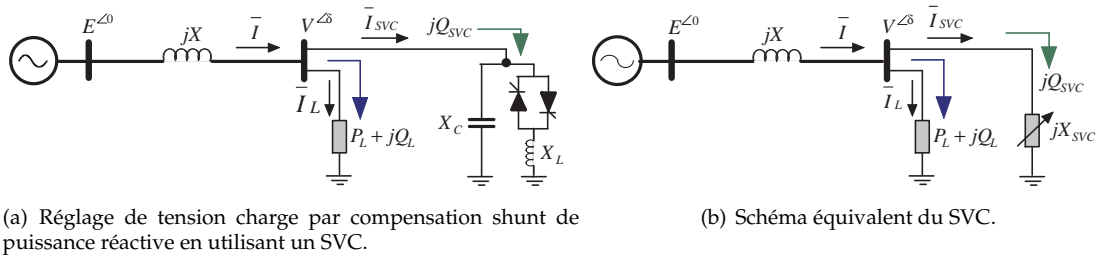


FIGURE 2.8 – Régulation de la tension par un SVC.

compensateurs séries comme le TCSC (Thyristor controlled series compensator) ou le DVR, Dynamic Voltage Restorer. Néanmoins, la fonction de ce dernier est un peu différente, puisque il sert corriger les creux de tension et à rétablir la tension suite à une coupure brève.

SVC

La Figure. 2.8 montre le principe de réglage de la tension par un Static Var Compensator. Celui-ci est constitué d'un condensateur C en parallèle avec un TCR (Thyristor Controlled Reactor). Le TCR est une réactance inductive X_L couplée au jeu de barres via un variateur de tension (gradateur) qui fait que sa réactance X_{TCR} devient variable en fonction de l'angle d'amorçage α des thyristors.

$$X_{TCR} = \frac{\pi X_L}{\sigma - \sin \sigma}, \quad \sigma = 2(\pi - \alpha) \quad (2.27)$$

La réactance du SVC devient alors

$$X_{SVC} = -X_C // X_{TCR} = \frac{\pi X_C X_L}{X_C(\sigma - \sin \sigma) - \pi X_L} = \frac{\pi X_C X_L}{X_C(2(\pi - \alpha) + \sin(2\alpha)) - \pi X_L} \quad (2.28)$$

Finalement, la puissance réactive du SVC est

$$Q_{SVC} = \frac{V^2}{X_{SVC}} = V^2 \frac{X_C(2(\pi - \alpha) + \sin(2\alpha)) - \pi X_L}{\pi X_C X_L} \quad (2.29)$$

Cette équation montre qu'on peut agir sur la puissance réactive du SVC en agissant sur l'angle d'amorçage α pour régler la tension V .

La Figure. 2.9 représente la caractéristique $X_{SVC} = f(\alpha)$. On remarque que pour des angles d'amorçage inférieurs à un certain α_0 , la réactance du SVC est positive ou inductive, alors qu'elle est négative ou capacitive pour des angles d'amorçage supérieurs à α_0 . Pour $\alpha = \alpha_0$, la réactance du SVC tend vers l'infini, ce qui implique qu'à cet angle le SVC est ouvert, et par conséquent sa puissance réactive est égale à zéro. Ainsi, d'après l'équation (2.29) l'angle α_0 sera donné par la solution de l'équation

$$\sin(2\alpha) - 2\alpha = \pi \left(\frac{X_L}{X_C} - 2 \right) \quad (2.30)$$

Cette équation est non linéaire et nécessite une méthode itérative pour trouver l'angle α_0 . Pour cela, on peut utiliser l'algorithme de Newton-Raphson comme suit

```

err = 10
x0 = 2π
k = 0
while err ≥ ε
k = k + 1
xk+1 = x0 - f(x0)/f'(x0)
err = |xk+1 - x0|

```

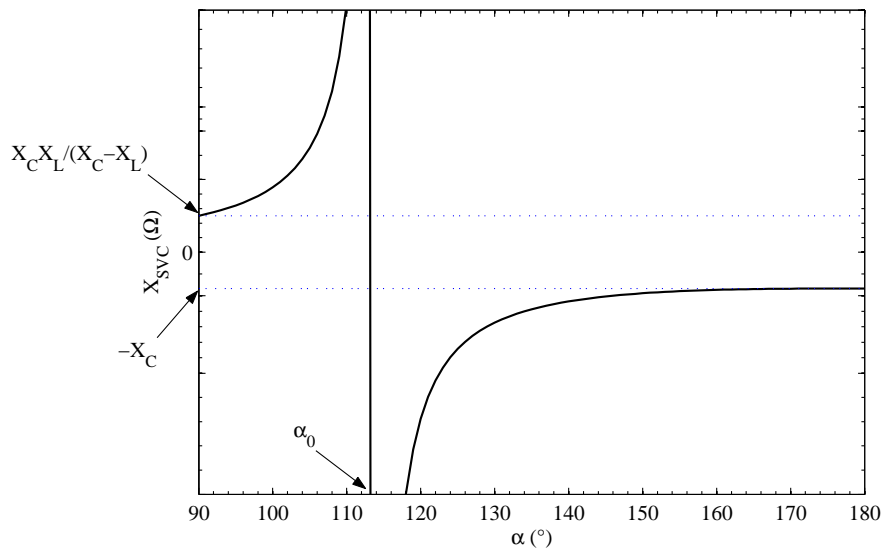


FIGURE 2.9 – Réactance du SVC en fonction de l’angle d’amorçage α .

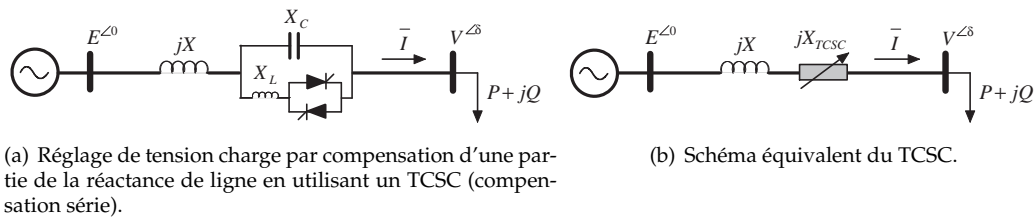


FIGURE 2.10 – Réglage de la tension par un TCSC.

```
x0 = x_{k+1}
end
```

Où

$$f(x) = \sin(x) - x - \pi \left(\frac{X_L}{X_C} - 2 \right), \quad x = 2\alpha$$

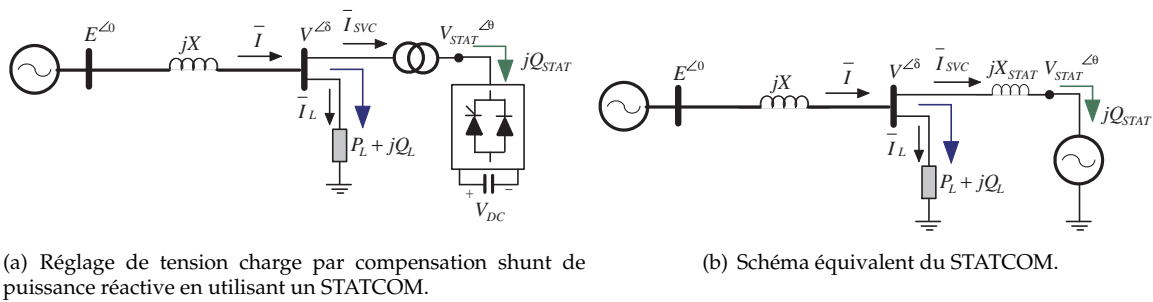
Thyristor Controlled Series Compensator TCSC

C’est le même principe que le SVC mais cette fois, le dispositif est mis en série avec l’impédance du réseau. Ainsi, on obtient une réactance X_{TCSC} variable qui permet de compenser la réactance du réseau X (Figure. 2.10).

Le STATCOM

Le STATCOM est un compensateur actif, il s’agit d’un onduleur de tension (VSI) raccordé à un jeu de barres du réseau à travers une réactance inductive X_{STAT} (généralement un transformateur) comme le montre la Figure. 2.11. La commande de l’onduleur permet d’imposer une tension $\vec{V}_{STAT} = V_{STAT} \angle \theta$ à sa sortie. Ainsi, la puissance réactive échangée avec le réseau sera

$$Q_{STAT} = \frac{V^2}{X_{STAT}} - \frac{VV_{STAT}}{X_{STAT}} \cos(\delta - \theta) \tag{2.31}$$



(a) Réglage de tension charge par compensation shunt de puissance réactive en utilisant un STATCOM.

(b) Schéma équivalent du STATCOM.

FIGURE 2.11 – Réglage de la tension par un STATCOM.

avec δ , l'angle de la tension au jeu de barre sur lequel est couplée le STATCOM. Pour un STATCOM idéal (sans pertes), $\delta = \theta$, alors

$$Q_{STAT} = \frac{V}{X_{STAT}}(V - V_{STAT}) \quad (2.32)$$

Donc, pour que le STATCOM puisse fournir une puissance réactive au réseau pour régler la tension, il faut que sa tension V_{STAT} soit supérieure à celle du jeu de barre V , sans oublier pour autant que cette dernière dépend aussi de Q_{STAT} .

2.6 Effets des différents moyens de réglage sur la tension et la puissance

Pour illustrer l'effet des différents moyens de réglage sur la tension et la puissance transmise, on prendra l'exemple typique d'une charge purement active pour laquelle on appliquera des réglages de tension shunt et série.

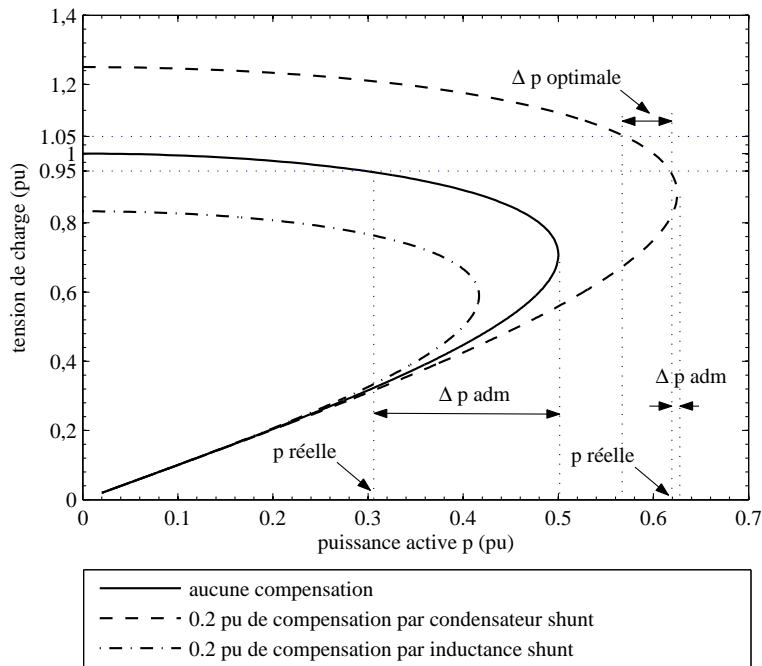
2.6.1 Réglage shunt

Le réglage shunt consiste à installer en parallèle au jeu de barres de la charge un compensateur de puissance réactive (condensateur ou dispositif FACTS). La Figure. 2.12(a) montre comment la courbe pv est modifiée lorsque on insère un condensateur² de puissance 0.2 pu. On remarque que

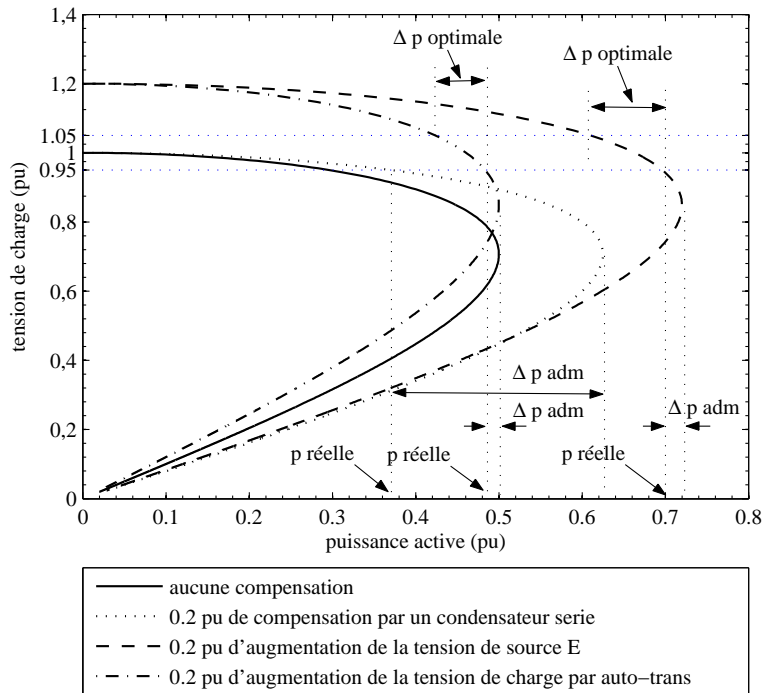
1. Les limites de transfert de puissance réelle et théorique sont repoussées au delà de 50% ;
2. Sous tension acceptable $\pm 5\%$, la marge de puissance est très réduite par rapport à la courbe non compensée ;
3. Les points de fonctionnement correspondant aux puissances maximales réelle (pratique) et théorique sont très proches ;

En résumé, on peut dire qu'avec un compensateur shunt de puissance réactive, la puissance réelle transmise augmente. Cependant, ceci n'est pas un bon indicateur pour la stabilité du système comme on pourra le montrer dans les prochaines sections. En effet, le fait que les points de fonctionnement correspondant aux puissances maximales pratique et théorique sont proches fait que la tension critique s'approche de la tension limite pratique (0.95 pu), et qu'une faible augmentation de l'admittance g donc de la puissance demandée Δp_{adm} fait basculer la courbe dans sa partie instable. Comparativement à la courbe non compensée, on remarque que cette marge de puissance (Δp_{adm}) est fortement réduite. Par ailleurs, on remarque que pour un fonctionnement sous tension optimale, entre 0.95 et 1.05 pu, la marge de puissance optimale pour la courbe compensée est très réduite (entre 0.56 et 0.62 pu), alors qu'elle est de 0 à 0.31 pu pour la courbe non compensée.

2. Pour sa simplicité, on a choisit un condensateur mais un compensateur FACTS de même puissance aurait les mêmes effets sur la courbe pv



(a) Compensation shunt.



(b) Compensation série.

FIGURE 2.12 – Effets des différents moyens de réglage de la tension sur la courbe pv .

2.6.2 Réglage série

Le réglage série consiste à régler soit la tension de charge par auto-transformateur, ou la tension de source par auto-transformateur ou par modification de l'excitation du générateur, soit par la compensation d'une partie de la réactance de la ligne. La Figure. 2.12(b) montre les effets suivants de chacun de ces moyens sur la courbe pv

1. L'augmentation de la tension de source E fait augmenter les limites de transfert de puissances pra-

tique et théorique. La courbe a une allure semblable à celle compensée par un condensateur shunt mais les limites sont poussées d'avantage ;

2. L'augmentation de la tension de charge par un auto-transformateur repousse la limite de transfert pratique de puissance mais pas la limite théorique ;
3. La compensation d'une partie de la réactance de ligne repousse la limite de transfert théorique de puissance mais cette nouvelle limite reste inférieure à celle obtenue avec l'augmentation de la tension de source E . Par ailleurs, le déplacement de la limite de transfert pratique est aussi moins significatif ;
4. Les points de fonctionnement correspondant aux puissances maximales pratique et théorique sont proches lorsqu'on augmente la tension de source E . Ces points sont encore plus proches lorsqu'on augmente la tension de charge avec un auto-transformateur, mais ils sont suffisamment éloignés pour la courbe compensée avec un condensateur série.

En résumé, l'augmentation de la tension de source augmente les puissances transmises pratique et théorique. Même observation pour une compensation d'une partie de la réactance de ligne mais avec un degré moins significatif. L'auto-transformateur permet d'augmenter la limite de transfert pratique à une valeur proche de 50%. De point de vue stabilité, on remarque que la marge Δp_{adm} pour la courbe compensée par l'augmentation de la tension de source est réduite, et elle est davantage réduite pour la courbe compensée par l'auto-transformateur. Ainsi, une faible augmentation de g basculera les courbes dans l'instabilité. Cependant, pour la courbe compensée avec un condensateur série, cette marge reste suffisamment large, donc accepte encore une augmentation de l'admittance g . Pour un fonctionnement sous tension optimale, la marge de puissance pour la courbe compensée en augmentant E est réduite (0.6-0.7 pu), et elle est encore plus faible pour celle compensée avec auto-transformateur (0.42-0.48 pu), mais elle est suffisamment large lorsqu'on compense une partie de la réactance de ligne (0-0.37) pu (Bien sur ces valeurs correspondent à une compensation de 0.2 pu!).

Conclusions importantes

1. Le réglage shunt permet d'augmenter la tension et la puissance transmise, mais le système devient très sensible lorsque on atteint la limite pratique, donc le système est moins robuste ;
2. Le réglage série par augmentation de la tension de source permet de régler la tension de charge et d'augmenter significativement la puissance transmise, mais le système devient très sensible lorsque on atteint la limite pratique. L'auto-transformateur permet de régler la tension et d'augmenter la puissance transmise, mais le système devient encore plus sensible à la limite de puissance transmise. Ainsi, pour les deux cas le système est moins robuste. La compensation d'une partie de la réactance de ligne augmente relativement la puissance transmise tout en maintenant une bonne robustesse du système.

2.7 Réglage de la tension par compensation de puissance réactive

Pour le réseau de la Figure. 2.3(a), supposant qu'un compensateur shunt de puissance réactive au jeu de barres de charge est installé pour régler la tension V (Figure. 2.13(a)). La charge maintenant absorbe une puissance active P_L et une puissance réactive Q_L et un courant \bar{I}_L sous tension \bar{V} . Le compensateur absorbe une puissance Q_C . Ainsi, la source voit une charge qui absorbe une puissance active $P = P_L$ et une puissance réactive $Q = Q_L + Q_C$.

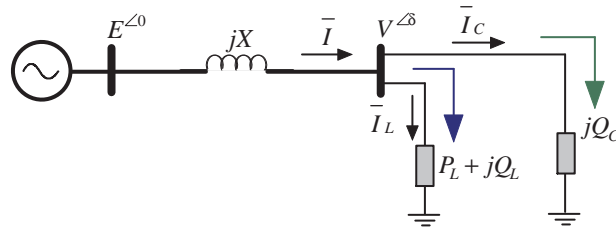
En reprenant les équations (2.12) et (2.13), on peut écrire que

$$P^2 + \left(Q + \frac{V^2}{X} \right)^2 = \left(\frac{EV}{X} \right)^2 \quad (2.33)$$

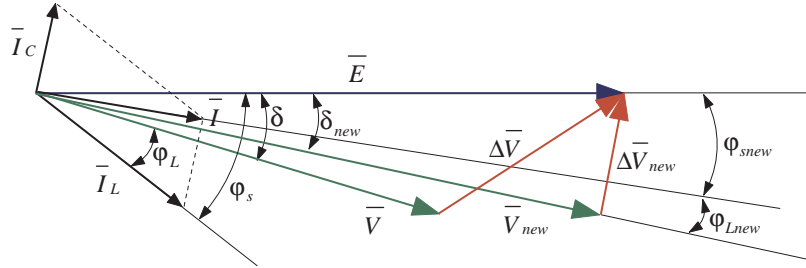
qui peut être reformulée comme

$$E^2 = \left(V + \frac{XQ}{V} \right)^2 + \left(\frac{XP}{V} \right)^2 \quad (2.34)$$

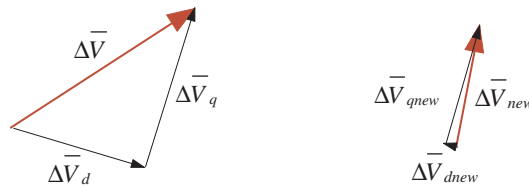
Cette équation montre qu'il est possible de choisir une puissance réactive Q , autrement dit une puissance Q_C afin régler la tension V à une valeur acceptable ou à la valeur de la tension de source E . Le diagramme vectoriel des tensions avant et après réglage de la tension est illustré sur la Figure. 2.13(b). D'après ce diagramme, on peut retenir les points suivants



(a) Insertion de compensateur de puissance réactive.



(b) Diagramme vectoriel des tensions et des courants avant et après réglage de la tension.



(c) Chutes de tension directe et en condraiture avant et après réglage de la tension.

FIGURE 2.13 – Réglage de la tension par compensation de puissance réactive au jeu de barres de charge.

1. La chute de tension est réduite après insertion du compensateur mais elle n'est pas nulle, et la tension de charge est maintenant égale à la tension de source.
2. Lorsque la tension de charge est égale à la tension de source, le facteur de puissance apparent de la charge devient AVANT, alors que celui de la source est toujours ARRIÈRE, mais amélioré;
3. L'angle de charge δ est réduit après réglage de la tension ;
4. Sur la Figure. 2.13(c) on peut remarquer que ce type de réglage réduit fortement la chute de tension directe, mais réduit moins la chute de tension en quadrature ;
5. Pour régler la tension de charge V à celle de la source E , la chute de tension directe devient négative.

Remarque importante

Le réglage de la tension ne signifie en aucun cas l'annulation de la chute de tension, elle est juste modifiée en module et en phase.

2.7.1 Cas particulier, correction du facteur de puissance

Pour un facteur de puissance unitaire, il faut que $Q = 0$, c'est-à-dire $Q_C = -Q_L$. Dans ce cas l'équation (2.34) devient

$$E^2 = V^2 + \left(\frac{XP}{V}\right)^2 = V^2 + \Delta V_q^2 \tag{2.35}$$

Cette équation montre qu'un facteur de puissance unitaire implique que la chute de tension directe est nulle. Elle montre aussi que la tension V a augmenté mais impossible qu'elle soit égale à E .

Conclusion

1. La correction du facteur ne veut pas dire forcément réglage de la tension, mais elle améliore souvent le niveau de tension ;
2. Avec un compensateur de puissance réactive, il est impossible d'avoir un réglage parfait de la tension avec un facteur de puissance unitaire.

2.7.2 Calcul de la puissance de réglage

Reprenant le réseau de la Figure. 2.13(a). Le calcul de la puissance réactive qui permet le réglage de la tension V revient à résoudre l'équation (2.34) pour la variable Q . Admettant, qu'on veut régler la tension de charge à une valeur V_0 pratiquement acceptable, $\pm 5\%E$, alors les puissances P et Q représentent les puissances active et réactive au jeu de barres de la charge. Ainsi, la puissance P représente la puissance active absorbée par la charge sous tension V_0 . La puissance $Q = Q_C + Q_L$ représente la somme des puissances réactives absorbées par la charge et le compensateur sous tension V_0 . En posant $V = V_0$, l'équation (2.34) se simplifie comme suit

$$Q^2 + \frac{2V_0^2}{X}Q + \frac{V_0^4 - E^2V_0^2}{X^2} + P^2 = 0 \quad (2.36)$$

Ainsi, le déterminant s'écrit comme

$$\Delta = 4\left(\frac{E^2V_0^2}{X^2} - P^2\right) > 0 \quad \text{si} \quad P < \frac{EV_0}{X} \quad (2.37)$$

On remarque que le déterminant est toujours positif tant que la puissance P reste inférieure à EV_0/X , qui est à peu près la puissance de court-circuit du réseau. Par ailleurs, puisque la puissance Q est une grandeur réelle, il n'y a pas de solutions si la puissance P est supérieure à cette limite. Les deux solutions de l'équation (2.36) vont s'écrire alors

$$Q_1 = -\frac{V_0^2}{X} + \sqrt{\frac{E^2V_0^2}{X^2} - P^2} \quad (2.38)$$

$$Q_2 = -\frac{V_0^2}{X} - \sqrt{\frac{E^2V_0^2}{X^2} - P^2} \quad (2.39)$$

Finalement, la puissance du compensateur sera égale à

$$Q_C = Q_1 - Q_L, \quad \text{ou} \quad Q_C = Q_2 - Q_L \quad (2.40)$$

Mais laquelle des deux valeurs est correcte de point de vue pratique ? Car mathématiquement les deux solutions permettent le réglage de la tension V à V_0 .

Afin d'illustrer la différence entre Q_1 et Q_2 sur le comportement du système, on va passer aux valeurs normalisées pour des raisons de simplification. On va supposer aussi que la charge est purement active, c'est-à-dire, $Q_L = 0$. Donc, en posant $E = 1$ pu, $X = 1$ pu, les deux solutions précédentes deviennent

$$q_1 = -v_0^2 + \sqrt{v_0^2 - p^2} \quad (2.41)$$

$$q_2 = -v_0^2 - \sqrt{v_0^2 - p^2} \quad (2.42)$$

Si on suppose un réglage de la tension de charge à celle de la source, la tension v_0 est égale à 1 pu, et les deux solutions sont réécrites

$$q_1 = -1 + \sqrt{1 - p^2} \quad (2.43)$$

$$q_2 = -1 - \sqrt{1 - p^2} = -2 - q_1 \quad (2.44)$$

Admettons une puissance de compensation q_c égale à q_1 ou q_2 , alors l'impédance équivalente entre la charge et le compensateur sera donnée par

$$\bar{z}_{eqL} = \frac{1}{p - jq_c} \quad (2.45)$$

L'impédance équivalente vue par la source est

$$\bar{z}_{eqs} = \bar{z}_{eqL} + j1 = \frac{1 + q_c + jp}{p - jq_c} \quad (2.46)$$

Ainsi, le courant absorbé par l'ensemble charge et compensateur sera donné par

$$\bar{i} = \frac{1}{\bar{z}_{eqs}} = \frac{p - jq_c}{1 + q_c + jp} \quad (2.47)$$

Le module et la phase de ce courant s'écrivent

$$i = \sqrt{\frac{p^2 + q_c^2}{(1 + q_c)^2 + p^2}}, \quad \varphi_i = \arctan\left(-\frac{q_c}{p}\right) - \arctan\left(\frac{p}{1 + q_c}\right) \quad (2.48)$$

La tension de charge v sera donnée par

$$v = \bar{z}_{eqL} \bar{i} = \frac{1}{1 + q_c + jp} \quad (2.49)$$

En module et phase

$$v = \frac{1}{\sqrt{(1 + q_c)^2 + p^2}}, \quad \delta_v = -\arctan\left(\frac{p}{1 + q_c}\right) \quad (2.50)$$

Or, on peut facilement vérifier que la phase du courant est égale simplement

$$\varphi_i = \arctan\left(\frac{q_c}{p}\right) \quad (2.51)$$

Ainsi, sachant que $\arctan(-x) = -\arctan(x)$, on peut facilement déduire que

$$\delta_v = 2 \times \arctan\left(\frac{q_c}{p}\right) = 2\varphi_i \quad (2.52)$$

Les figures suivantes illustrent le comportement du système en fonction de la solution q_c et de la puissance active p demandée. On remarque sur la Figure. 2.14 que les phases des tensions et des courants varient de manières très différentes entre les deux solutions q_1 et q_2 . A vide ($p = 0$), la phase de la tension de charge v égale à celle de la tension de source E pour $q_c = q_1$ et elle est égale -180° pour $q_c = q_2$. Pour le courant, la phase est égale à 0° pour q_1 et -90° pour q_2 . Au fur et à mesure que la charge augmente, on remarque que les phases des tension et courant augmentent pour atteindre -30° et -15° à une puissance $p = 0.5$ pu pour $q_c = q_1$, et elles diminuent à -150° et -75° pour $q_c = q_2$, comme le montre le diagramme vectoriel de la Figure. 2.15. Les phases des tensions et des courants se coïncident théoriquement à -90° et -45° lorsque la puissance p est égale 1 pu.

Le courant absorbé est représenté sur la Figure. 2.16. Ce courant est égal à 0 lorsque $p = 0$ et augmente progressivement pour atteindre 0.517 pu à une puissance de 0.5 pu pour $q_c = q_1$. Cependant, ce courant est égal 2 fois le courant de court-circuit pour $q_c = q_2$ à vide est décroît avec l'augmentation de la puissance pour atteindre 0.931 pu à $p = 0.5$ pu comme le montre aussi le diagramme vectoriel. On remarque aussi que les deux courants convergent vers la valeur de $\sqrt{2}$ à $p = 1$ pu.

Les puissances réactives sont représentées sur la Figure. 2.17. On peut remarquer que la puissance réactive absorbée par la réactance X de la ligne est partagée équitablement entre la source et le compensateur. Ainsi, plus q_c augmente plus la puissance réactive que doit générer la source augmente, et plus la ligne consomme du réactif. En effet, lorsque la puissance réactive du compensateur augmente, celui-ci absorbe plus de courant provoquant plus de consommation réactive dans la ligne, que le compensateur ne peut satisfaire sans l'apport de la source.

Au final, on peut expliquer le comportement du système en fonction des deux solutions q_1 et q_2 comme suit

L'équation (2.44) montre que la puissance réactive du compensateur q_2 est égale à 2 pu même si $p = 0$, ceci dit que le compensateur est connecté au jeu de barres de la charge sans qu'il n'y ait aucune charge, par

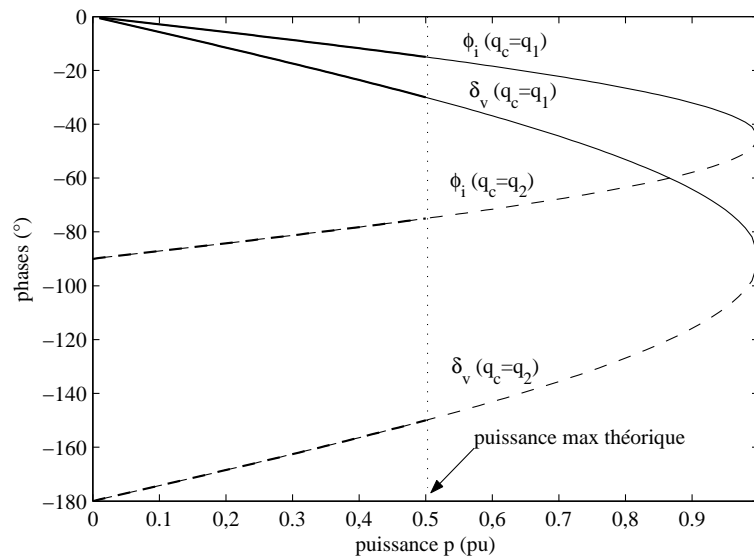


FIGURE 2.14 – Variation des phases de tension et de courant en fonction de la puissance absorbée p .

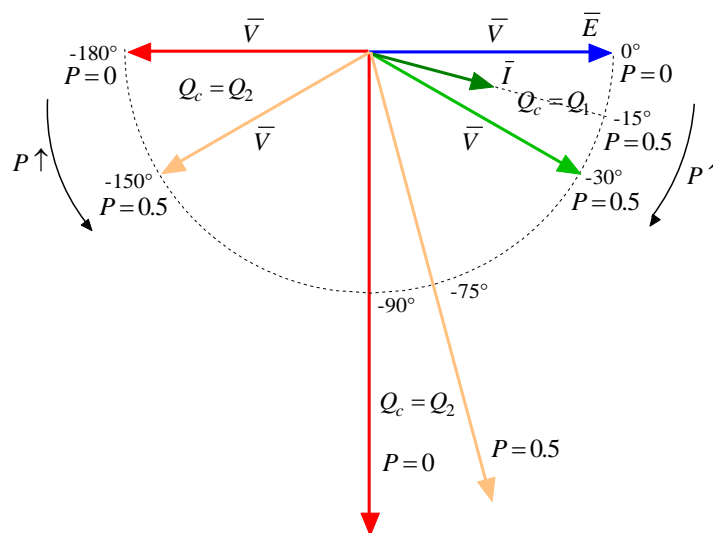


FIGURE 2.15 – Diagramme vectoriel des tensions et courants en fonction des solutions q_1, q_2 et de la puissance p .

conséquent le réseau alimente une charge purement capacitive, dont le courant et la tension en fonction de la puissance absorbée sont représentés sur la Figure. 2.18. Or d’ordinaire une telle charge provoque une surtension, et même un risque de résonance si son l’impédance s’approche de celle du réseau. Pour éviter cette surtension et fixer la tension $v = 1$, la réactance du compensateur doit être égale 1/2 de celle du réseau, et par conséquent le courant absorbé devient 2 fois le courant de cour-circuit du réseau, de même pour la puissance réactive du compensateur, ce qui n’est pas tolérable. La solution q_1 suppose qu’il n’y a pas de compensateur s’il n’y a pas de charge. Dans ce cas le courant absorbé est nul et par conséquent la tension $v = 1$. Donc, en conclusion, la solution q_2 doit être exclue. Par ailleurs, il faut éviter d’installer un compensateur à un jeu de barres non chargé.

La solution acceptable $Q = Q_1$ peut être simplifiée si on fait intervenir la puissance de court-circuit. En effet remplaçant X par E^2/S_{sc} dans (2.38) et faisant sortir S_{sc}^2 de la racine

$$Q = S_{sc} \left(-\frac{V_0^2}{E^2} + \sqrt{\frac{V_0^2}{E^2} - \frac{P^2}{S_{sc}^2}} \right) = S_{sc} \left(-v_0^2 + \sqrt{v_0^2 - p^2} \right) \tag{2.53}$$

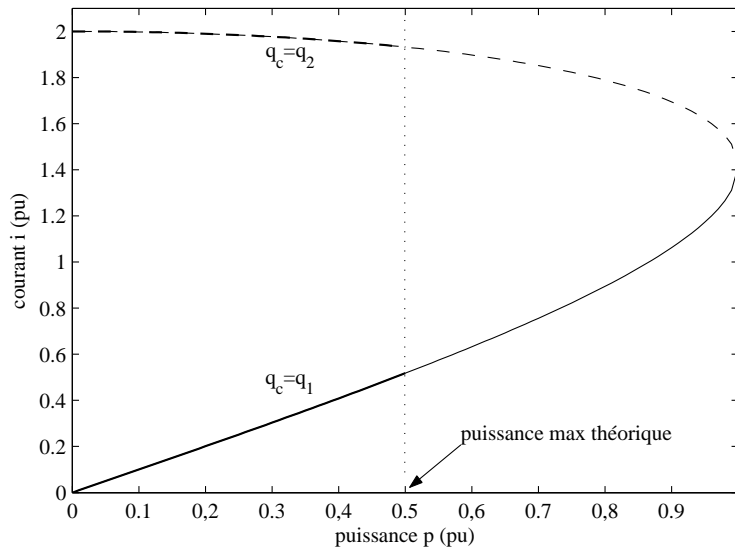


FIGURE 2.16 – Courant absorbé par l'ensemble charge-compensateur en fonction de la puissance p .

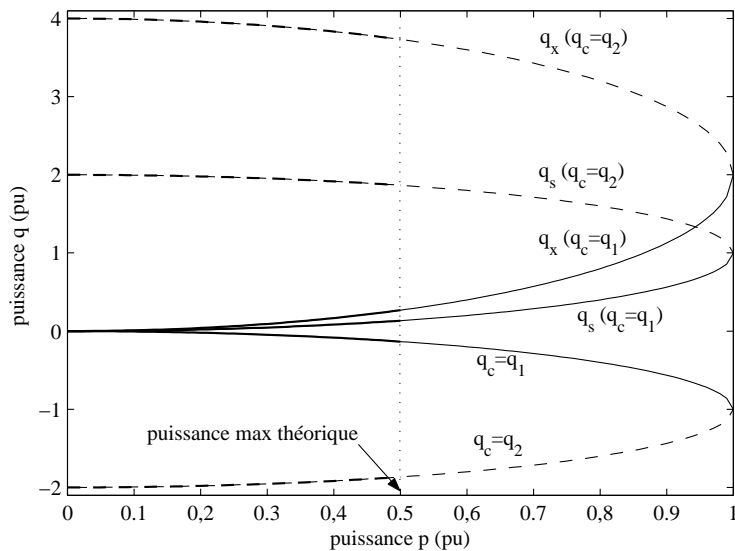


FIGURE 2.17 – Puissances réactives générées par le compensateur q_c , par la source q_s et absorbée par la réactance X , q_x en fonction de la puissance active p .

puisque $V_0/E = v$, $P/S_{sc} = p$. La puissance Q_C est maintenant déduite en prenant en compte le fait que $Q_L = qS_{sc}$ et $q = p \tan(\varphi)$

$$Q_C = S_{sc} \left(-v_0^2 + \sqrt{v_0^2 - p^2} - p \tan(\varphi) \right) \quad (2.54)$$

Finalement, en pu cette puissance sera simplement

$$q_C = -v_0^2 + \sqrt{v_0^2 - p^2} - p \tan(\varphi) \quad (2.55)$$

2.8 Réglage de la tension par compensation de la réactance de ligne

Le réglage de la tension à un jeu de barres charge peut être effectuée par compensation d'une partie de la réactance de ligne. Reprenons l'exemple précédent et supposons que la charge a besoin d'une puissance

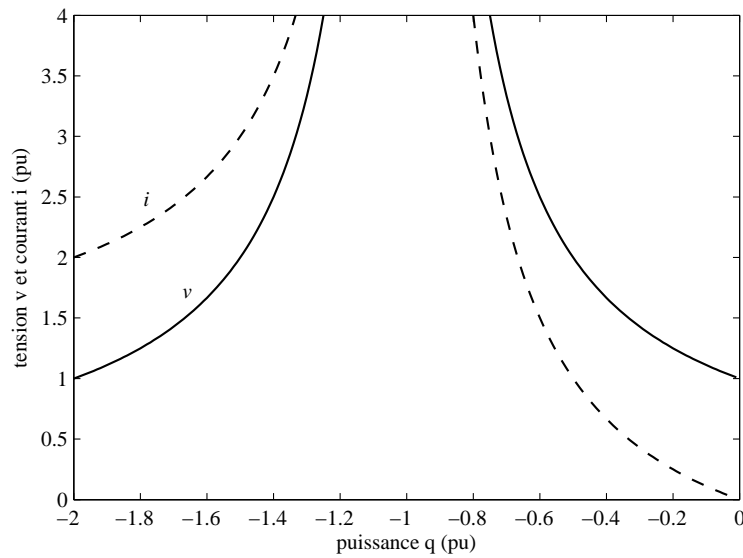
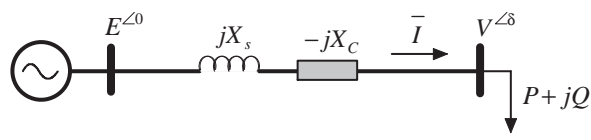
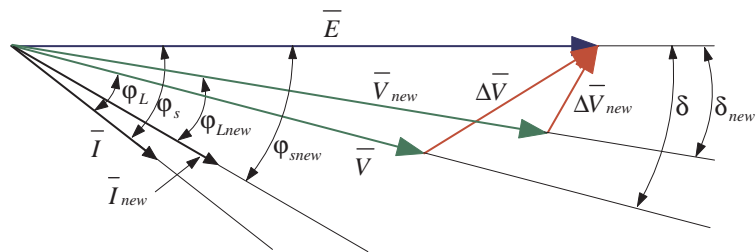


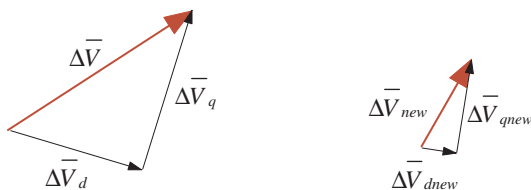
FIGURE 2.18 – Tension v et courant i en fonction de q_c pour une puissance $p = 0$, résonance à $q_c = -1$, c'est à dire à $X_c = X$.



(a) Compensation d'une partie de la réactance de ligne.



(b) Diagramme vectoriel des tensions et des courants avant et après réglage de la tension.



(c) Chutes de tension directe et en condature avant et après réglage de la tension.

FIGURE 2.19 – Réglage de la tension par compensation de la réactance de ligne.

active P et d'une puissance réactive Q , alors la réactance de ligne qu'il faut pour fournir la charge sous tension V sera donnée par la résolution de l'équation (2.34), mais cette fois pour X . Ainsi, cette équation peut être réécrite comme

$$X^2 + 2V^2 \frac{Q}{S^2} X + \frac{V^4 - E^2 V^2}{S^2} = 0 \quad \text{avec} \quad S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (2.56)$$

Il faut remarquer qu'en insérant un compensateur série la réactance de ligne devient $X = X_s - X_C$

$$\Delta = 4 \frac{V^2}{S^2} \left(\frac{Q^2}{S^2} V^2 + E^2 - V^2 \right) \quad (2.57)$$

Donc l'équation (2.56) admet des solutions positives si

$$S \neq 0 \quad \text{et} \quad \frac{Q^2}{S^2} V^2 > V^2 - E^2$$

Si ces deux conditions sont satisfaites, alors les deux solutions de (2.56) pour une tension souhaitée V_0 seront

$$X_1 = \frac{V_0}{S} \left(-\frac{V_0 Q}{S} + \sqrt{\frac{Q^2}{S^2} V_0^2 + E^2 - V_0^2} \right) \quad (2.58)$$

$$X_2 = \frac{V_0}{S} \left(-\frac{V_0 Q}{S} - \sqrt{\frac{Q^2}{S^2} V_0^2 + E^2 - V_0^2} \right) \quad (2.59)$$

$$X_1 = \frac{V_0^2}{S^2} Q \left(-1 + \sqrt{1 + \frac{E^2 - V_0^2 S^2}{V_0^2 Q^2}} \right) \quad (2.60)$$

$$X_2 = \frac{V_0^2}{S^2} Q \left(-1 - \sqrt{1 + \frac{E^2 - V_0^2 S^2}{V_0^2 Q^2}} \right) \quad (2.61)$$

Passant aux valeurs normalisées, avec rappelons le

$$V_0 = v_0 E, \quad S = s S_{sc}$$

et sachant

$$E^2 / S_{sc} = X_s, \quad Q / S = \sin(\varphi)$$

Les deux solutions sont simplifiées après un développement élémentaire comme

$$X_1 = X_s \left(-\frac{v_0^2}{s} \sin(\varphi) + \frac{v_0}{s} \sqrt{1 - v_0^2 \cos(\varphi)^2} \right) \quad (2.62)$$

$$X_2 = X_s \left(-\frac{v_0^2}{s} \sin(\varphi) - \frac{v_0}{s} \sqrt{1 - v_0^2 \cos(\varphi)^2} \right) \quad (2.63)$$

En remplaçant s par $p / \cos(\varphi)$ et sachant $\cos(\varphi) \sin(\varphi) = \sin(2\varphi) / 2$, les de réactances s'écrivent

$$X_1 = X_s \left[\frac{v_0^2}{p} \left(-\frac{\sin(2\varphi)}{2} + \cos(\varphi) \sqrt{\frac{1}{v_0^2} - \cos(\varphi)^2} \right) \right] \quad (2.64)$$

$$X_2 = X_s \left[\frac{v_0^2}{p} \left(-\frac{\sin(2\varphi)}{2} - \cos(\varphi) \sqrt{\frac{1}{v_0^2} - \cos(\varphi)^2} \right) \right] \quad (2.65)$$

En regardant ces solutions, on peut facilement exclure x_2 , car elle est négative, ce qui n'est pas normale puisqu'une réactance doit être positive. Donc, la réactance de la ligne doit être égale à X_1 . La réactance du compensateur série est alors

$$X_C = X_s - X_1 = X_s \left[1 - \frac{v_0^2}{p} \left(-\frac{\sin(2\varphi)}{2} + \cos(\varphi) \sqrt{\frac{1}{v_0^2} - \cos(\varphi)^2} \right) \right] \quad (2.66)$$

Finalement, en pu avec X_s comme base (1 pu);

$$x_C = 1 - \frac{v_0^2}{p} \left(-\frac{\sin(2\varphi)}{2} + \cos(\varphi) \sqrt{\frac{1}{v_0^2} - \cos(\varphi)^2} \right) \quad (2.67)$$

Pour le cas particulier d'un facteur de puissance unitaire

$$X_C = X_s \left(1 - \frac{v_0}{p} \sqrt{1 - v_0^2}\right), \quad x_C = 1 - \frac{v_0}{p} \sqrt{1 - v_0^2} \quad (2.68)$$

D'après cette équation, pour que la tension v soit égale à 1 pu, il faut que la réactance du compensateur soit égale à 1 pu, c'est-à-dire égale à x_s . En effet, en insérant une réactance capacitive en série avec x , l'admittance apparente de la charge augmente et la tension de charge v devient

$$v = \frac{1}{\sqrt{(g(1 - x_c))^2 + (1 + g(1 - x_c) \tan(\varphi))^2}} \quad (2.69)$$

D'après cette équation, on peut remarque que pour $x_c = 0$, la tension $v = 1$ uniquement lorsque $g = 0$, c'est-à-dire à vide. Remarque aussi, que la tension $v = 1$ quelque soit la charge si $x_c = 1$, mais ce cas n'est pas envisageable car il provoque une résonance de puissance comme on va le voir juste après. En outre, quelque soit l'admittance $g > 0$, la tension v est toujours inférieure à 1 pu tant que $\tan(\varphi)$ est positif.

La Figure. 2.20 illustre la réactance x_c qu'il faut pour régler la tension $v = 0.95$ pu pour différentes charges. On remarque que pour une charge purement active, cette réactance est nécessaire à partir de d'une puissance $p = 0.3$ pu. Pour des puissances inférieures, la tension v est supérieure à 0.95 pu, c'est pourquoi il n'est pas nécessaire d'insérer une compensation série. Plus la charge est réactive plus la tension chute pour des puissances inférieures plus on a besoins d'insérer une compensation série. Ainsi, pour une charge avec un $\tan(\varphi) = 0.3$ par exemple, la tension est sous 0.95 pu à partir d'une puissance $p = 0.12$ pu, d'où la nécessité de commencer à compenser à partir de ce point.

Les Figures. 2.21 et 2.22 montrent les courbes pv pour différentes réactance x_c pour une charge purement active et une charge inductive avec $\tan(\varphi) = 0.3$. Pour une charge active, on remarque que pour une tension v qui doit être supérieure ou égale à 0.95 pu, plus x_c augmente, plus la puissance p correspondante à cette tension augmente. On observe qu'il y a un phénomène de résonance lorsque pour des valeurs de x_c proche de 1. Les mêmes observations pour le cas d'une charge inductive. Cependant, dans ce cas, la charge absorbe moins de puissance pour la même tension et même réactance x_c , par ailleurs, il y a toujours une résonance pour x_c proche de 1 pu. Pour le cas ou $x_c = 1$ pu. Les deux courbes montre que la puissance tends vers l'infinie sous tension $v = 1$.

Conclusions

1. Avec un compensateur série seul, il est impossible que $v = 1$ pu, i.e., impossible de régler la tension de charge égale à la tension de source ;
2. Plus la réactance du compensateur x_c augmente, plus la puissance transmissible sous tension acceptable (0.95 pu) augmente. Mais cette puissance a des limites, c'est pourquoi, il n'est pas possible d'augmenter indéfiniment l'admittance de charge g ;
3. Il est impossible de compenser toute la réactance de ligne à cause de la résonance. On pratique, on peut aller au maximum à 80%.

2.9 Stabilité de la tension

La stabilité de la tension signifie la capacité du réseau à rétablir et maintenir un point d'opération stable après avoir fait l'objet d'une perturbation. Les tension post-perturbation en régime permanent aux différents jeux de barres sont à des niveaux acceptables.

L'instabilité de la tension signifie l'incapacité du réseau à maintenir un niveau de tension acceptable suite à une perturbation. Si cette instabilité persiste, elle finit par engendrer *effondrement*, *collapse* au jeu de barre instable, et cet effondrement peut être contagion en cas de non intervention de la protection.

Effondrement de la tension

L'effondrement de la tension (voltage collapse) est la phase transitoire durant laquelle le réseau progresse autour d'un point d'opération inacceptable, et qui finit souvent soit par un black-out total, soit par une séparation obligatoire de certaines zones du réseau.

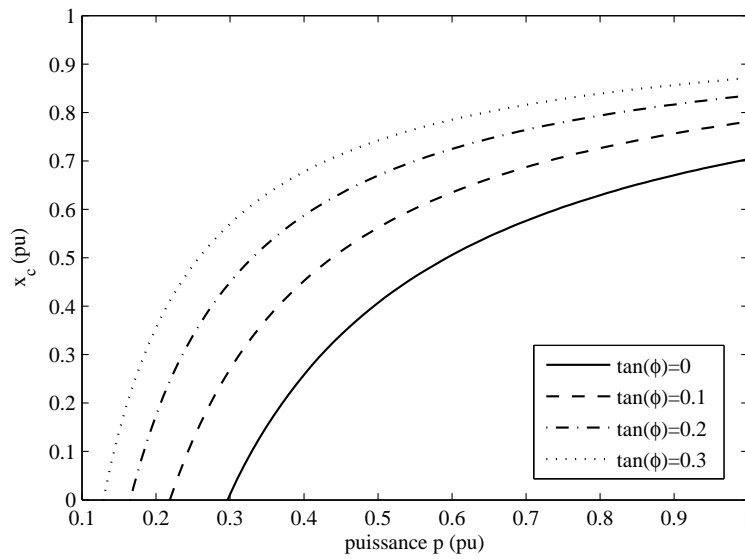


FIGURE 2.20 – Réactance capacitive x_c nécessaire pour régler la tension $v = 1$ pour différentes valeurs de $\tan(\varphi)$.

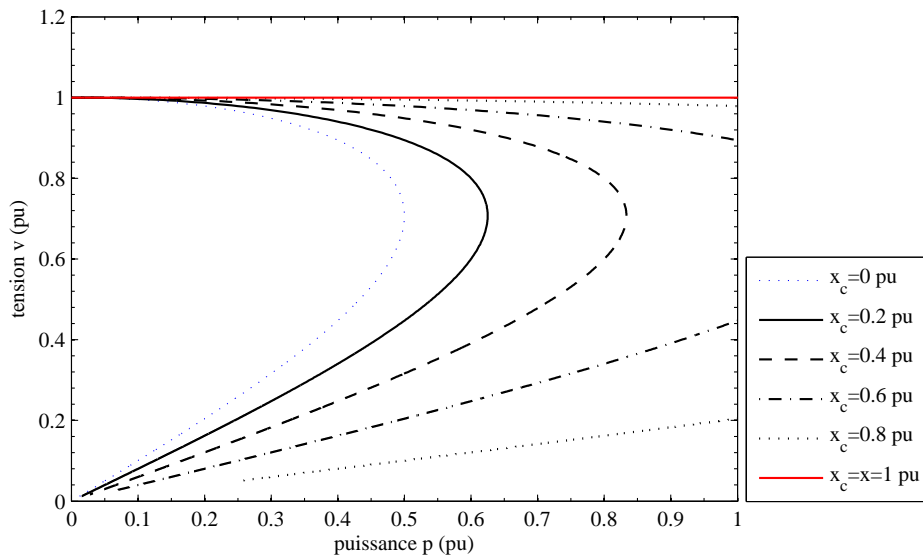


FIGURE 2.21 – Courbes pv pour différentes valeurs de la réactance x_c , pour une charge active ($\tan(\varphi) = 0$).

Classification des instabilité de la tension

Il y a deux types d'instabilité

Instabilité à long terme

Cette instabilité peut être de quelques dizaines de secondes à des heures. Elle se développe à partir d'un point du réseau suite à manque graduel de la puissance réactive demandée. Donc on peut dire que cette instabilité est à première vue la cause d'un déséquilibre entre la puissance réactive demandée et celle fournie. Cependant, la puissance active n'est pas en reste, car elle est aussi indirectement responsable. En effet, la majorité des charges connectées au réseau ont un facteur de puissance inductif, et par conséquent, une augmentation de puissance active engendre automatiquement une augmentation de la demande en puissance réactive, ainsi que les pertes dans les lignes. Comme les lignes ont des capacités de transport limitées par la puissance de court-circuit et la puissance active, il arrive que ces lignes ne puissent pas satisfaire la charge

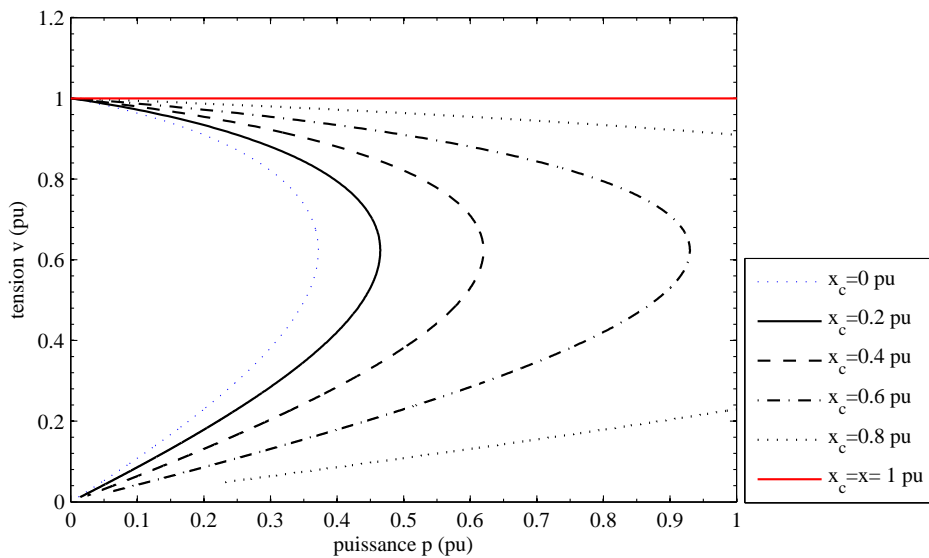


FIGURE 2.22 – Courbes pv pour différentes valeurs de la réactance x_c , pour une charge inductive ($\tan(\varphi) = 0.3$).

même s'il y a suffisamment de puissance réactive à la source. Dans certains cas le manque de puissance réactive est dû à un manque de production. Les dispositifs de production de puissance réactive comme les générateurs ou les systèmes FACTS peuvent fournir pendant quelques minutes plus que leurs puissances nominales pour maintenir l'équilibre. Cependant, si le manque persiste, la protection finit par intervenir pour éviter des dommages sur ces sources, ce qui accentue le déséquilibre et provoque inévitablement un effondrement de la tension.

Instabilité à court terme

Cette instabilité est très rapide, quelques secondes. Cette instabilité est généralement due à certaines charges ou équipements dont la puissance réactive suit une caractéristique spéciale, comme les moteurs à induction ou les systèmes de transmission HVDC.

Causes d'instabilité de la tension

Les principaux facteurs qui causent l'instabilité de la tension sont

- L'augmentation de la charge ;
- Redémarrage des charges après défaut ;
- Pertes réactive dans les lignes ;
- Perte de source de production de puissance réactive ;

2.10 Dynamique de charge et stabilité de la tension

Dans beaucoup de cas les charges sont contrôlées pour absorber leurs puissances nominales. Ainsi, en cas de chute de tension, la charge va essayer d'augmenter son admittance pour absorber plus de courant et ainsi, rétablir sa puissance. Nous allons voir dans cette section l'effet de la dynamique de la charge sur la stabilité de la tension, ainsi que l'apport des différents moyens de réglage précédemment exposés pour la stabilité de la tension.

2.10.1 Charge non compensée

Supposons une charge fonctionnant à un point donné sur la courbe pv et qui absorbe une puissance p_0 supposée différente de la puissance désirée p_1 . Si la charge en question est dotée d'un mécanisme de

contrôle qui doit rétablir la puissance p_1 et un temps T , ce mécanisme agira sur l'admittance de la charge selon le modèle suivant :

$$T \frac{dg}{dt} = p_1 - p \quad (2.70)$$

Supposons que la charge est purement active, alors

$$v = \frac{1}{\sqrt{g^2 + 1}}, \quad p = v^2 g \quad (2.71)$$

Remplaçant dans l'équation (2.70)

$$\frac{dg}{dt} = \frac{1}{T} \left(p_1 - \frac{g}{g^2 + 1} \right) \quad (2.72)$$

La solution de cette équation de la forme

$$g = \left(\frac{1}{T} \int p_1 - \frac{g}{g^2 + 1} \right) + g_0 \quad (2.73)$$

Avec g_0 l'admittance de la charge au point de fonctionnement p_0 . Cette dernière équation admet deux solutions stationnaires données par

$$g^* = \frac{1}{2p_1} \pm \sqrt{\frac{1}{4p_1^2} - 1} \quad (2.74)$$

L'équation (2.74) montre donc qu'il y a deux points de fonctionnement, ou bien deux points d'équilibre possible lorsque la puissance désirée p_1 est inférieure à 0.5 pu. Ces deux points se coïncident à $g = 1$, c'est à dire pour $p_1 = 1$ pu. Pour $p_1 > 0.5$ pu, les deux solutions sont complexes, chose insensée puisque l'admittance est une grandeur réelle positive. Donc, on peut dire qu'il n'y a pas de points d'équilibre pour une puissance demandée supérieure à 0.5 pu.

Pour illustrer cette dynamique de rétablissement de puissance, supposons une charge purement active absorbant une puissance $p_0 = 0.3$ pu. A l'instant $t = 20$ sec, le contrôle de puissance agit de sorte à augmenter la puissance à $p_1 = 0.4$ pu en un temps de 0.2 sec. Les admittances initiales possibles sont données en pu par

$$g_0 = \frac{1}{2p_0} \pm \sqrt{\frac{1}{4p_0^2} - 1} = 0.3333 \quad \text{ou} \quad 3 \quad (2.75)$$

Nous allons considérer les deux conditions initiales pour g , et nous allons effectuer les simulations suivantes (voir schéma bloc sur la Figure. 2.23.)

1. Point de fonctionnement initial stable, et une demande de puissance inférieure à 0.5 pu ;
2. Point de fonctionnement initial instable, et une demande de puissance inférieure à 0.5 pu ;
3. Point de fonctionnement initial stable, et une demande de puissance supérieure à 0.5 pu ;
4. Point de fonctionnement initial instable, et une demande de puissance supérieure à 0.5 pu ;

Les résultats de simulations sont données sur les Figures. 2.24, 2.25 et 2.26. D'abord, pour le premier cas, $g_0 = 0.3333 < 1$ pu, le système est situé sur la partie supérieure de la courbe pv , soit sur le point d'équilibre stable ($p_0 = 0.3, v_0 = 0.948$ pu). Face à la demande de puissance, la charge réagit en augmentant son admittance de 0.3333 à 0.5 pu à l'instante $t = 20$ sec et reste constante après 0.2 sec. Ainsi, le système atteint un nouveau point d'équilibre stable ($p_1 = 0.4, v_1 = 0.9$ pu).

Pour le deuxième cas, l'admittance initiale, $g_0 = 3 > 1$ pu, le système est situé sur la partie supérieure de la courbe pv , soit sur le point d'équilibre instable ($p_0 = 0.3, v_0 = 0.316$ pu). Dans ce cas la charge réagit en augmentant indéfiniment son admittance, et la tension ainsi que la puissance de charge s'effondrent. Ceci peut être expliqué par le fait qu'au point initiale, le courant absorbé est déjà très élevé pour une puissance de 0.3 pu, et par conséquent, la chute de tension est intolérable. En demandant plus de puissance, la charge réagit naturellement en augmentant son admittance g , ce qui augmentera le courant et accentuera d'avantage la chute de tension, et comme la puissance dépend du carré de la tension, elle chute à son tour au lieu d'augmenter et finit par s'effondrer.

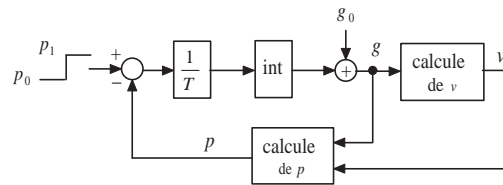


FIGURE 2.23 – Schéma de simulation de la dynamique de charge.

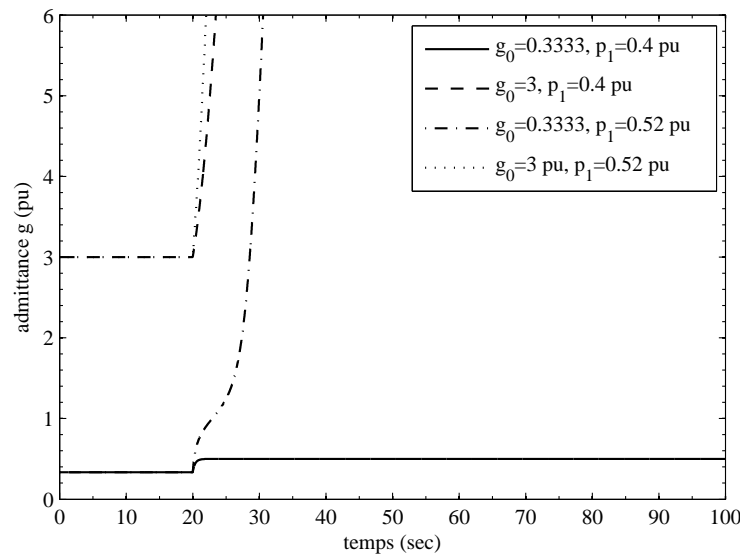


FIGURE 2.24 – Variation de l'admittance de charge en fonction de la demande de puissance et du point de fonctionnement initial.

Dans le troisième cas, le système fonctionne en un point d'équilibre stable, mais le contrôleur demande une puissance $p_1 = 0.52$ pu, supérieure à 0.5 pu, on remarque que la charge augmente son admittance à $g = 1$ pour atteindre le point un point de fonctionnement à la limite de stabilité, ($p = 0.5$, $v = 0.71$ pu), mais pour répondre à la demande de puissance, la charge augmente encore son admittance avec comme conséquence un basculement dans la partie instable de la courbe pv , la tension commence à chuter drastiquement, causant une chute de tension encore plus accentuée et le système finit par s'effondrer.

Finalement, pour le dernier cas, lorsque le système se trouve en un point de fonctionnement instable, l'augmentation de l'admittance de charge suite à une demande de puissance qui dépasse 0.5 pu, le système s'effondre comme le deuxième cas mais avec une cadence plus accentuée.

La Figure. 2.27 résume les différents cas traités ci-dessus. Si à l'instant de demander plus de puissance, le système se trouvait en un point a stable, c'est-à-dire sur la partie supérieure de la courbe pv , et que la puissance demandée reste inférieure à la puissance maximale théoriquement transmissible, alors le système se déplacera vers un autre point de fonctionnement a' toujours stable. Le système absorbe alors la puissance demandée mais sous tension légèrement inférieure. Cependant, si à l'instant de demander plus de puissance, le système se trouvait sur un point d'équilibre b instable, alors il se dirigera vers le point d'équilibre $(0,0)$, donc s'effondre, et ceci même si la puissance demandée est inférieure à 0.5 pu.

En conclusion, *pour que le système soit stable, il faut que la puissance augmente quand l'admittance augmente.*

2.10.2 Effets des différents moyens de réglage sur stabilité

Nous allons voir maintenant les effets des différents moyens de réglage de la tension sur la stabilité. Pour cela, on suppose une charge active qui fonctionne initialement en un point stable à $g_0 = 0.3333$ pu, et on considère une variation de charge sous forme $p_1 = 0.01t + p_0$. Les Figures. 2.28, 2.29 et 2.30 illustrent les réponses du système lorsqu'on introduit une compensation shunt à 20%, une élévation de 20% de la

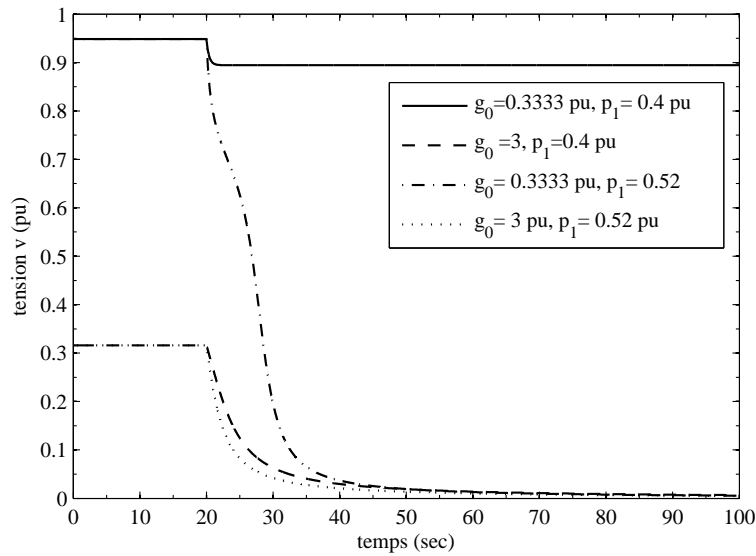


FIGURE 2.25 – Variation de la tension de charge en fonction de la demande de puissance et du point de fonctionnement initial.

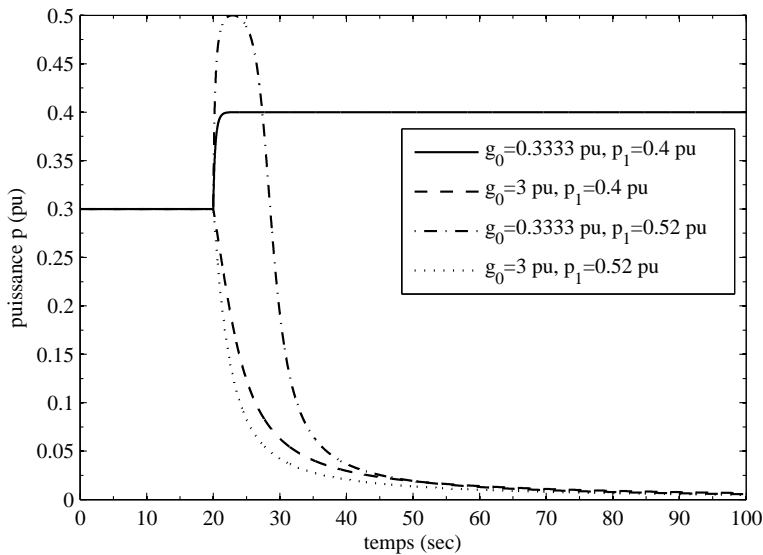


FIGURE 2.26 – Variation de la puissance de charge en fonction de la demande de puissance et du point de fonctionnement initial.

tension de source, une élévation de 20% de la tension de charge, et finalement, une compensation de 20% de la réactance de ligne (compensation série).

Les principales observations sont résumées dans le Tableau. 2.1. Avec l'augmentation de la tension de source, ainsi que l'augmentation de la tension de charge par auto-transformateur, l'admittance maximale de charge ne doit pas dépasser celle du réseau, soit 1 pu. Avec une compensation shunt, l'admittance maximale est encore plus faible et elle ne doit pas dépasser 0.76 pu. Avec un condensateur série, il est possible d'augmenter l'admittance de charge jusqu'à 1.25 pu, soit 25% de plus par rapport aux augmentations de E ou de V , et 65% de plus par rapport à la compensation shunt.

L'augmentation de l'admittance est plus rapide lorsqu'on augmente la tension de charge avec un auto-transformateur pour atteindre la puissance désirée, ce qui fait que la tension chute aussi rapidement. La puissance maximale possible est de 0.5 pu sous tension de 0.84 pu avec une admittance de 1 pu, signifie que ce type de réglage ne permet pas à la charge d'absorber des courants élevés.

Le condensateur série, fait que l'augmentation de l'admittance est moins rapide. La puissance maximale

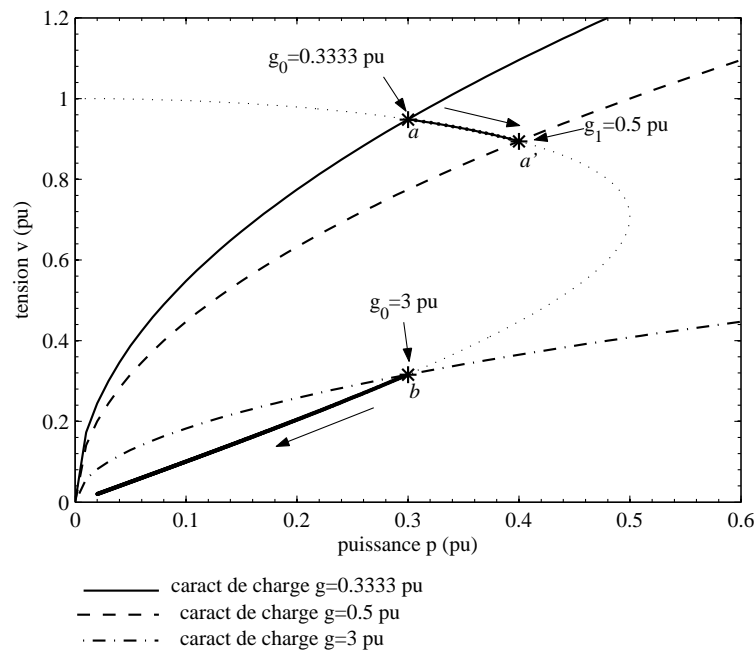


FIGURE 2.27 – Déplacement des points de fonctionnement sur la courbe pv en fonction de la demande de puissance et du point de fonctionnement initial.

TABLE 2.1 – Grandeurs critiques en pu pour différents moyens de réglage de la tension.

Moyen de réglage	Admittance critique	Tension critique	Puissance critique
Compensateur shunt	0.76	0.90	0.62
Augmentation de E	1.00	0.85	0.72
Augmentation de V	1.00	0.85	0.50
Compensateur série	1.25	0.71	0.62

étant de 0.62 pu sous tension de 0.71 pu, ce qui signifie que ce type de réglage supporte plus de chute de tension et par conséquent permet à la charge d'absorber des courants plus élevés.

Avec l'augmentation de la tension de source, la charge réduit son admittance au lieu de l'augmenter, et elle reste faible même lorsqu'on augmente relativement la demande de puissance. Ceci est dû au fait que lorsque la tension est relativement élevée pour des puissances relativement faibles, la charge n'a pas besoin de trop augmenter son admittance pour absorber plus de courant. Le même phénomène peut être observé lorsqu'on insère un compensateur shunt. Pour des puissances plus élevée, la charge commence à augmenter son admittance pour absorber plus de courant car la tension a commencer à chuter. Cette augmentation est plus rapide pour la compensation shunt, c'est pourquoi, la tension craque plus rapidement à 0.9 pu. Avec l'augmentation de E , l'admittance augmente moins rapidement est par conséquent la chute de tension aussi moins rapide, ce qui permet d'atteindre une puissance de 0.72 pu avant que la tension craque à son tours à 0.85 pu.

A la lumière des ces observations, on peut résumer les avantages et les inconvénients de ces différents réglages comme suit

Avantages d'une compensation shunt ;

1. Permet à la charge d'absorber des courants élevée ;
2. Permet à la charge d'absorber plus de puissance.

Inconvénients ;

1. Très sensible aux chutes de tension ;
2. Mauvaise robustesse.

Avantages d'une augmentation de la tension de source ;

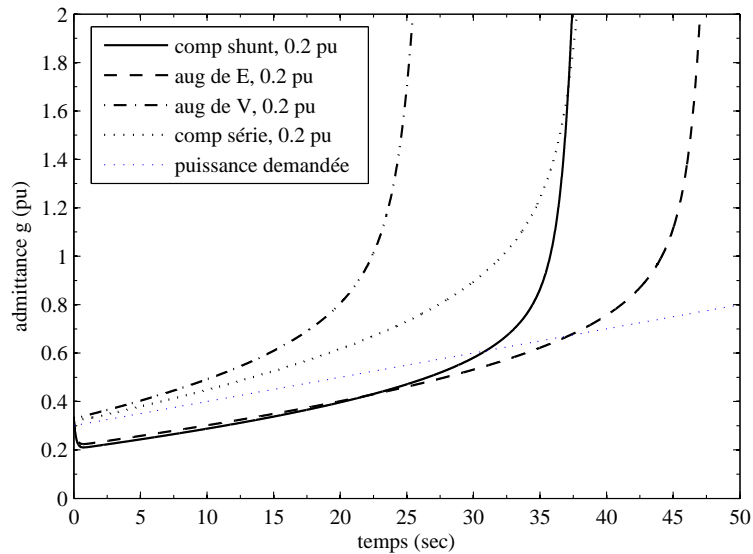


FIGURE 2.28 – Variation de l'admittance de charge en fonction de la puissance demandée.

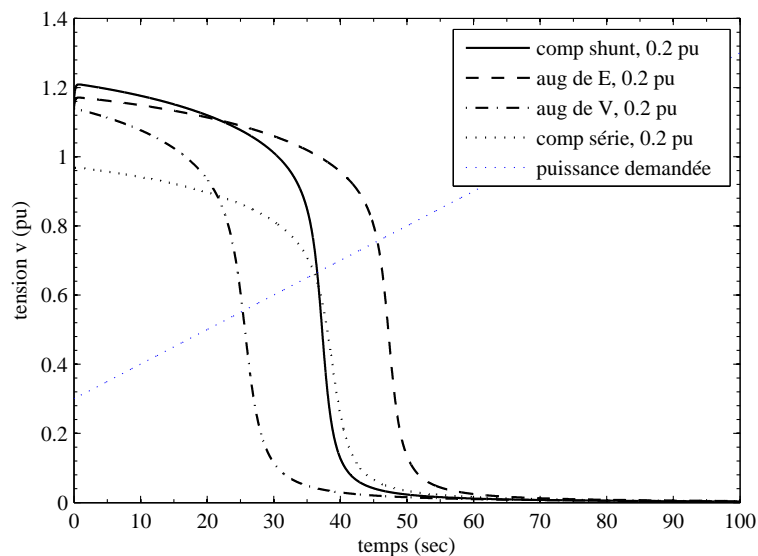


FIGURE 2.29 – Variation de la tension de charge en fonction de la puissance demandée.

1. Permet à la charge d'absorber des courants plus élevées ;
2. Permet à la charge d'absorber encore plus de puissance.

Inconvénients ;

1. Très sensible aux chutes de tension ;
2. Mauvaise robustesse.

Avantages d'une augmentation de la tension de charge par auto-transformateur ;

1. Permet à la charge d'augmenter relativement son courant ;
2. Permet à la charge d'absorber relativement plus de puissance.

Inconvénients ;

1. Trop sensible aux chutes de tension ;
2. Très mauvaise robustesse.

Avantages d'une compensation série ;

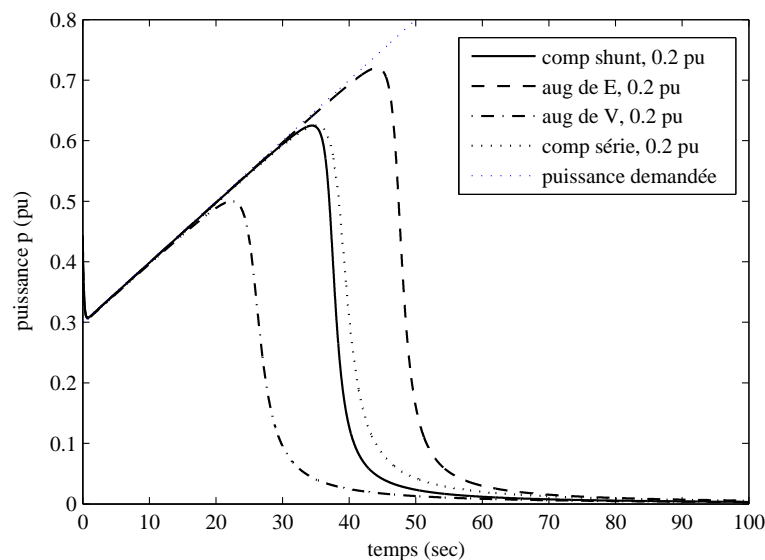


FIGURE 2.30 – Variation de la puissance de charge en fonction de la puissance demandée.

1. Permet à la charge d'absorber des courants encore plus élevés ;
2. Permet à la charge d'absorber plus de puissance ;
3. Moins sensible aux chute de tension ;
4. Bonne robustesse.

Inconvénients ;

1. Ne permet pas un bon réglage de tension pour des puissances élevées.

En résumé on peut dire pour la stabilité que

- Le compensateur shunt augmente le seuil de stabilité de la puissance mais réduit celui de la tension ;
- L'augmentation de la tension de source augmente également le seuil de stabilité de la puissance, mais réduit aussi celui de la tension ;
- L'augmentation de la tension de charge par un auto-transformateur n'augmente pas le seuil de stabilité de la puissance et réduit celui de la tension ;
- Le compensateur série augmente le seuil de stabilité de la puissance et augmente aussi le seuil de stabilité de la tension.

2.11 Plan globale de réglage de la tension

Dans les sections précédentes, on a vu les différents moyens mis en œuvre pour régler la tension. Néanmoins, en pratique, le contrôle et le réglage de la tension est souvent complexe nécessitant un concours et une coordinations de ces différents moyens selon un *plan global* bien établi et qui réparti sur trois étages comme le montre la Figure. 3.31.

2.11.1 Réglage primaire, Primary control

Le réglage primaire (RPT) est utilisé dans les réseaux afin de maintenir les tensions des générateurs égales à des valeurs prédéfinies par l'opérateur. Des régulateurs automatiques de tension (*Automatic voltage regulators AVR*) sont conçus agit immédiatement en cas de besoin sur l'excitation des alternateurs afin d'élever ou de baisser les tensions induites au stators. Le temps de réponse du réglage primaire est court, typiquement quelque fractions de secondes.

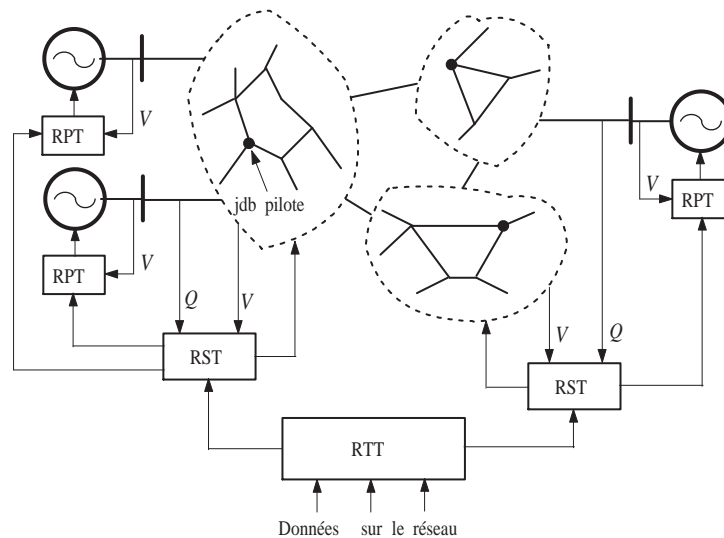


FIGURE 2.31 – Plan global de réglage de la tension.

2.11.2 Réglage secondaire, secondary control

Ce type de réglage (RST) est relativement plus lent (quelques secondes à 1 minute). Il sert à contrôler la tension au niveau régional afin d'isoler d'éventuelles perturbations du reste du réseau. Plusieurs zones de réglage peuvent ainsi être envisagées et elles sont censées être indépendantes. Dans chaque zone, les tensions aux *jeux de barres pilotes* doivent être maintenues à des niveaux acceptables. En générale, le RST agit aux niveaux des ces jeux de barres (postes) en actionnant les auto-transformateurs, les compensateurs. ...

2.11.3 Réglage tertiaire, Tertiary control

Le réglage tertiaire (RTT) est plus lent, généralement de 10 à 30 min. La méthode traditionnelle pour ce type de réglage consiste à prévenir et puis optimiser l'écoulement de puissance réactive dans le réseau. Les variables principales de cette optimisation sont les niveaux de tensions aux bornes des générateurs ou aux jeux de barres pilotes régionaux et les ordres de coupure ou de mise en service des dispositifs de contrôle de puissance réactive (comme les compensateurs aux différentes régions et/ou les alternateurs eux mêmes grâce à l'action sur l'excitation, i.e., RPT). Néanmoins, lorsque ces moyens ne suffisent pas à combler une demande forte de puissance réactive, des mesures 'drastiques' peuvent être prise par RTT allant jusqu'à l'isolation de la partie ou de la région dont l'évolution de la tension est jugée dangereuse sur le reste du réseau.

2.12 Points à retenir

On a essayer dans ce chapitre de traiter le problème du réglage de la tension de manière exhaustive. Cependant les points importants à noter sont :

1. D'abord, il y a un lien très fort entre le niveau de la tension et la demande en puissance réactive ; Celle-ci n'est pas la seule mais la principale cause des variations de tension ;
2. Le réglage de la tension est réalisé par différents moyens shunt et série qui agissent principalement sur la puissance réactive. Chaque moyen de réglage a des avantages et des inconvénients ;
3. La stabilité de la tension est affectée par la puissance réactive, et les moyen de son réglage. Un mauvais réglage a des conséquences qui peuvent aller jusqu'à l'effondrement de la tension ;
4. En pratique, le réglage de la tension est une tâche complexe qui nécessite le concours des différents moyens selon un plan bien défini.

Régimes du neutre
Neutral earthing systems

Dans un système triphasé, il y a trois tensions simples mesurées par rapport à un point commun dit 'point neutre', dont le potentiel est *normalement nul*. Ce point neutre est d'habitude le point commun entre trois enroulements montés en étoile, et il peut être sorti ou non, distribué ou non. En général, le neutre est toujours distribué en basse tension, mais rarement en moyenne tension.

Le point neutre peut être relié ou non à la terre. On parle alors de *régime du neutre*. La mise à la terre du neutre est souvent réalisée au niveau des postes.

En plus de l'architecture du réseau, le régime du neutre est un facteur déterminant pour la sécurité d'alimentation (continuité de service), la protection du réseau et le personnel.

3.1 Potentiel du neutre

Soit, le réseau de la Figure. 3.1 constitué de quatre fils (trois phases et un neutre). Les paramètres transversaux de ce réseau sont représentés par les capacités de fuite C_1 , C_2 et C_3 qu'on suppose identique, et des résistances de fuite suffisamment élevées pour négliger leurs effets. Les autres paramètres sont

\bar{Z}_{NT}	Impédance de mise à la terre du neutre ;
\bar{Z}_F	Impédance de défaut ;
r_N	Résistance de la prise de terre du neutre ;
\bar{I}_F	Courant de défaut ;
\bar{V}_k ($k = a, b, c$)	Tension phase-neutre ;
\bar{V}_{kT} ($k = ab, c$)	Tension de phase-terre ;
\bar{V}_{kF} ($k = a, b, c$)	Tension phase-terre de la phase en défaut ;
\bar{V}_{TF}^k ($k = a, b, c$)	Tension phase-terre des phases saines.

Supposons un défaut entre la phase a et la terre à travers une impédance de défaut \bar{Z}_F . Le courant de défaut à travers cette impédance passera par l'impédance de mise à la terre du neutre et les capacités entre les phases et la terre. Ainsi on peut établir l'équation suivante

$$\bar{I}_F = \bar{I}_C + \bar{I}_R + \bar{I}_{NT} \quad (3.1)$$

Rappelons que les résistances de fuite sont tellement élevées que le courant \bar{I}_R peut être négligé. Pour les autres courants on peut écrire

$$\bar{I}_F = \frac{\bar{V}_{aT}}{\bar{Z}_F}, \quad \bar{I}_C = -jC\omega\bar{V}_{aT} - jC\omega\bar{V}_{bT} - jC\omega\bar{V}_{cT} \quad \text{et} \quad \bar{I}_{NT} = -\frac{\bar{V}_{NT}}{\bar{Z}_{NT}} \quad (3.2)$$

Avec

$$\bar{V}_{aT} = \bar{V}_a + \bar{V}_{NT}, \quad \bar{V}_{bT} = \bar{V}_b + \bar{V}_{NT}, \quad \text{et} \quad \bar{V}_{cT} = \bar{V}_c + \bar{V}_{NT} \quad (3.3)$$

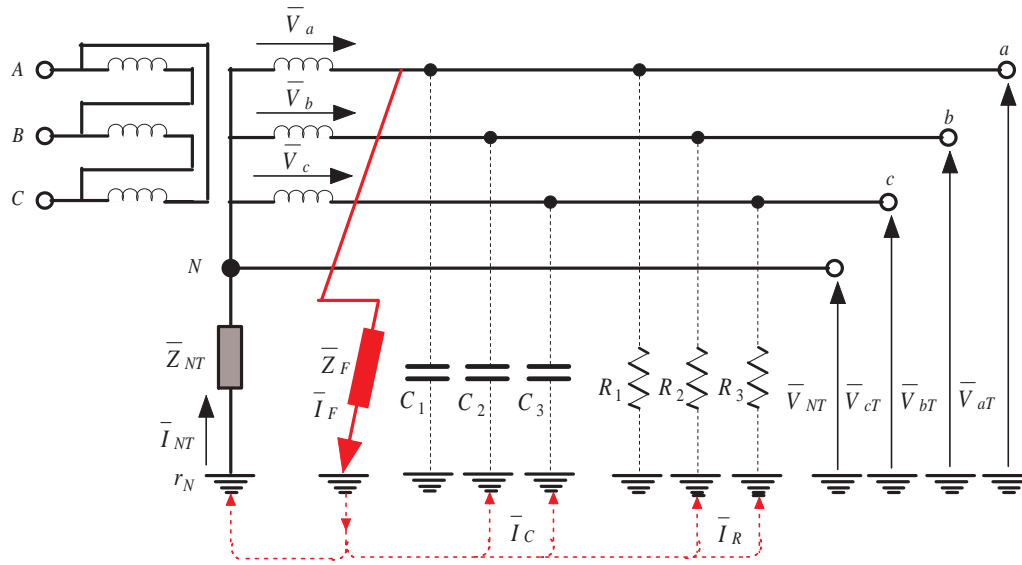


FIGURE 3.1 – Schéma d'un réseau électrique.

Faisant intervenir l'opérateur de rotation $a = e^{j2\pi/3}$, l'équation 3.2 est réécrite comme suit

$$\bar{I}_F = \frac{\bar{V}_a}{\bar{Z}_F} + \frac{\bar{V}_{NT}}{\bar{Z}_F}, \quad \bar{I}_C = -jC\omega(\bar{V}_a + \bar{V}_{NT} + a^2\bar{V}_a + \bar{V}_{NT} + a\bar{V}_a + \bar{V}_{NT}) \quad \text{et} \quad \bar{I}_{NT} = -\frac{\bar{V}_{NT}}{\bar{Z}_{NT}} \quad (3.4)$$

Sachant que $1 + a + a^2 = 0$, alors

$$\bar{I}_C = -3jC\omega\bar{V}_{NT} \quad (3.5)$$

Ainsi, compte tenu de l'équation (3.1), on peut établir que le potentiel du point neutre par rapport à la terre

$$\bar{V}_{NT} = -\frac{\bar{Z}_{NT}}{\bar{Z}_{NT} + \bar{Z}_F + 3jC\omega\bar{Z}_{NT}\bar{Z}_F}\bar{V}_a \quad (3.6)$$

De manière générale si une phase k est en défaut phase-terre, alors le neutre est *déplacé*, et il est désormais porté à un potentiel par rapport à la terre

$$\bar{V}_{NT} = -\frac{\bar{Z}_{NT}}{\bar{Z}_{NT} + \bar{Z}_F + 3jC\omega\bar{Z}_{NT}\bar{Z}_F}\bar{V}_k \quad (3.7)$$

Le courant entre le neutre et la terre est

$$\bar{I}_{NT} = -\frac{\bar{V}_{NT}}{\bar{Z}_{NT}} = \frac{\bar{V}_k}{\bar{Z}_{NT} + \bar{Z}_F + 3jC\omega\bar{Z}_{NT}\bar{Z}_F} \quad (3.8)$$

Finalement, le courant de défaut

$$\bar{I}_F = \frac{\bar{V}_k + \bar{V}_{NT}}{\bar{Z}_F} = \frac{\bar{V}_k}{\bar{Z}_F} \left[1 - \frac{\bar{Z}_{NT}}{\bar{Z}_{NT} + \bar{Z}_F + 3jC\omega\bar{Z}_{NT}\bar{Z}_F} \right] \quad (3.9)$$

Remarque : Le potentiel du neutre est aussi donné par

$$\bar{V}_{NT} = -\bar{Z}_{NT}\bar{I}_{NT} \quad (3.10)$$

Ainsi, en l'absence de défaut, $\bar{I}_{NT} = 0 \Rightarrow \bar{V}_{NT} = 0$ et les tensions phase-terre sont simplement égales aux tensions phase-neutre.

3.2 Analyse des différents régimes du neutre

Selon la valeur et la nature de l'impédance \bar{Z}_{NT} , on peut distinguer cinq types de mise à la terre du neutre :

1. Neutre isolé ou fortement impédant, ($Z_{NT} = \infty$);
2. Neutre directement mis à la terre, ($Z_{NT} = 0$);
3. Neutre mis à terre à travers une résistance, ($\bar{Z}_{NT} = R$);
4. Neutre mis à la terre à travers une réactance inductive (inductance), ($\bar{Z}_{NT} = jL\omega$);
5. Neutre mis à la terre à travers une inductance accordée.

3.2.1 Neutre isolé

Soit il n'existe aucune liaison électrique entre le point neutre et la terre, à l'exception des appareils de mesure ou de protection, soit l'impédance \bar{Z}_{NT} est très élevée (Figure. 3.2). Dans ce cas de figure le potentiel du neutre peut être déduit de l'équation (3.7) tout simplement comme

$$\bar{V}_{NT} = -\bar{V}_k \quad (3.11)$$

C'est-à-dire : *Le potentiel du point neutre par rapport à la terre est égal au potentiel de la phase en défaut par rapport au neutre.*

Il n'y a aucun courant entre la terre et le neutre ($\bar{I}_{NT} = 0$) est par conséquent, le courant de défaut sera égal au courant capacitif

$$\bar{I}_F = \bar{I}_C = -3jC\omega\bar{V}_{NT} \Rightarrow \bar{I}_F = 3jC\omega\bar{V}_k \quad (3.12)$$

Finalement, les tensions phase-terre deviennent en cas de défaut

$$\begin{aligned} \bar{V}_{kT}^F &= \bar{V}_k + \bar{V}_{NT} = 0 \quad (\text{Si } k \text{ est la phase en défaut}) \\ \bar{V}_{kT}^F &= \bar{V}_k + \bar{V}_{NT} \Rightarrow V_{kT}^F = \sqrt{3}V_k \quad (\text{pour les autres phases}) \end{aligned} \quad (3.13)$$

Donc, *si la phase k est en défaut à la terre, sa tension par rapport à la terre devient nulle, et les tensions par rapport à la terre sur les phases saines deviennent des tensions composées.*

Conclusions à retenir

Pour régime à neutre isolé, on peut observer deux points important

1. Le courant de défaut est nul ou négligeable (il se résume au courant capacitif);
2. Les potentiel par rapport à la terre des phases saines sont multipliées par $\sqrt{3}$.

Le premier point peut être interprété comme un avantage pour ce type de régime. En effet, même s'il y a un défaut d'isolement à la terre, le courant résultat est sans conséquences même si le défaut persiste pendant une longue durée notamment s'il s'agit d'une ligne aérienne. Pour les câbles, le courant de défaut peut atteindre quelques ampères par kilomètre, mais reste quant même sans conséquence sur fonctionnement de la ligne. Vu la faible amplitude des courants de défaut pour ce régime, la protection contre les surintensités ne risque pas d'intervenir, ce qui permet une continuité de service pendant le défaut, ce qui est en soit un avantage important. Néanmoins, il est impératif de surveiller en permanence le niveau d'isolement par rapport à la terre. En effet, si un premier défaut d'isolement phase-terre n'est pas éliminé alors qu'un autre défaut d'une deuxième phase à la terre s'est produit, alors un court-circuit biphasé se produit et son intensité ne sera limitée que par les impédances de défaut. Dans ce cas la protection doit impérativement intervenir pour isoler les parties en défaut. Ceci dit qu'il faut éliminer immédiatement le premier défaut pour assurer une continuité de service. Il y a deux méthodes utilisées à cet effet :

- La surveillance d'isolement par un Contrôleur permanent d'isolement (CPI), Insulation monitoring device (IMD) (Figure. 3.2) : Son rôle consiste à surveiller l'isolation des phases et de donner l'alerte dès qu'il y a défaut;
- La surveillance du déplacement du point neutre : son rôle est de surveiller le déplacement du point neutre et de donner l'alerte lorsque ce déplacement dépasse un certain seuil.

Le deuxième point est l'inconvénient majeur de ce type de régime car, il provoque des surtensions (par rapport à la terre) sur les phases saines. Ceci provoquera à terme des dommages sur les isolants, et augmentera la probabilité d'un deuxième défaut.

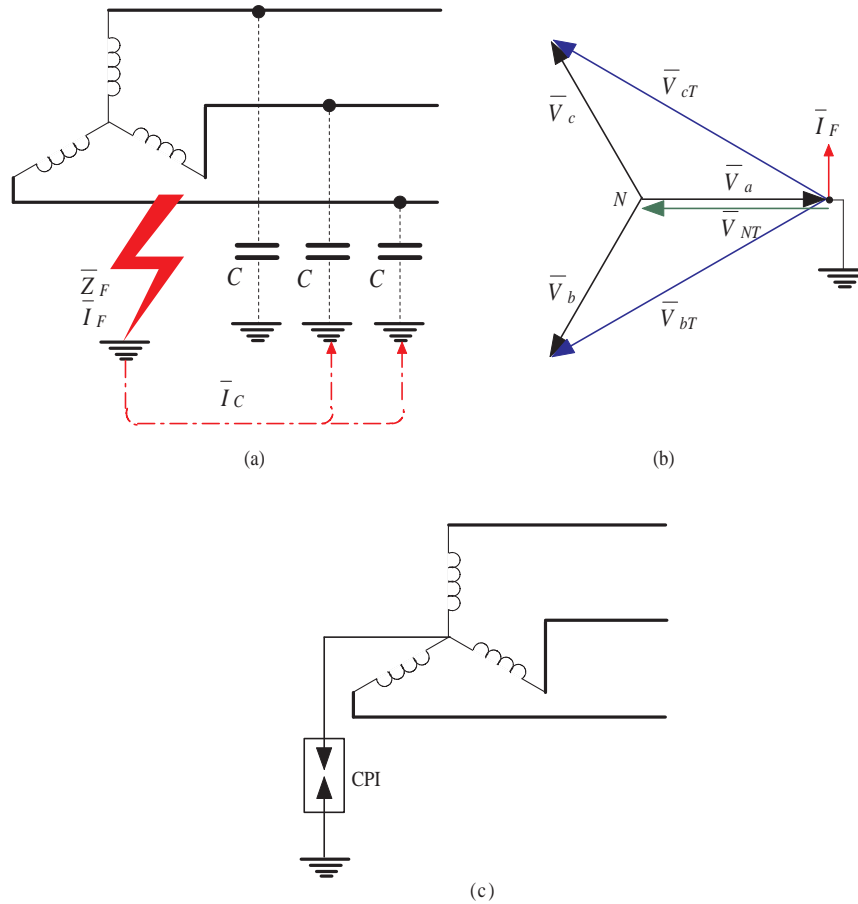


FIGURE 3.2 – Neutre isolé. (a) : Courant de défaut, (b). Diagramme vectoriel, (c). Contrôle d’isolement.

3.2.2 Neutre directement mis à la terre

Le neutre est mis à la terre directement sans aucune impédance sauf celle de la liaison elle-même qu’on suppose négligeable, c’est-à-dire $Z_{NT} = 0$ (Figure. 3.3). Dans ce cas de figure le potentiel du neutre, d’après (3.7)

$$\bar{V}_{NT} = 0 \tag{3.14}$$

Donc le potentiel du point neutre par rapport à la terre est nul.

Le courant terre-neutre sera égal au courant de défaut car le courant capacitif est négligeable

$$\bar{I}_F = \bar{I}_{NT} = \frac{\bar{V}_{kT}}{Z_F} = \frac{\bar{V}_k}{Z_F} \tag{3.15}$$

Finalement, les tensions phase-terre deviennent en cas de défaut

$$\begin{aligned} \bar{V}_{kT}^F &= \bar{V}_k + \bar{V}_{NT} = \bar{V}_k \quad (\text{Si } k \text{ est la phase en défaut}) \\ \bar{V}_{kT}^F &= \bar{V}_k + \bar{V}_{NT} = \bar{V}_k \quad (\text{pour les autres phases}) \end{aligned} \tag{3.16}$$

Conclusions à retenir

Pour un neutre directement mis à la terre, si une phase est en défaut à la terre

1. Le courant de défaut n’est limité que par l’impédance de défaut, et si cette impédance est faible alors le courant de défaut est très élevé (court-circuit);
2. Le point neutre n’est pas déplacé et les tensions phase-terre ne sont pas changées.

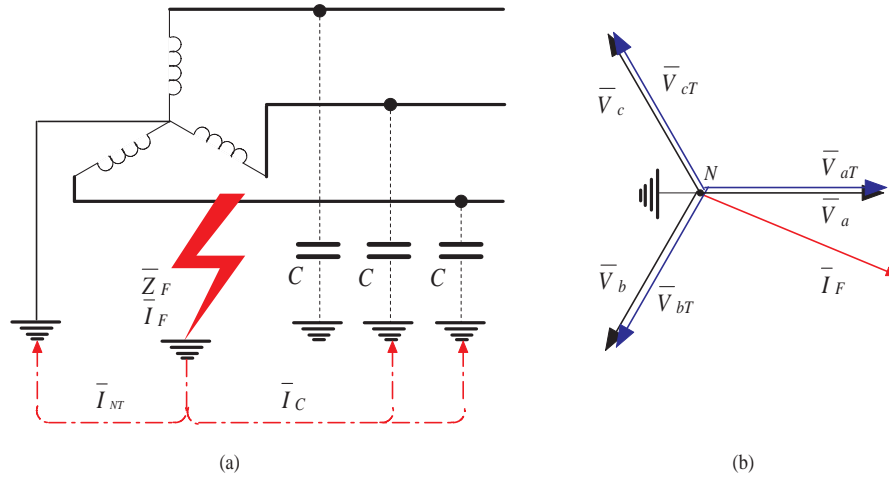


FIGURE 3.3 – (a). Neutre mis directement à la terre, (b). Diagramme vectoriel.

Contrairement au neutre isolé, il ne peut y avoir continuité de service pour cet type régime dès qu'il y a défaut à la terre. En effet, l'amplitude du courant de défaut déclenchera immédiatement la protection contre les surintensités. Néanmoins, il faut noter que ce régime favorise la protection, en plus, il est très facile de détecter un défaut phase-terre à travers la liaison neutre-terre comme on le verra dans le chapitre 4.

3.2.3 Neutre mis à la terre à travers une résistance

Pour ce type de régime, le neutre est mis à la terre à travers une résistance R_{NT} afin de limiter le courant de défaut. Il y a deux façon de réaliser cette mise à la terre ; soit directement par la résistance, soit à travers un transformateur monophasé dont le secondaire est fermé sur le résistance R_{NT} (Figure. 3.4) Toujours par l'équation (3.7), le potentiel du neutre est

$$\bar{V}_{NT} = -\frac{R_{NT}}{R_{NT} + \bar{Z}_F + 3jC\omega R_{NT}\bar{Z}_F} \bar{V}_k \quad (3.17)$$

Le courant neutre-terre

$$\bar{I}_{NT} = -\frac{\bar{V}_{NT}}{R_{NT}} \quad (3.18)$$

Le courant capacitif

$$\bar{I}_C = -3jC\omega \bar{V}_{NT} \quad (3.19)$$

Ainsi, le courant de défaut sera égale à

$$\bar{I}_F = \bar{I}_{NT} + \bar{I}_C = -\frac{\bar{V}_{NT}}{R_{NT}} - 3jC\omega \bar{V}_{NT} \quad (3.20)$$

Si la phase k est en défaut à la terre, son potentiel par rapport à la terre devient

$$\bar{V}_{kT}^F = \bar{V}_k + \bar{V}_{NT} = \bar{V}_k \left[1 - \left(\frac{1}{1 + \frac{\bar{Z}_F}{R_{NT}} + jC\omega \bar{Z}_F} \right) \right] \approx \bar{V}_k \left[1 - \left(\frac{1}{1 + \frac{\bar{Z}_F}{R_{NT}}} \right) \right] \quad (3.21)$$

Pour les phases saines, le potentiel par rapport à la terre dépendra de \bar{V}_{NT} .

Cas d'un défaut franc

Pour un défaut franc ($Z_F = 0$), on peut déduire des équations (3.17), (3.20) et (3.21) que :

$$\bar{V}_{NT} = -\bar{V}_k, \quad \bar{I}_F = \bar{V}_k \left(\frac{1}{R_{NT}} + 3jC\omega \right)$$

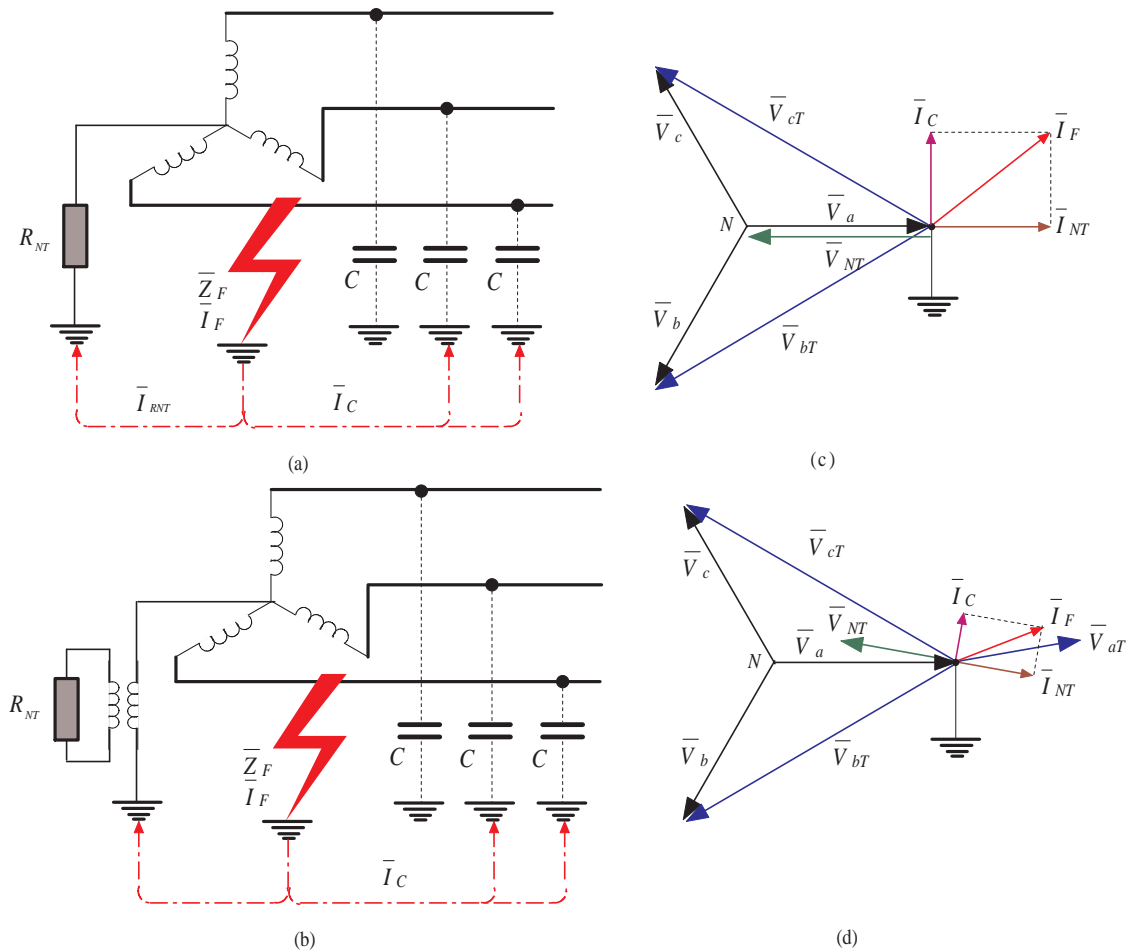


FIGURE 3.4 – (a). Neutre mis à la terre à travers une résistance, (b). Mis à la terre par une résistance au secondaire d’un transformateur monophasé, (c). Diagramme vectoriel pour un défaut franc, (d). Diagramme vectoriel pour un défaut impédant.

$$\begin{aligned} \bar{V}_{kT}^F &= \bar{V}_k + \bar{V}_{NT} = 0 \quad (\text{Si } k \text{ est la phase en défaut}) \\ \bar{V}_{kT}^F &= \bar{V}_k + \bar{V}_{NT} \Rightarrow V_{kT}^F = \sqrt{3}V_k \quad (\text{pour les autres phases}) \end{aligned}$$

Conclusions à retenir

Dans un régime où neutre mis à la terre à travers une résistance, le courant de défaut est limité et les surtensions sont moins importantes ; Néanmoins la continuité de service n’est pas toujours garantie, et il faut éliminer toujours le premier défaut.

En peut dire qu’il l’objectif premier est de limiter les courants de défaut. En pratique, le dimensionnement de la résistance de mise à la terre doit limiter le courant de défaut à la terre entre 15 et 50 A si le réseau est destiné à alimenter une installation industrielle (à cause des machines tournantes). Par ailleurs, il faut que le courant dans la résistance de mise à la terre soit égale 2 fois le courant capacitif. Dans un réseau de distribution, ce courant peut prendre des valeurs plus élevées (100 à 300 A).

Neutre non accessible

Dans le réseau électrique, le neutre n’est pas forcément accessible (cas d’un coulage en Delta par exemple). Dans ce cas, si besoin, il est possible de créer un *neutre artificiel* par un transformateur Y/Δ dont le primaire est mis à la terre. La résistance de mise à la terre est alors soit insérée dans cette liaison ou au secondaire comme le montre la Figure. 3.5.

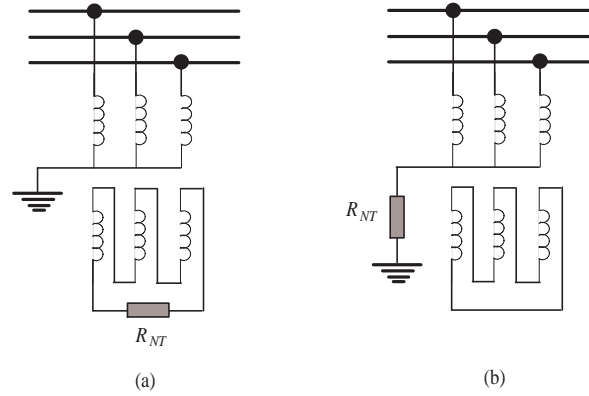


FIGURE 3.5 – Mise à la terre artificiel à travers une résistance.

3.2.4 Neutre mis à la terre à travers une inductance

Pour ce type de régime, le neutre est mis à la terre à travers une résistance L_{NT} afin de limiter le courant de défaut (Figure. 3.6). On peut toujours déterminer le potentiel du point neutre par l'équation (3.7) comme

$$\bar{V}_{NT} = -\frac{jX_{NT}}{jX_{NT} + \bar{Z}_F - 3C\omega X_{NT}\bar{Z}_F} \bar{V}_k, \quad X_{NT} = L_{NT}\omega \quad (3.22)$$

Le courant neutre-terre

$$\bar{I}_{NT} = -\frac{\bar{V}_{NT}}{jX_{NT}} \quad (3.23)$$

Le courant capacitif

$$\bar{I}_C = -3jC\omega\bar{V}_{NT} \quad (3.24)$$

Ainsi, le courant de défaut sera égale à

$$\bar{I}_F = \bar{I}_{NT} + \bar{I}_C = j\frac{\bar{V}_{NT}}{X_{NT}} - 3jC\omega\bar{V}_{NT} \quad (3.25)$$

Si la phase k est en défaut à la terre, son potentiel par rapport à la terre devient

$$\bar{V}_{kT}^F = \bar{V}_k + \bar{V}_{NT} = \bar{V}_k \left[1 - \left(\frac{1}{1 - j\frac{\bar{Z}_F}{X_{NT}} + jC\omega\bar{Z}_F} \right) \right] \approx \bar{V}_k \left[1 - \left(\frac{1}{1 - j\frac{\bar{Z}_F}{X_{NT}}} \right) \right] \quad (3.26)$$

Pour les phases saines, le potentiel par rapport à la terre dépendra de \bar{V}_{NT} .

Cas d'un défaut franc

Pour un défaut franc ($Z_F = 0$), on peut déduire des équations (3.22), (3.25) et (3.26) que :

$$\bar{V}_{NT} = -\bar{V}_k, \quad \bar{I}_F = j\bar{V}_k \left(\frac{1}{X_{NT}} - 3C\omega \right)$$

$$\bar{V}_{kT}^F = \bar{V}_k + \bar{V}_{NT} = 0 \quad (\text{Si } k \text{ est la phase en défaut})$$

$$\bar{V}_{kT}^F = \bar{V}_k + \bar{V}_{NT} \Rightarrow V_{kT}^F = \sqrt{3}V_k \quad (\text{pour les autres phases})$$

Conclusions à retenir

Ce régime permet de limiter l'amplitude des courants de défaut et les surtensions. En pratique, il est recommandé de choisir la valeur de l'inductance de sorte à ce que le courant I_{NT} soit très supérieur au courant capacitif du réseau I_C . Dans les réseaux de distribution on adopte des valeurs élevées (300 à 1000 A).

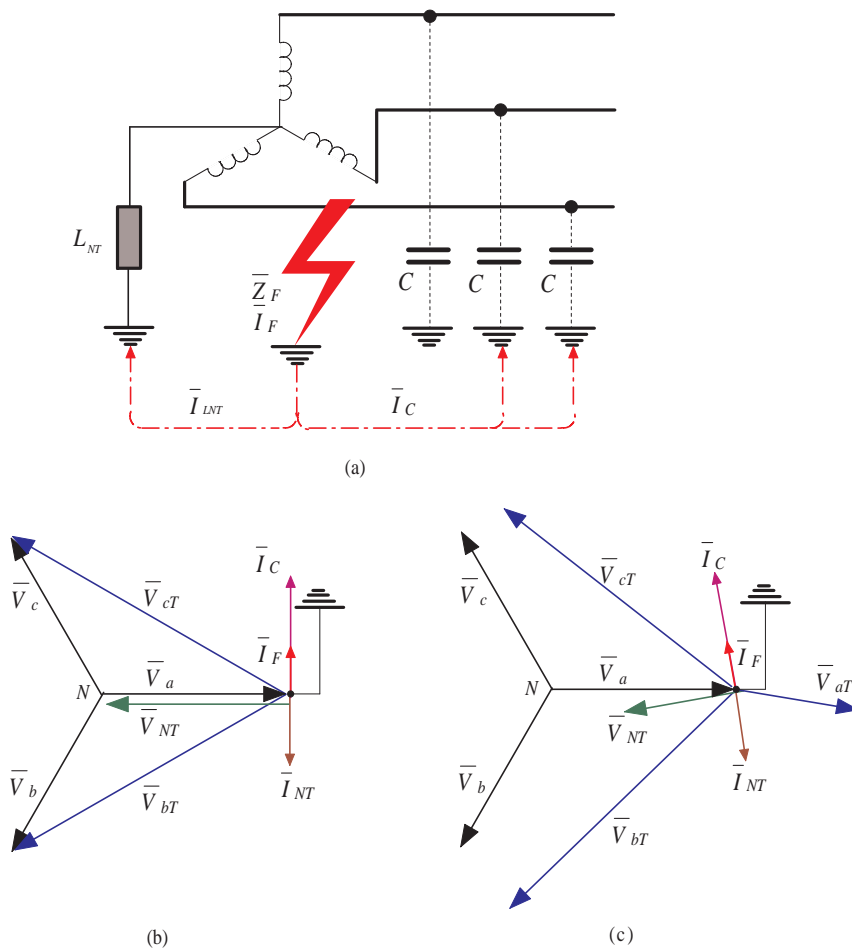


FIGURE 3.6 – (a). Neutre mis à la terre à travers une inductance, (b). Diagramme vectoriel pour un défaut franc, (c). Diagramme vectoriel pour un défaut impédant.

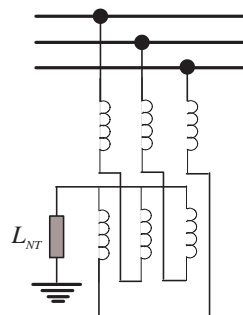


FIGURE 3.7 – Mise à la terre artificiel à travers une inductance.

Neutre non accessible

Dans ce cas aussi, pour un réseau à neutre non accessible, il est possible de créer un neutre artificiel qui sera relié à la terre à travers une inductance au secondaire d’un transformateur connecté comme le le montre la Figure. 3.7.

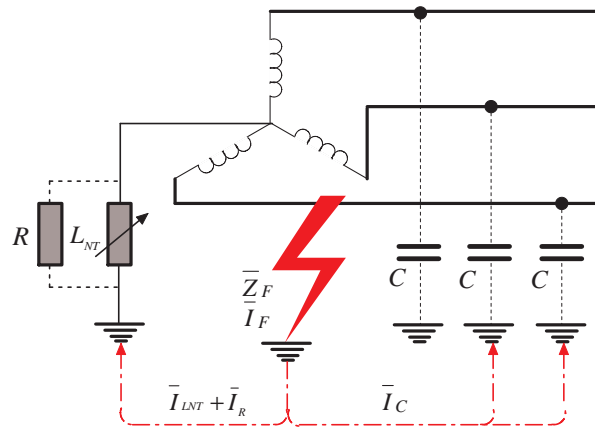


FIGURE 3.8 – Mise à la terre à travers une inductance accordée.

3.2.5 Mise à la terre à travers une inductance accordée ou bobine de Petersen

La bobine de Peterson (Peterson's coil), parfois appelée bobine d'extinction est un cas particulier de la mise à la terre à travers une inductance (Figure. 3.8). La valeur de l'inductance est accordée afin d'annuler le courant de défaut. Ainsi, d'après l'équation la valeur de cette inductance est donnée par

$$L_{NT} = \frac{1}{3C\omega} \quad (3.27)$$

Si l'inductance est correctement accordée pour annuler les courants capacitifs, le courant de défaut se résume à un faible courant résistif.

3.3 Critères de choix d'un régime du neutre

La question du choix de régime est l'une des questions qui ne n'arrive pas à faire l'unanimité pour les spécialistes, bien que le problème est très ancien. En effet, il n'y a aucun régime qui peut répondre parfaitement à toutes les contraintes et les exigences des cahiers de charge sur plusieurs aspects

1. D'ordre technique ; Fonction du réseau, surtension admissible, courant de défaut admissible...etc ;
2. Exploitation, et on entend par là, continuité de service, la protection, la maintenance...etc ;
3. De sécurité sur le personnel et les équipements ; Il est souhaitable bien sûr que le régime du neutre puisse être sans danger sur les personnes et sans dommage sur les équipements en cas de défaut ;
4. Économiques ; Les coûts d'investissement, mais surtout de protection et d'exploitation diffèrent certainement d'un régime à un autre, car la protection en dépend énormément.

En particulier, pour ce qui est des considérations techniques, deux exigences contradictoires sont souvent prises en compte

- Réduire les surtensions afin de réduire les contraintes diélectriques sur les isolants avec des courts circuits comme conséquence ;
- Réduire le courant de défaut à la terre afin de protéger les équipements des conséquences d'un fort courant.

Le Tableau. 3.1 résume les caractéristiques des différents régimes.

3.4 Schéma de liaison à la terre en basse tension

En basse tension, le régime du neutre ou plutôt les liaisons à la terre est directement lié à la protection des personnes. Dans les installations électriques (industrielles ou domestiques), le neutre est souvent distribué,

TABLE 3.1 – Comparaison entre les différents régimes du neutre.

Caractéristique	Régime du neutre				
	Isolé	Direct	Résistance	Inductance	Ind accordée
Amortissement des surtensions transitoires	Mauvais	Très bon	Bon	Pas évident	Pas évident
Limitation surtensions à fréquence nominale	Mauvais	Bon	Bon	Bon	Mauvais
Limitation courant de défaut	Bon	Mauvais	Bon	Bon	Très bon
Continuité de service (premier défaut)	Bon	Mauvais	Mauvais	Mauvais	Bon
Protection sélective simple	Mauvais	Bon	Bon	Bon	Mauvais

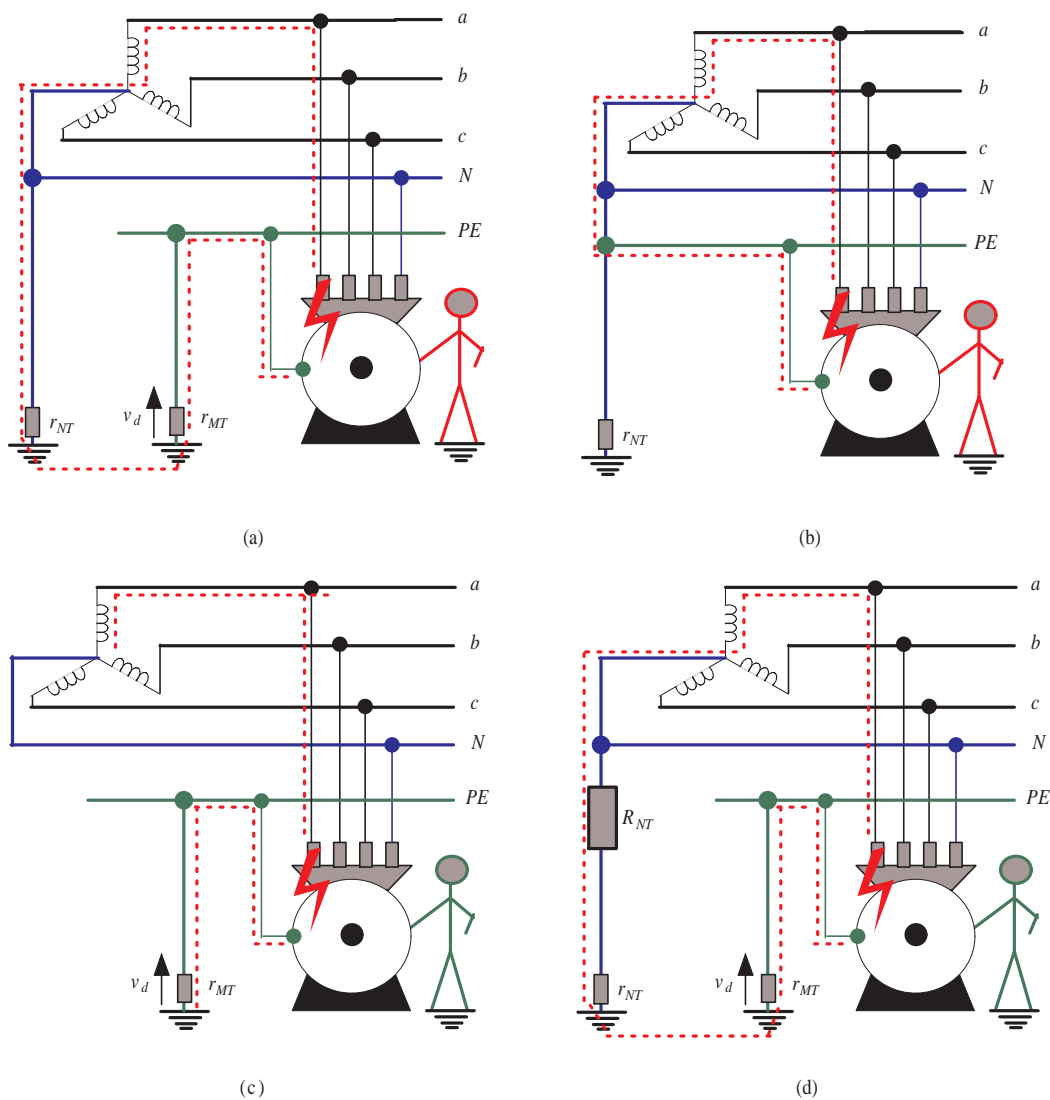


FIGURE 3.9 – Schémas de liaison à la terre : (a). TT, (b). TN, (c), (d). IT

(système à quatre fils). Il faut ajouter à cela le conducteur de protection électrique PE ce qui fait un système à cinq fils.

Le conducteur de protection PE reçoit toutes les masses des charges et les mis à la terre. Le neutre peut être mis à la terre ou isolé. On peut alors distinguer plusieurs cas illustrés sur la Figure. 3.9

3.4.1 Schéma TT

Le neutre est mis à la terre, et le PE aussi mis à la terre. En cas de défaut entre une phase k et la masse de l'appareil, si on néglige les résistances des conducteurs, le courant de défaut sera

$$I_F = \frac{V_k}{r_{NT} + r_{MT}} \quad (3.28)$$

Si une personne est en contact indirect (c'est-à-dire en contact avec la masse de l'appareil), il subit une tension de contact donnée par

$$v_d = r_{MT} I_F \quad (3.29)$$

En général cette tension de contact dépasse largement la tension limite de contact imposée par les normes qui est de 50 V. Donc ce type de schéma représente un danger aux personnes en cas de défaut à la masse.

3.4.2 Schéma TN

Le neutre est mis à la terre et le PE est relié au neutre. Dans ce cas le courant de défaut ne sera limité que par l'impédance de la boucle en défaut

$$I_F = \frac{V_k}{Z_F} \quad (3.30)$$

L'impédance de la boucle en défaut dépend de la section et de la longueur des conducteurs. La tension de contact sera égale

$$v_d = Z'_F I_F \quad (3.31)$$

Avec Z'_F l'impédance du conducteur de phase qui en général la moitié de Z_F . Dans ce cas aussi les tensions de contact sont dangereuses car le courant de défaut est souvent très élevé.

3.4.3 Schéma IT

Le neutre est isolé, le PE mis à la terre. L'impédance de la boucle en défaut est infinie, donc le courant de défaut est nul. La tension de contact est par conséquent nulle aussi. En conclusion, ce type de schéma n'est pas dangereux en cas de contact indirect (pour un premier défaut seulement!).

Si le neutre est isolé par une résistance, alors le courant de défaut est limité par cette résistance ce qui va réduire les tensions de contact. L'amplitude du courant est

$$I_F = \frac{V_k}{R_{NT} + r_{NT} + r_{MT}} \quad (3.32)$$

La tension de contact est toujours donnée par le produit entre I_F et r_{MT} , mais vu l'amplitude du courant cette tension est faible, et donc sans danger.

Remarque importante

Le schéma IT est certes sans danger de point de vue tension de contact en cas d'un premier défaut, mais en cas d'un deuxième défaut, le courant devient tellement élevé (court-circuit biphasé) et les tensions de contacts deviennent très dangereuses.

3.5 Points à retenir

Pour le régime du neutre, on doit retenir les points suivants :

1. Le neutre du réseau peut être mis à la terre ou isolé. La mise à la terre peut être directe, à travers une résistance ou une inductance. Dans le cas d'un réseau dont le point neutre n'est pas accessible, il est possible d'en créer un artificiellement si nécessaire ;

2. Parmi ces régimes, il n'y a aucun qui fait l'unanimité sur tous les aspects techniques et économiques : Chaque type de régime a des avantages et des inconvénients, et par conséquent le choix dépendra des exigences d'exploitation (continuité de service, protection des personnes, protections des équipements) ;
3. Dans les installations domestiques ou industrielles, on parle plutôt de schémas de liaison à la terre ; Pour ces installations, le choix du neutre est dicté en premier par l'exigence de protection des personnes qui sont en contact permanent avec les équipements.

Protection des réseaux électriques Power system protection

Pour un fonctionnement fiable du réseau électrique, des protections sont nécessaires aux différents niveaux. Le rôle d'une protection est de déconnecter (isoler) un équipement ou une partie du réseau qui se trouve en défaut, afin de protéger les équipements et le personnel opérateur. Ce rôle consiste aussi, à éviter la propagation d'un défaut à d'autres parties du réseau qui ne sont pas en défaut.

A noter enfin que la protection d'un réseau est fortement liée à son régime du neutre (Voir chapitre précédent).

4.1 Défaut

Un défaut peut être défini comme un événement qui provoque une violation des limites d'un équipement ou d'une partie du réseau électrique, par rapport aux niveaux de tension, de courant, de puissance, ou d'isolation. Un défaut est caractérisé par son *amplitude* et sa *durée*. Dans le cas général, plus la durée d'un défaut est longue, plus les dommages sur les équipements augmentent. Les défauts peuvent être engendrés par des phénomènes externes au réseau comme le climat, ou par des défaillances des équipements suite à des surcharges excessives et répétées, au vieillissement de l'isolation...etc.

Les défauts qui survient le plus dans un réseau électriques sont des violations de l'isolement des phases entre elles ou à la terre.

4.2 Parties à protéger dans le réseau électrique

Les composants essentiel qu'il faut protéger dans un réseau électrique sont les générateurs, les transformateurs, les lignes, les jeux de barres, et les charges.

La protection dédiée à un des ces composants peut être différente et spécifique. Exemple, la protection d'une ligne est différente de la protection d'un générateur. Sur la Figure. 4.1, les différentes parties d'un réseau électrique sont représentées. Si un défaut survient sur l'une des parties délimitées, alors elle doit être immédiatement isolée.

4.3 Connexion des relais et zones de protection

Pour achever une protection effective, la connexion des relais est réalisée autour du concept de la zone du relais (relaying zone). La zone est définie pour inclure la partie du réseau qui doit être protégée et le disjoncteur (circuit breaker) nécessaire pour isoler cette partie du reste du réseau en cas de défaut. Une allocation typique des zones est montrée toujours sur la Figure. 4.1.

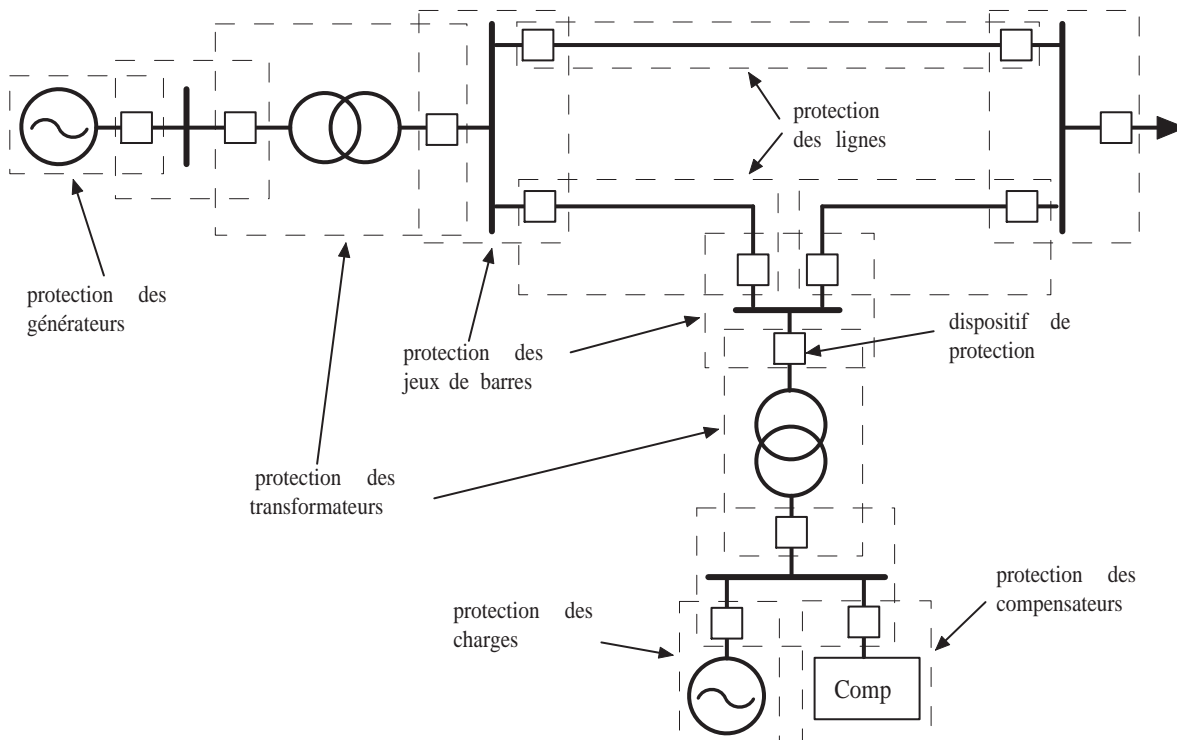


FIGURE 4.1 – Différentes parties à protéger dans le réseau électrique.

4.4 Système relais

L'élément central dans une protection est le *système relais* (relaying system) ou unité de protection illustré par la Figure. 4.2. Ce système est constitué au minimum de

- Transformateur de mesure (Instrument transformer), de tension et de courant ;
- Le relais lui-même ;
- Le disjoncteur (Circuit breaker)

Le principe de fonctionnement de ce système est le suivant : Le relais connecté aux transformateurs de mesure reçoit l'information sur l'état des grandeurs électriques du réseau (courant, tension). Si la mesure reçue dépasse un certain *seuil* (consigne) défini par l'opérateur, le relais assume alors qu'il y a défaut et envoie au disjoncteur l'ordre d'ouvrir le circuit. Dans certains cas le relais doit d'abord calculer une nouvelle grandeur électrique à partir des mesures de tension et de courant (exemples ; impédance, puissance). Très souvent la décision d'actionner le disjoncteur est précédée par un signal visuel indiquant à l'opérateur la présence d'un défaut.

Un système de relais parfois nécessite une alimentation spécifique, notamment lorsque il s'agit d'un relais électronique qui nécessite une alimentation DC. Il faut ajouter à cela aussi que parfois, un échange d'information avec d'autres relais est nécessaire pour prendre une décision, c'est pourquoi un moyen de communication est parfois associé au système de relais.

4.4.1 Transformateurs de mesures

Le transformateur de courant (Current transformer CT) est utilisé pour baisser le niveau de courant réel à des valeurs standards (1 à 5 A, selon la norme IEC 60044) utilisés par les relais. Une protection fiable dépend de la précision de mesure du CT. Il ya deux types de classe par rapport à la précision ; Classe 5P10 (erreur de 5 % pour un courant égale 10 fois le courant nominale) et classe 10P15 (erreur de 10 % pour un courant égale 15 fois le courant nominale). Un CT doit être capable supporter le courants de court circuit maximale pendant 1 seconde.

Les transformateurs de tension, (potential transformer PT, appelés aussi capacitor coupling voltage transformer CVT) sont utilisés pour baisser le niveau de tension à des valeurs typiques de 100, $100/\sqrt{3}$,

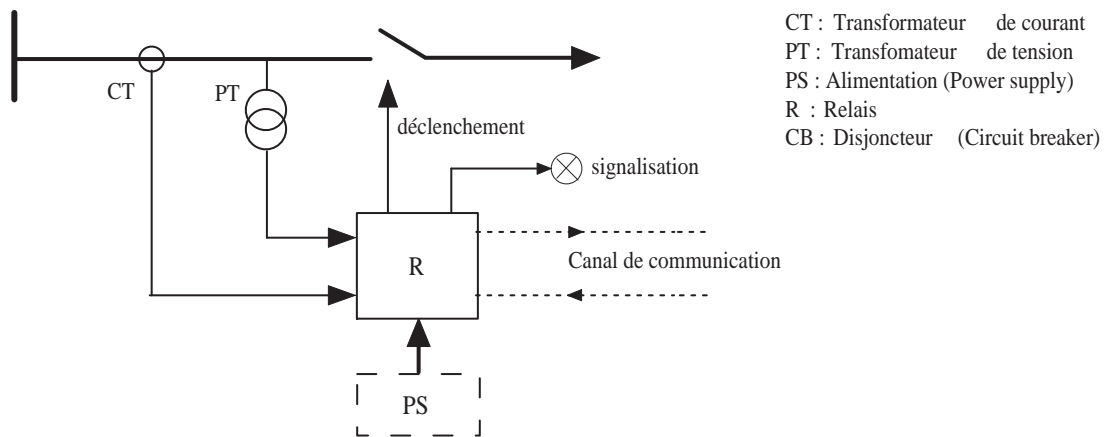


FIGURE 4.2 – Les composants d’un système relais.

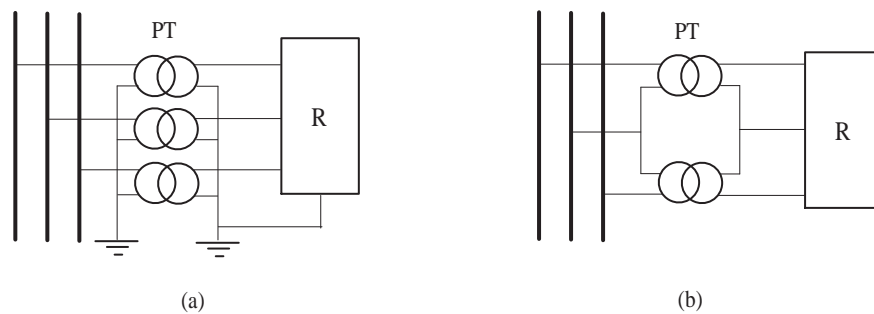


FIGURE 4.3 – Connexion des PT : (a). En étoile, (b). En V.

110, 110/√3 V (Norme IEC 60186). Les transformateurs de tension sont couplés soit en étoile soit en V (Figure. 4.3).

Mesure de courant et tension résiduels

Les mesures de tension et de courant résiduels sont très utilisées dans la protection des réseaux à neutre isolé. La tension résiduelle caractérise le potentiel du point neutre par rapport à la terre. Ce potentiel est égal à la somme vectorielle des tensions de phase par rapport à la terre qui est égale à 3 fois la tension homopolaire (zero-sequence voltage).

$$\bar{V}_{rsd} = 3\bar{V}_0 = \bar{V}_1 + \bar{V}_2 + \bar{V}_3$$

La mesure d’une tension résiduelle est souvent le résultat d’un défaut phase-terre. Il y a deux moyens de mesurer cette tension ; Soit par trois PT dont les primaires sont connectés en étoile et les secondaires en Δ (Figure. 4.4(a)). Cette connexion permet de détecter directement la tension résiduelle dans le secondaire. Une deuxième solution consiste à connecter les primaires et les secondaires en étoile et le relais s’en charge de calculer la tension résiduelle (Figure. 4.4(b)).

Le courant résiduel est le résultat d’un défaut à la terre. Sa valeur est égale à la somme vectorielle des courants de phase ou 3 fois le courant homopolaire

$$\bar{I}_{rsd} = 3\bar{I}_0 = \bar{I}_1 + \bar{I}_2 + \bar{I}_3$$

Ce courant peut être détecté soit par un seul CT qui mesure cette somme (Figure. 4.5(a)), soit par la mesure du courant entre le neutre et la terre (si le neutre est mis à la terre comme le montre la Figure. 4.5(b)). Le relais s’en charge dans ce cas de vérifier si ce courant dépasse la consigne.

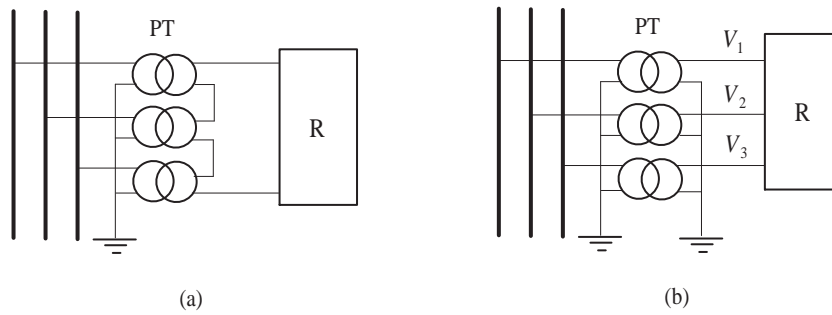


FIGURE 4.4 – Mesure de tension résiduelle.

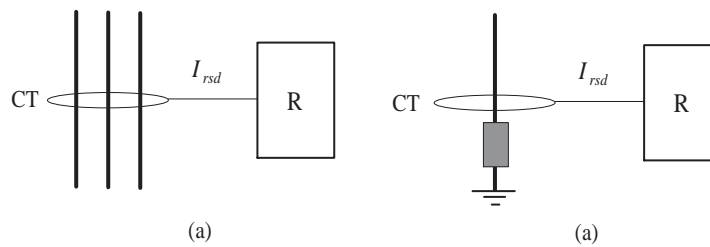


FIGURE 4.5 – Mesure de courant résiduel.

4.4.2 Relais (Relay)

Le relais est le contrôleur qui décide de l'ouverture du disjoncteur ou pas. Un relais reçoit des consignes (settings), généralement un seuil, et un temps de retard, et une fois ces consignes sont dépassées, il décide d'actionner le disjoncteur. Il y a plusieurs types de relais ; relais de surintensité (overcurrent relay), de surtension (overvoltage relay), relais d'impédance (distance relay)...etc.

4.4.3 Disjoncteur (Breaker)

Le disjoncteur est le dispositif qui ouvre le circuit en cas de défaut. Le disjoncteur doit être capable de réagir rapidement si un ordre est reçu de la part du relais. En haute tension (et même en moyenne tension), les disjoncteurs ouvrent le circuit dans des chambres à l'huile, ou des chambres à vide ou à gaz (SF₆), pour éviter des arcs électriques. Les disjoncteurs sont parfois dotés d'un système de re-fermeture automatique (breaker autoreclosing system). Ce concept permet de fermer le disjoncteur après quelques secondes de son ouverture, ainsi, si le défaut a déjà disparu, alors le circuit est rétabli, si non le relais lui envoie une autre fois l'ordre d'ouvrir qu'il va re-exécuter. Si le défaut persiste, alors le disjoncteur ouvre définitivement. Ce système permet de faire la différence entre un défaut permanent et un défaut momentané ou fugitif et évite au personnel d'aller à chaque fois rétablir le circuit. Parfois, pour plus de sécurité, le disjoncteur est équipé d'un relais auxiliaire appelé défaut disjoncteur (Breaker failure BF). En cas de défaut sur le disjoncteur, ce relais sert à renvoyer l'ordre d'ouverture à un autre disjoncteur.

4.4.4 Critères d'opération

Un nombre de critères est requis pour qu'un système relais assure une bonne protection. Ces critères sont :

Rapidité (speed) : Le relais doit être suffisamment rapide isoler la partie en défaut en un minimum de temps. Parfois, le temps de repense du relais est intentionnellement différé, et dans ce cas aussi, le relais doit respecter ce décalage.

Dépendance (Dependability) : Le relais ou le système relais doit reconnaître et réagir tout le temps au défaut pour lequel il est désigné.

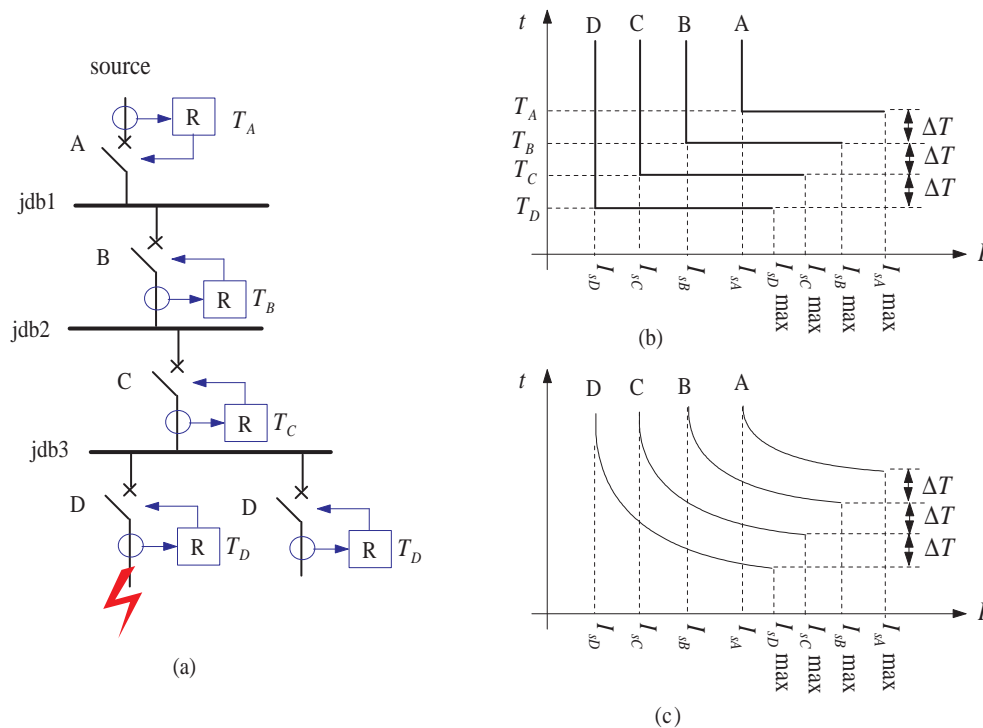


FIGURE 4.6 – Principe de la discrimination temporelle. (a). Réseau radial, (b). Discrimination avec retard fixe, (c). Discrimination avec relais IDMT.

Sécurité (Security) : Le relais ne doit pas agir en cas de perturbations, ou en cas de défaut pour lequel il n'est pas conçu.

Sélectivité (Selectivity) : En présence de plusieurs relais ou système relais, l'ordre d'intervention est pré-sélectionné pour définir le relais qui doit agir en premier en cas de défaut. Si le premier relais échoue, alors un deuxième interviendra. Ceci permet d'éviter une action simultanée de tous les relais qui mettra hors service toutes les parties du réseau. Cette sélectivité est réalisée par un décalage dans le réglage des temps d'interventions des relais.

Sensibilité (Sensitivity) : Le relais doit être suffisamment sensible pour détecter le défaut. Mais, cette sensibilité ne doit pas tremper le relais.

4.5 Discrimination

La sélectivité d'une protection est basée sur la discrimination entre les différents relais ou unités de protection installés aux différents niveaux du réseau. Il y a plusieurs types de discriminations, et les plus utilisées sont la discrimination temporelle, discrimination logique et discrimination directionnelle.

4.5.1 Discrimination temporelle

Cette discrimination (Time-based discrimination) ou *temporisation* consiste à assigner aux relais des temps de réactions différents. Le temps de déclenchement est court pour le relais le plus proche du défaut et augmente au fur et à mesure qu'on s'approche de la source.

Soit le réseau de la Figure 4.6(a) avec trois étages de protection A, B, C et D. Un temps de déclenchement (retard, ou temporisation) est assigné à chaque unité, soit T_A , T_B , T_C et T_D . Entre chaque deux unités successives, une *période de discrimination* ΔT est imposée en respectant la condition suivante :

$$\Delta T \geq T_c + t_r + 2dT + m$$

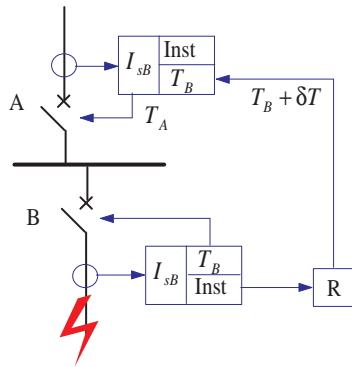


FIGURE 4.7 – Principe de la discrimination logique.

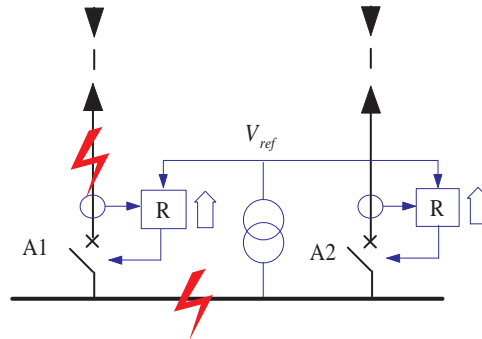


FIGURE 4.8 – Principe de la discrimination directionnelle.

avec

T_c : Le temps de coupure du disjoncteur en aval (typiquement 95 ms), t_r , le dépassement de l'unité de protection en amont, dT (environ 55 ms), la tolérance du temps de retard (typiquement 25 ms), et m , une marge de sécurité. Ainsi, en imposant une marge de sécurité de 100 ms, la période de discrimination $\Delta T = 300$ ms qui est conventionnellement la norme.

La discrimination temporaire est simple est très utile pour des réseaux à structures radiales. Il ya deux possibilités de sa mise en œuvre; La première utilise un relais à retard fixe (definite time relay) et la deuxième avec un relais IDMT (inverse definite minimum time). Dans le premier cas le réglage des seuils (courant et retard) doit respecter les conditions suivantes (voir Figure. 4.6(b)) :

$$I_{sA} > I_{sB} > I_{sC} > I_{sD} \quad \text{et} \quad T_A > T_B > T_C > T_D$$

Pour des relais de type IDMT, les courants seuil sont réglés aux courants nominaux pour garantir une protection contre les surcharges en plus de la protection contre les courts circuits. Donc il faut que

$$I_{sA} > I_{sB} > I_{sC} > I_{sD} \quad \text{et} \quad I_{sA} = I_{nA}, I_{sB} = I_{nB}, I_{sC} = I_{nC}, I_{sD} = I_{nD}$$

Les retards au déclenchement sont réglés pour obtenir une période de discrimination au courant maximale vu par le relais de protection aval.

Remarque importante

Bien qu'elle est simple, la discrimination temporaire n'est pas envisageable lorsqu'il y a plusieurs étages de protection en cascades. En effet, le relais le plus amont aurait un temps de réaction trop long pour un défaut loin côté aval. Ce long retard peut avoir des conséquences sur les équipements en amont du point de défaut.

4.5.2 Discrimination logique

Dans une discrimination logique (logic discrimination), il n'est pas nécessaire d'imposer une discrimination temporaire entre les relais en cascade. Le relais le plus amont (à la source par exemple) peut avoir un retard court pour un défaut qui concerne sa zone directe. Lorsque il y a défaut en aval, le relais directement concerné envoie immédiatement un ordre de blocage au relais situés en amont pour prolonger leurs temps réaction afin de donner la priorité au relais concerné directement par le défaut. L'exemple de la Figure. 4.7 illustre le principe de cette discrimination ; Le relais de l'unité A est réglé sur un retard T_A , et celui de l'unité B sur un retard T_B (T_A peut être inférieur à T_B). En cas de défaut en aval de l'unité B, celle-ci envoie *instantanément* à travers un relais auxiliaire un ordre de blocage d'une durée $T_B + \delta T$ pour le relais de l'unité A qui écrasera donc T_A par $T_B + \delta T$. Par conséquent on obtient indirectement une discrimination temporaire de période δT , qui fait que le relais A interviendra avec un retard $T_B + \delta T$ pour un défaut en aval de B si celui-ci échoue à l'éliminer après un retard T_B . Par ailleurs, si le défaut ait lieu entre l'unité A et B (c'est-à-dire zone directe de l'unité A), le relais de l'unité A doit intervenir pour l'éliminer avec un retard T_A .

A noter que la période δT doit être supérieure au temps d'ouverture et d'extinction d'arc du disjoncteur (typiquement 200 ms)

4.5.3 Discrimination directionnelle

La discrimination directionnelle (directional discrimination) est très utilisée dans les réseaux bouclés. L'action du relais dépend du sens d'écoulement du courant de défaut, c'est-à-dire de la phase du courant par rapport à la tension donnée par un PT. Le principe de cette discrimination est illustré par la Figure. 4.8 ; Les unités de protection A1 et A2 sont équipées de relais directionnels contre l'écoulement de courant du jeu de barres vers les lignes. En cas de défaut an amont de A1 par exemple, il sera détecté uniquement par celui-ci (A2 ne détecte rien car le courant s'écoule de la ligne vers le jeu de barres). Dans le cas contraire, si un défaut ait lieu en amont de A2, alors A1 ne détecte rien et sera éliminer uniquement par A2.

Remarque importante

Cette discrimination est serte sélective, mais elle a souvent besoin d'autre protection contre les surintensités, car un défaut sur le jeu de barre ne sera détecté ni par A1 ni par A2.

4.6 Protection des éléments du réseau

Le réseau est généralement doit être protégé contre un certain nombre de défauts communs à tous ses éléments, notamment les courts-circuits, les surcharges, les défauts à la terre. Néanmoins certains éléments comme les générateurs ont besoin de quelques protections spécifiques contre les variations de fréquence et de tension (et éventuellement des protections mécaniques). Un élément du réseau est protégé par un ensemble d'unités de protection, et chaque unité est définie par sa fonction (son rôle). Ces fonctions sont définies par des codes selon la norme ANSI C37.2 dont les plus usuelles sont données par la Tableau. 4.1.

4.6.1 Protection des générateurs

Les générateurs (alternateurs) et systèmes associés requièrent des protections particulièrement complexes vue son importance dans le réseau électrique. Un générateur a besoin d'être protégé contre des défauts électriques (courts-circuits, surtensions, perte d'excitation, échauffements...), et mécaniques (vibrations, distorsion du rotor...). Les principales protections contres les défauts électriques sont :

- Protection contre les surcharges ;
- Protection contre les déséquilibres des courants de phases ;
- Protection contre les courts-circuits internes et externes ;
- Protection contre les défauts à la masse.
- Protection contre les surtensions et les chutes de tensions ;
- Protection contre les pertes d'excitation ;
- etc.

TABLE 4.1 – Quelques fonctions de protection. Norme ANSI C37.2.

Code ANSI	Fonction	Protection contre
21	Protection de distance	Les variations d'impédance
26	Thermostat	Les surcharge
27	Minimum de tension	Les tensions trop faibles
46	Maximum séquence inverse	Les déséquilibres des courants de phases
49	Image thermique	Les surcharges
49T	Sonde de température	Les échauffement anormaux des enroulements des machines
50	Maximum de courant de phase instantané	Les courts-circuits entre phases
50BF	Défaillance disjoncteur	La non ouverture du disjoncteur après ordre de déclenchement.
50N ou 50G	Maximum courant terre instantané	Les Défaut à terre : N : I résiduel calculé/mesuré par 3 TC G : I résiduel mesuré directement par un TC
51	Maximum courant de phase temporisé	Les surcharges et courts-circuits entre phase.
51N ou 51G	Maximum courant terre temporisé	Les Défaut à terre : N : I résiduel calculé/mesuré par 3 TC G : I résiduel mesuré directement par un TC
59	Maximum de tension	Les tensions trop élevées
59N	Maximum tension résiduelle	Les défauts d'isolement
64REF	Différentielle de terre restreinte	Les défauts à la terre d'enroulements en étoile avec neutre mis à la terre
67	Maximum de courant phase directionnelle	Les courts-circuits selon le sens d'écoulement du courant
67N	Maximum courant terre directionnelle	Les défauts à la terre selon le sens d'écoulement du courant
87B	Différentielle barre	Les défauts internes aux jeux de barres
87L	Différentielle ligne	Les défauts internes des lignes
87T	Différentielle transformateur	Les défauts internes des transformateurs
87G	Différentielle générateurs	Les défauts internes des générateurs

Protection contre les surcharges

La protection contre les surcharges peut être réalisée par la fonction ANSI 51 (surintensité) de type IDMT ou par la fonction ANSI 49RMS (surcharge thermiques).

Protection contre les déséquilibres

Cette protection est assurée par la fonction ANSI 46 (Figure. 4.9), qui calcule la composante inverse des courants triphasés et décide d'activer la protection à un certain seuil.

Protection contre les courts-circuits externes

Elle est réalisée par la fonction ANSI 51 (Figure. 4.10) réglé à un seuil égal à 2 fois le courant nominale avec un temps de retard.

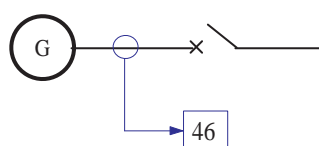


FIGURE 4.9 – Protection des générateurs contre le déséquilibre des courants de phases.

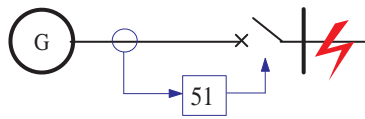


FIGURE 4.10 – Protection des générateurs contre des courts-circuits externes.

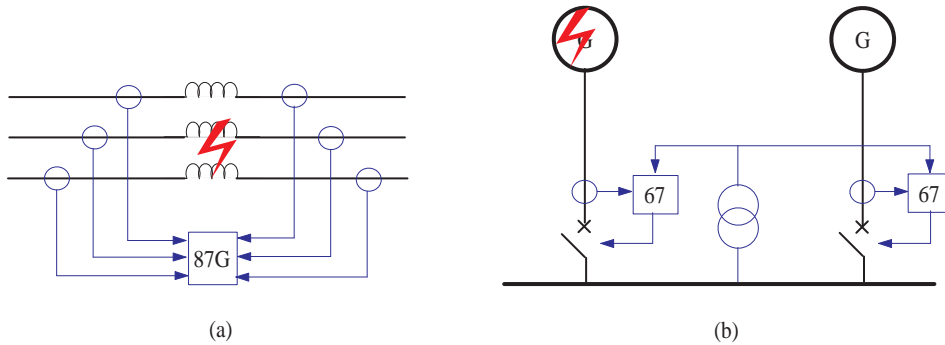


FIGURE 4.11 – Protection des générateurs contre des courts-circuits statoriques : (a). Protection différentielle, (b). Protection directionnelle.

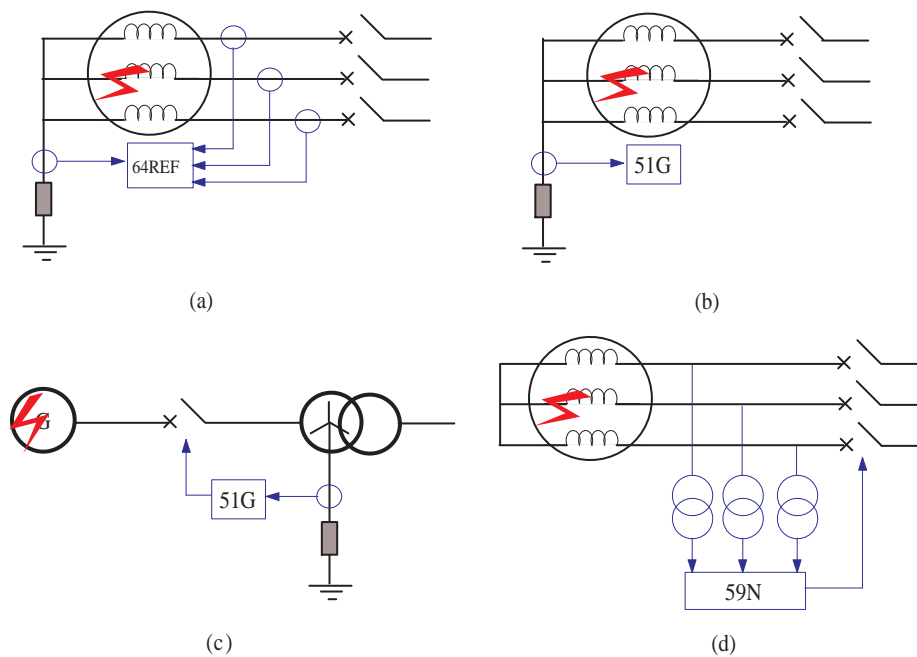


FIGURE 4.12 – Protection des générateurs contre des défauts à la terre : (a). Différentielle terre (neutre générateur mis à la terre), (b). Maximum courant terre (neutre générateur mis à la terre), (c). Maximum courant terre (neutre réseau mis à la terre), (d). Maximum tension résiduelle (neutre isolé)

Protection contre les courts-circuits internes (au stator)

Elle peut être réalisée parfaitement par une protection par la fonction ANSI 87G (protection différentielle générateur, sur Figure.4.11(a)) réglé entre 5 et 15% du courant nominale avec réaction instantanée. Si l’alternateur fonctionne en parallèle avec d’autres, la fonction ANSI 67 (protection directionnelle sur Figure. 4.11(b)) réglé à I_n peut être utiliser contre ce type de défaut (Voir discrimination directionnelle pour plus d’explication).

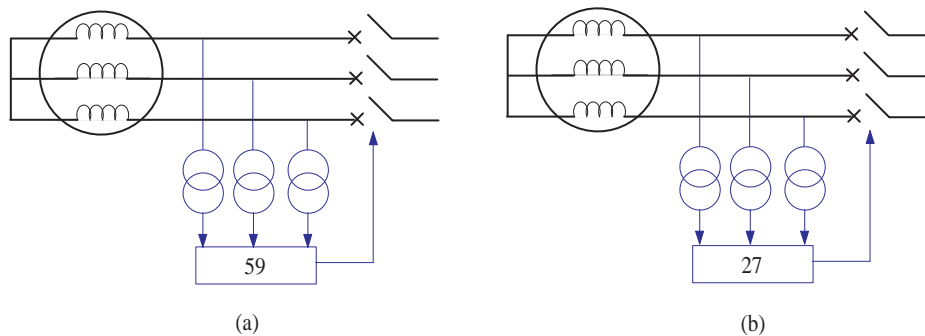


FIGURE 4.13 – Protection des générateurs contre les variations de la tension : (a). Surtension, (b). sous-tension.

Protection contre les défaut à la terre

La protection contre les défauts à la terre ou la masse d'un générateur dépend du régime du neutre de celui-ci. Si le neutre du générateur est mis à la terre, ce qui est souvent le cas pour faciliter la détection des courants de défaut, alors les fonctions ANSI 51G ou ANSI 64REF (Différentielle de terre, qui sert à comparer les courants résiduels entre la liaison neutre-terre et les courants triphasés) sont généralement les plus meilleures solutions (Figures. 4.12(a)-(b)). Le seuil de réaction est réglé à 10% du courant terre maximale avec un temps retard pour ANSI 51G et instantané pour ANSI 64REF. Dans le cas d'un neutre mis à la terre côté réseau, ce type de défaut est facilement détectable par la fonction ANSI 51G (Figure. 4.12(c)) avec le même réglage. Par ailleurs, si le neutre est isolé (Figure. 4.12(d)) il faut surveiller le déplacement du neutre par la fonction ANSI 59N (Maximum tension résiduelle).

Protection contre les variations de la tension

Les surtensions peuvent avoir comme conséquences la détérioration des isolants et l'échauffement des circuits magnétiques. La protection contre les surtensions (Figure. 4.13) est réalisée par la fonction ANSI 59 (Maximum de tension) qui a comme consigne d'activer la protection pour des tensions en régime permanent supérieures ou égale à 110% de la tension nominale (un temps de retard de quelques secondes est imposée pour éviter un déclenchement pour des phénomènes transitoires). Pour les chutes de tension les conséquences sont la perte de couple et l'échauffement. La protection est assurée par la fonction ANSI 27 (Minimum de tension) qui réagit à une tension inférieure ou égale à 80% de la tension nominale avec un temps de retard de quelques secondes aussi.

4.6.2 Protection des jeux de barres

Les jeux de barres nécessitent souvent deux protections ;

- Contres les surintensités (courts-circuits) ;
- Défauts à la terre ;

Contre les surintensités, des fonctions ANSI 51 (défauts entre phase) ou ANSI 51N (défauts à la terre) sont utilisés en amont de chaque jeu de barres. Une durée de discrimination est imposée entre les unités pour assurer une sélectivité. Pour l'exemple de la Figure. 4.14(a) on peut prendre $T_C = 0.1$ sec, $T_B = 0.4$ sec et $T_A = 0.7$ sec soit une discrimination de 0.3 sec. Dans certains cas, il est préférable d'imposer une discrimination logique comme le montre l'exemple de la Figure. 4.14(b) où

- L'unité A est réglée pour intervenir après un temps court (0.1 sec par exemple) pour un défaut sur le jeu de barres 1 ;
- Les unités B et C sont réglées à 0.4 et 0.1 sec respectivement.

Dans ce cas, pour un défaut au jeu de barres 2, l'unité B doit envoyer *immédiatement* un ordre de blocage à l'unité A. Si B n'arrive pas à éliminer le défaut après 0.4 sec, l'unité A interviendra avec un retard $\Delta T = 0.3$ sec soit à 0.7 sec.

La protection différentielle utilise la fonction ANSI 87B (Figure. 4.14(c)). Celle-ci compare la somme vectorielle des courants en amont et en aval du jeu de barres. Lorsqu'il n'y a aucun défaut la somme est

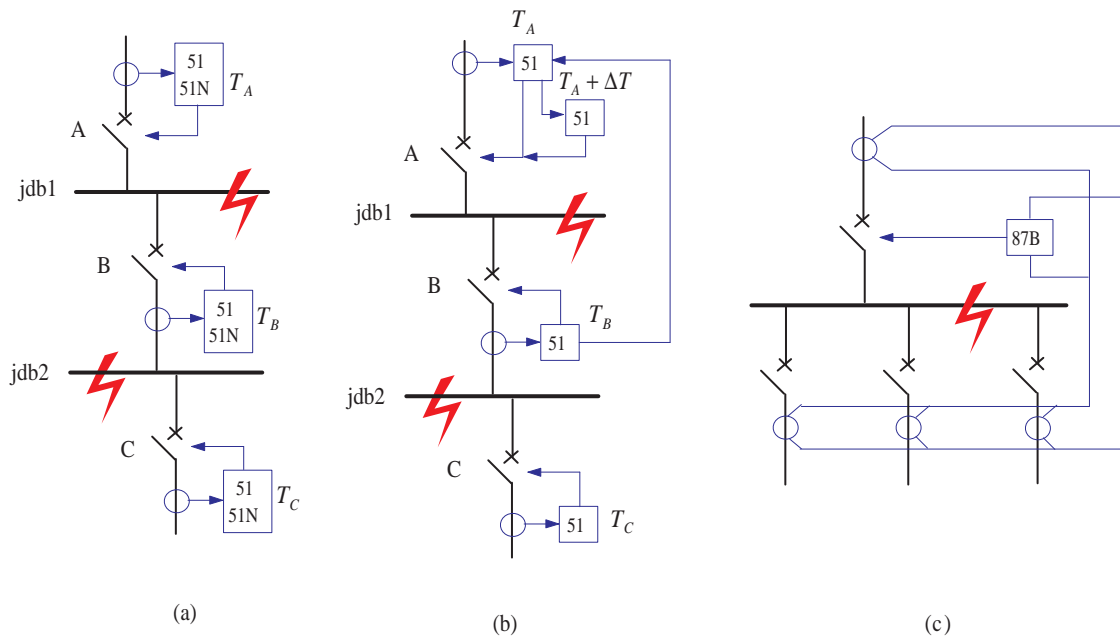


FIGURE 4.14 – Protection des jeux de barres : (a) Discrimination temporaire, (b). Discrimination logique, (c). Protection différentielle.

zéro, mais pour un défaut sur le jeu de barre cette somme est différente de zéro. Dans ce cas, la fonction ANSI 87B ordonne l'ouverture soit du disjoncteur amont soit de tous les disjoncteurs (amont et aval).

4.6.3 Protection des transformateurs

Un transformateur doit être protégé au moins contre ;

- Les surcharges ;
- Les courts-circuits ;
- Les défauts à la terre.

Protection contre les surcharges

Une surcharge de longue durée se manifeste souvent par des effets thermiques. Les transformateurs sont normalement équipés d'une protection contre l'échauffement par la fonction ANSI 26. Il s'agit d'un thermostat qui surveille en permanence la température du diélectrique liquide dans lequel sont émergés les enroulements du transformateur. En générale un signal d'alarme est émis à 95°C et un déclenchement de la protection est ordonné à 100°C. Une autre protection par la fonction ANSI 49T (sonde de température) sert à surveiller la température des enroulements, pour les transformateurs de type sec. Pour la fonction ANSI 49T la norme recommande une alarme à 150°C et un déclenchement à 160°C.

Pour les transformateur MT/BT la protection contre la surcharge est simplement réalisée par le disjoncteur côté BT.

Protection contre les courts-circuits

La protection des transformateurs contre les courts-circuits peut être réalisée par différentes fonctions ;

1. Pour les transformateurs à bain d'huile, la fonction de protection ANSI 63 sensible aux émissions de gaz causées par l'échauffement de l'huile en cas de défaut interne (court-circuit entre spire d'un même enroulement ou court-circuit entre phases). On peut citer pour cette fonction le relais Buchholz dont le principe de fonctionnement illustré sur la Figure. 4.15 peut être résumé comme suit : En cas de défaut, la température de l'huile augmente provoquant un dégagement de gaz qui actionne un flotteur

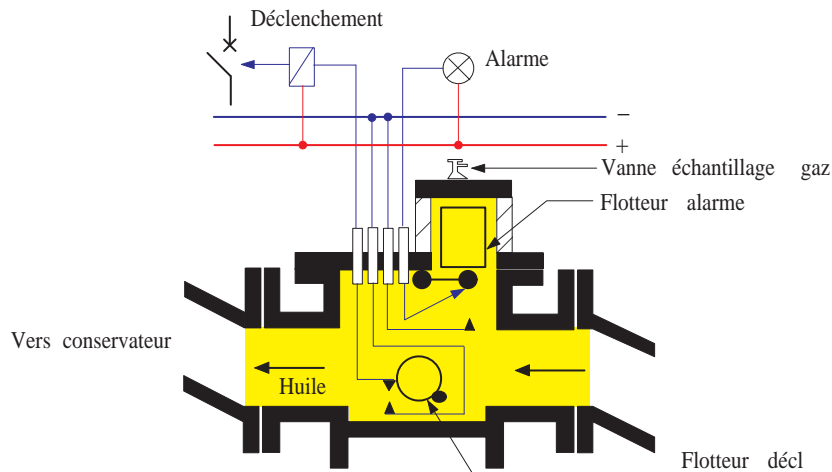


FIGURE 4.15 – Principe de fonctionnement d'un relais Buchholz.

d'alarme. Si l'échauffement persiste, les gaz dégagés agissent sur un autre flotteur pour déclencher la protection (ouverture du ou des disjoncteurs).

2. La protection différentielle par la fonction ANSI 87T est l'une des meilleures solutions contre les courts-circuits entre phases (Figure. 4.16(a)). Pour éviter des déclenchements nuisibles le 2^{ème} et le 5^{ème} harmonique sont souvent pris en compte ;
3. Une protection instantanée (sans retard) contre les surintensités par la fonction ANSI 50, très utile en cas de court-circuit violent (Figure. 4.16(b)) ;
4. Fusibles sur les enroulement HT pour les transformateur de faibles puissances (Figure. 4.16(b)).

Défauts à la terre

Les défauts à la terre dans un transformateur sont causés souvent par le contact d'un enroulement avec la masse du transformateur. La protection contre un défaut à la terre peut être réalisée aussi de différentes manières ;

1. Une protection contre les surintensités par la fonction ANSI 51G (mesure de courant résiduel dans la liaison à la terre) dans la mise à la terre de la masse du transformateur (Figure. 4.16(c)) ;
2. Pour des défauts phase-terre dans le transformateur, en amont ou en aval de celui-ci, la fonction protection ANSI 51N sur la Figure. 4.16(d) (mesure le courant résiduelle par la somme des courants triphasés) est préférable ;
3. Si le réseau aval est mis à la terre au secondaire du transformateur (Figure. 4.16(e)) on peut utiliser la fonction ANSI 64REF. Cette protection est différentielle, puisque elle est basée sur la comparaison des courants résiduels dans la liaison neutre-terre et les courants triphasés à la sortie du transformateur ;
4. Protection du point neutre par la fonction ANSI 51G si le réseau aval est mis à la terre au secondaire du transformateur (Figure. 4.16(f)). Par ailleurs, si le neutre n'est pas accessible au secondaire (neutre isolé), il faut utiliser une protection contre le déplacement du point neutre, i.e., la fonction ANSI 59N (Figure. 4.16(g)).

4.6.4 Protection des lignes

Les lignes nécessitent aussi des protection contre

- Les déséquilibres ;
- Les courts-circuits entre phases et à la terre ;

La protection contre les déséquilibres est assurée par la fonction ANSI 46 comme le cas d'un générateur. Contre les défauts entre phase, la fonction ANSI 51 est la meilleure solution pour des lignes simples.

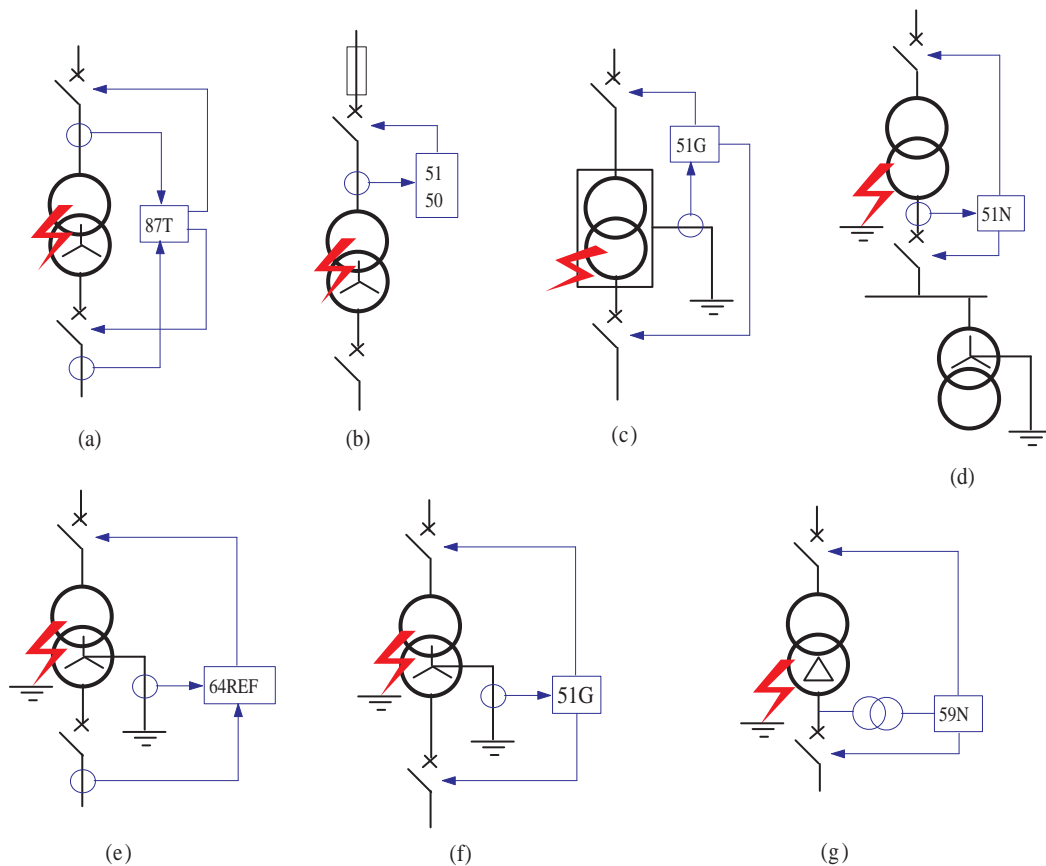


FIGURE 4.16 – Protection des transformateurs : (a), (b). Protection contre les courts-circuits. (c), (d), (e), (f) et (g). Protection contre les défauts à la terre.

Finalement, les défauts à la terre sont détectés par la fonction ANSI 51N ou ANSI 67N (Figure. 4.17(a)). Par ailleurs, en plus de ces protections, les lignes importantes sont souvent dotées des protection différentielle et de distances ;

La protection différentielle : illustrée sur la Figure est assurée par des unités de fonction ANSI 87L (différentielle ligne) sur les deux extrémités de la ligne (Figure. 4.17(b)). Les deux unités mesurent en permanence les courants à l'entrée et à la sortie de cette ligne, et échangent l'information via un moyen de communication. S'il n'y a aucun défaut, alors les deux courants sont égaux (ou presque). Cependant, en cas de défaut (entre phase ou à la terre), alors les deux unités mesureront des courants différents et décident par conséquent d'ouvrir leurs disjoncteurs respectif pour isoler la ligne lorsque la différence en question dépasse un certain seuil.

Cette protection est très utile (rapide) et surtout sélective, car elle permet d'isoler la part en défaut pour éviter des déclenchements en amont ou en aval ;

La protection de distance : ou d'impédance est l'une des protections les plus importantes utilisées pour les lignes électriques. Son principe est illustrée sur la Figure. 4.17(c). D'abord, la longueur de la ligne est partagée en plusieurs section ou *zone de protection*. Pour chaque zone est couverte par des unité de protection par la fonction ANSI 21 (protection de distance) aux deux extrémités. Cette fonction calcule l'impédance apparente à partir de la mesure de la tension et du courant ($Z = V/I$). Pour un fonctionnement normale, cette impédance se situe autour d'une valeur normalement connue (Elle est généralement élevée et presque résistive), mais en cas de défaut, elle change de façon drastique et devient plutôt inductive (Figure. 4.17(d)). A partir des paramètres de la ligne et sa puissance de court-circuit, la valeur calculée de Z permet d'estimer la distance entre le point de défaut et celui de la mesure, ce qui permettra de décider lequel des tronçons de ligne à isoler. Sur l'exemple de la Figure. 4.17(c) trois zones de protection sont définies dans le plan de Z ; Si la valeur calculée de l'impédance

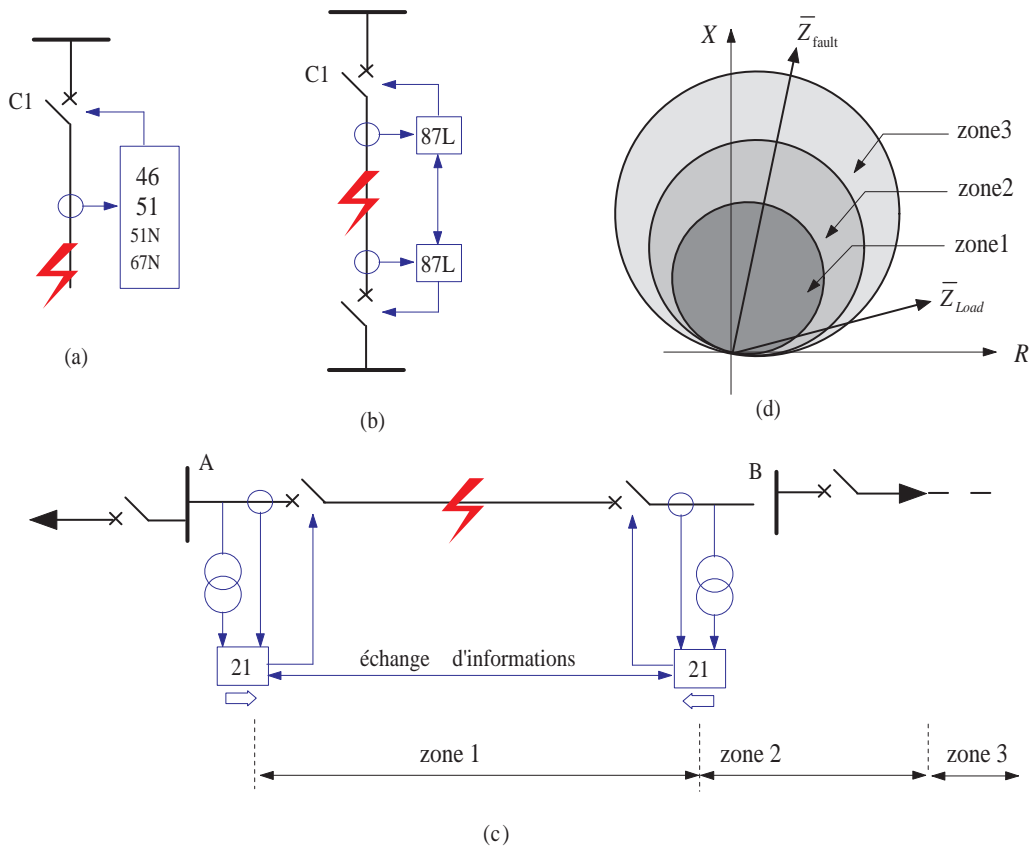


FIGURE 4.17 – Protection des lignes : (a). Protection contre les surintensités, (b). Protection différentielle, (b). Protection de distance.

appartient à la zone 1 dans le plan de Z , alors la fonction ANSI 21 comprendra que le défaut se situe entre A et B et décide par conséquent d'ordonner l'ouverture de son disjoncteur et d'envoyer l'information à l'unité située à l'autre extrémité de la ligne pour l'ouverture de son disjoncteur. Si par ailleurs, la valeur de l'impédance est située dans le zone 2 ou 3 dans le plan de Z alors cette fonction (ANSI 21) comprendra que le défaut est situé en dehors du tronçon AB, et par conséquent aucun des deux disjoncteur ne devrait ouvrir.

Il faut finalement remarquer que cette protection est sélective comme la protection différentielle, mais elle l'avantage d'estimer le point de défaut.

4.6.5 Protection des condensateurs

Les batteries de condensateurs nécessitent des protections

- Contres les surcharges par la fonction ANSI 49RMS réglée à 1.3 le courant nominal avec un temps de 10 min environ ou par la fonction ANSI 51 avec relais de type IDMT réglé toujours à 1.3 le courant nominal ;
- Contre les courts-circuits par la fonction ANSI 51 (10 fois le courant nominal, retard 100 ms) ;
- Contre les défauts à la terre par la fonction ANSI 51G ou 51N à 20% du courant terre maximal ;
- Contre les surtension (ANSI 59), réglée à 110% de la tension nominale.

4.7 Quelques exemples de protection des réseaux

4.7.1 Réseaux radial simple

Les protections essentielles d'un réseau radial simple comportent usuellement :

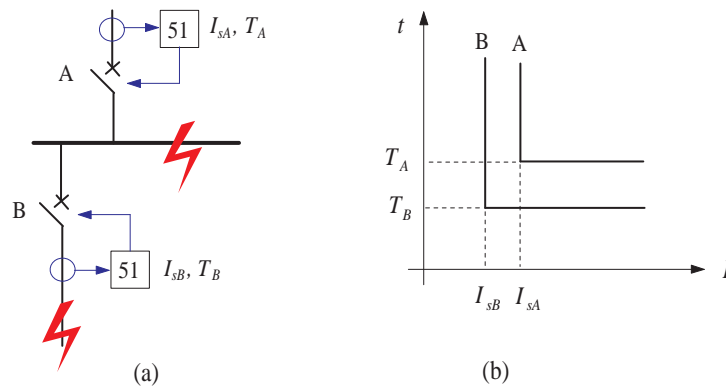


FIGURE 4.18 – Protection contre les défauts entre phases pour un réseau simple : (a). réseau radial, (b). Discrimination temporelle.

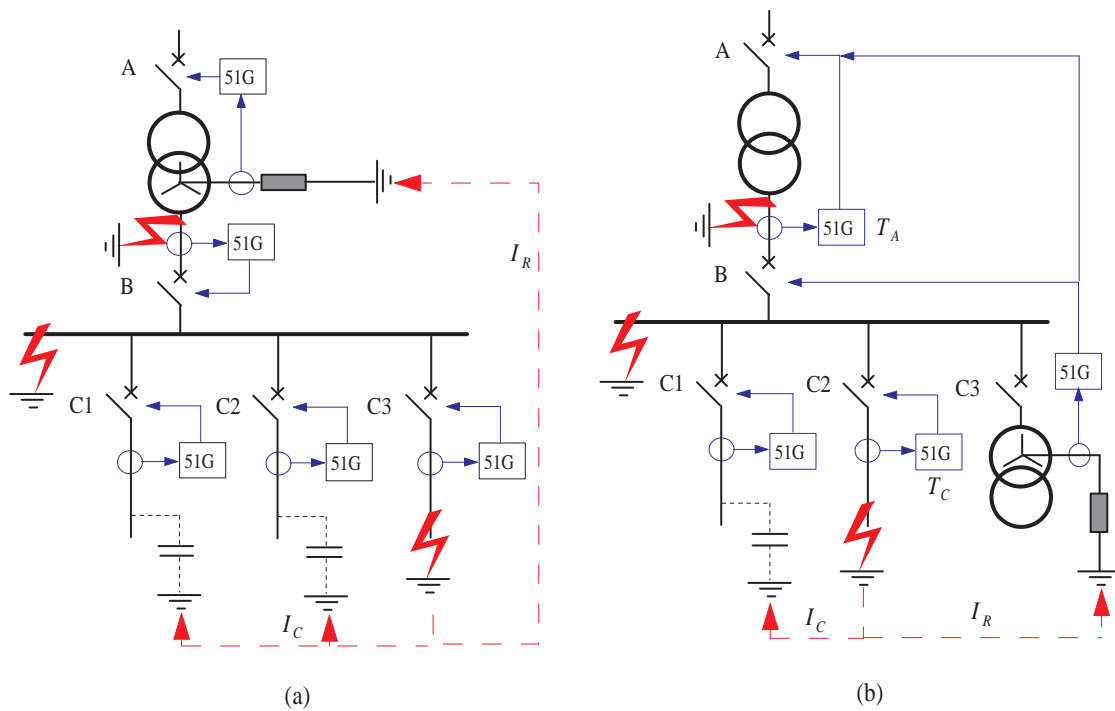


FIGURE 4.19 – Protection contre les défauts à la terre pour un réseau simple à neutre enterré : (a). Neutre mis à la terre au niveau du transformateur principal, (b). Neutre mis à la terre en aval du jeu de barres.

- Des protections contre les surintensités, dues à des défauts entre phases (courts-circuits) ou à des surcharges ;
- Des protections contre les défauts entre les phases et la terre.

La Figure. 4.18 illustre les protections contre les surintensités dédiées généralement à un réseau simple avec une arrivée, un jeu de barres et un ou plusieurs départs. On distingue :

- Des fonction de protection ANSI 51 en amont et en aval du jeu de barres (contre les courts-circuits entre phases) ;
- Les relais dans chaque unités sont réglés à des seuls de courants I_{sA} , I_{sB} avec $I_{sA} \geq I_{sB}$;
- Une discrimination temporelle (Time-based discrimination) est imposée pour l'unité de protection de l'arrivée (A) et les unités de protection du départs (B). Si B est réglé pour intervenir après un temps T_B pour un défaut sur un départ, alors A doit être réglée pour intervenir après un temps $T_A \geq T_B + \Delta T$ pour un défaut sur le jeu de barre. La durée de discrimination ΔT (retard) est généralement

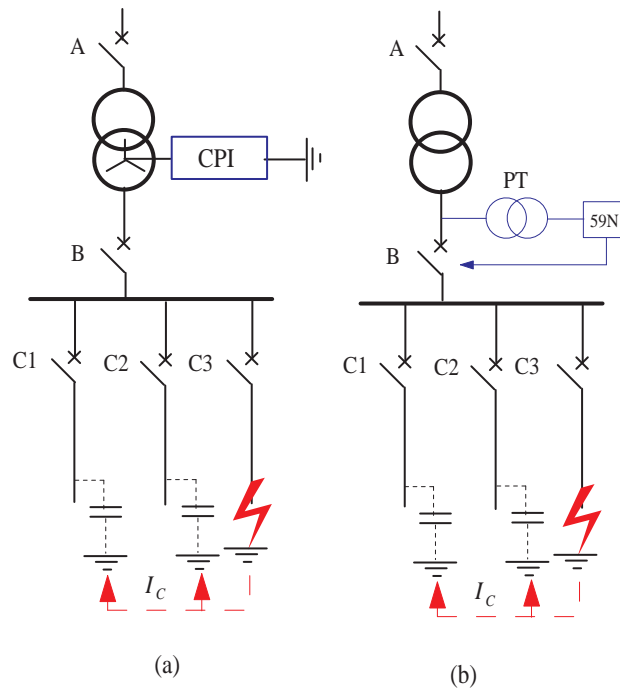


FIGURE 4.20 – Protection contre les défauts à la terre pour un réseau simple à neutre isolé : (a). Protection par un CPI, (b). Protection par ANSI 59N.

0.3 secondes. Avec cette discrimination, la protection A ne risque pas de déclencher pour un défaut concernant B, mais en cas d'échec de celle-ci après un temps T_B alors elle doit intervenir dans un temps ΔT .

Pour ce type de réseau, la protection contre les défaut à la terre est aussi nécessaire et les dispositifs dédiés à cet effet sont installés à l'arrivée et aux différents départs, ainsi que sur la liaison neutre-terre au niveau du transformateur (Figure. 4.19(a)) ou en aval du jeu de barres (Figure. 4.19(b)). Il s'agit des unités de protection à maximum d'intensité à la terre, ANSI 51G (ou ANSI 51N). Le principe de sélectivité doit être respecté aussi pour cette protection, c'est-à-dire, une discrimination est imposées entre les différents niveaux A, B et C. Par ailleurs, les seuils de déclenchement sont différents de la protection contre les surintensités (ANSI 51).

Par ailleurs, si la durée de discrimination nécessaire ΔT est longue, il se peut que la protection en amont interviendra trop tard. Dans ce cas il est préférable d'utiliser une discrimination logique.

Pour des réseaux à neutre isolé, en plus des protections ANSI 51, il faut ajouter des protection contre le déplacement du point neutre (défaut phase-terre), soit par un CPI (Figure. 4.20(a)), soit par la mesure de la tension résiduel, en utilisant la fonction ANSI 59N (Figure. 4.20(b)).

4.7.2 Réseau à double antenne (deux arrivées)

Pour des configurations plus complexes du réseau, d'autres protections sont souvent nécessaires. On peut notamment citer la protection directionnelle. Les Figure. 4.21(a) et 4.21(b) illustre les protections nécessaire pour un réseau à deux arrivées. En plus des protections contre les surintensités (ANSI 51 et ANSI 51G), il y a les protections directionnelles ANSI 67 et ANSI 67N très utiles pour ces structures car elles permettent une meilleure sélectivité (Un défaut en aval de B1 par exemple ne va entraîner l'ouverture de B2) à condition bien de donner la priorité à la fonction ANSI 67 et non pas à la fonction ANSI 51, i.e., $T_R < T_B$. Pour les défauts à la terre la fonction ANSI 67N doit avoir aussi la priorité sur la fonction ANSI 51G pour assurer la sélectivité.

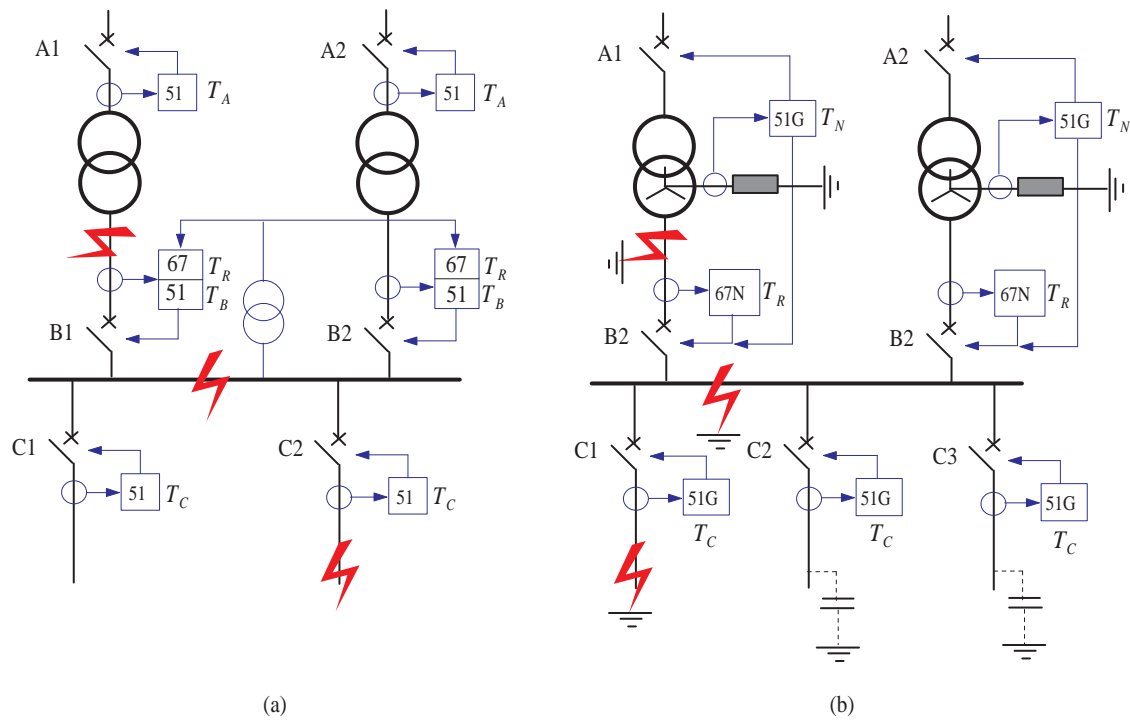


FIGURE 4.21 – Protection d'un réseau à deux arrivées : (a). Protection contre les défauts entre phases, (b). Protection contre les défauts à la terre.

4.8 Points à retenir

En résumé voici, les points essentiels à retenir pour la protection d'un réseau électrique

1. Tous les éléments du réseau doivent être protégés en premier lieu contre les défaut d'isolement entre phases (courts-circuits) et entre phases et terre. Néanmoins d'autres protections spécifiques à chaque équipements (générateurs, transformateurs notamment) sont obligatoires ;
2. La protection à adopter doit tenir compte du régime du neutre ;
3. Une protection doit être rapide et sélective. La discrimination est indispensable pour assurer cette qualité ;
4. Le type de discrimination dépend de la structure du réseau.

Dispatching économique Economic dispatch

Les centrales électriques connectées au réseau sont appelées à produire suffisamment de puissance pour répondre à la demande des charges. Cette demande varie considérablement durant les journées et les saisons, et les coûts de production d'énergie diffèrent aussi d'une centrale à une autre, selon le type et l'efficacité. Par conséquent, il est indispensable de répartir la capacité de génération d'une manière à satisfaire la demande avec un minimum de coût.

Le problème de répartition des charges sur les différentes unités de production est appelé *dispatching économique*. Ce problème consiste à optimiser les coûts de production d'énergie. Un dispatching économique obéit à un planning pour le lendemain et un planning du jour. Un planning du lendemain sert à définir les unités de génération pour chaque heure sur la bases des critères suivants :

- Estimation de la demande ;
- Les limites maximale et minimale de puissance de chaque unité de production ;
- Le temps de démarrage de chaque unité ;
- Le coût de production de chaque unité (coût de la matière première, efficacité) ;
- Le coût de démarrage...etc.

Le dispatching journalier sert à contrôler les écoulements de puissance d'heure en heure pour maintenir la fréquence et la tension dans des limites acceptables, et ce par :

- Ajustement de la production par un contrôle automatique de génération (AGR, Automatic generation control) ;
- Modification de la topologie du réseau ;
- Compensation des puissances réactive ;
- Délestage de charge si nécessaire ;

5.1 Coût de génération

Le coût de génération de la puissance diffère d'une centrale à une autre. Ce coût dépend de plusieurs paramètres ; combustible, technologie...etc. Pour une centrale thermique, le coût de génération par heure d'une puissance P_G est approximé par la fonction non linéaire

$$C(P_G) = \alpha + \beta P_G + \gamma P_G^2 \quad \text{u/h} \quad (5.1)$$

Avec α , β et γ , des coefficients constants propres à chaque centrale, 'u', une unité monétaire. Cette équation est représentée sur la Figure. 5.1. Bien évidemment, il y a des limites minimale et maximale de génération pour chaque centrale.

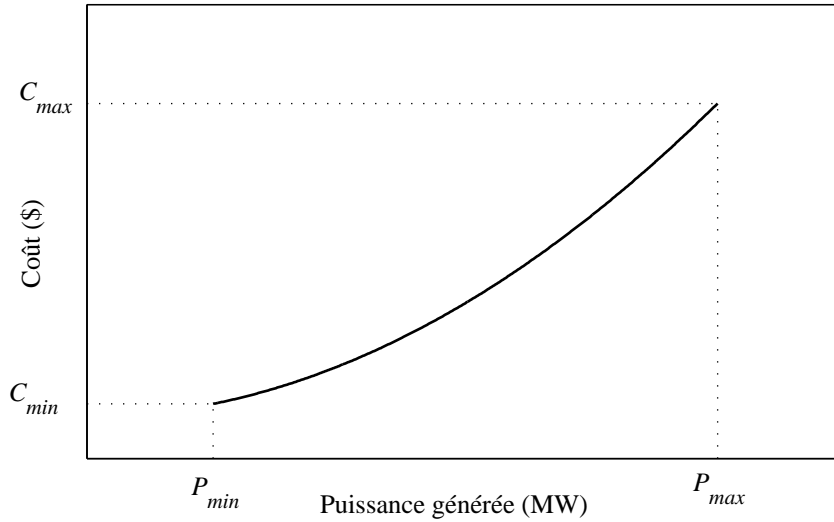


FIGURE 5.1 – Caractéristique coût-puissance générée pour une centrale thermique.

Lorsqu'il y a n centrales, le coût total de génération est donc

$$C_T = \sum_{i=1}^n C_i(P_{Gi}) \quad (5.2)$$

5.2 Contraintes

Soit un nombre n d'unités de génération, ou centrales connectées au réseau. Ces centrales sont appelées à produire la puissance P_D demandée par la charge. Le dispatching économique doit optimiser les coûts pour répondre à la demande de la charge tout en respectant les conditions suivantes :

1. Produire toute la puissance demandée par la charge et les pertes de transmission (transport) ;
2. Une centrale ne doit pas fonctionner au dessous de sa capacité minimale ou au dessus de sa capacité maximale.

La première condition fait sortir la première contrainte, dite *contrainte d'égalité*, et elle est écrite comme

$$\sum_{i=1}^n P_{Gi} = P_D + P_{loss} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (5.3)$$

où P_{Gi} , la puissance générée par une centrale i , P_{loss} représente les pertes de transmission. La deuxième condition représente une deuxième contrainte dite *contrainte d'inégalité*, et elle est exprimée comme

$$P_{Gi,min} - P_{Gi} \leq 0 \quad \text{et} \quad P_{Gi} - P_{Gi,max} \leq 0 \quad (5.4)$$

Par conséquent le problème de dispatching économique consiste à minimiser le coût total C_T , tout en respectant ces deux contraintes

En résumé : Le dispatching peut être résumé en trois points ;

1. Pour chaque demande de puissance, calculer les puissances que doivent générer les différentes centrales, et ce de manière à réduire le coût global ;
2. La puissance totale générée doit couvrir la demande des charges et les pertes de transmission ;
3. Chaque puissance calculée doit respecter les limites de production de l'unité correspondante. Si la valeur calculée est en dessous de la puissance minimale alors la puissance que doit générer l'unité en question doit être ramenée à sa puissance minimale, et si la valeur calculée est en dessus de la puissance maximale, alors la puissance que doit générer cette unité est ramenée à sa puissance maximale.

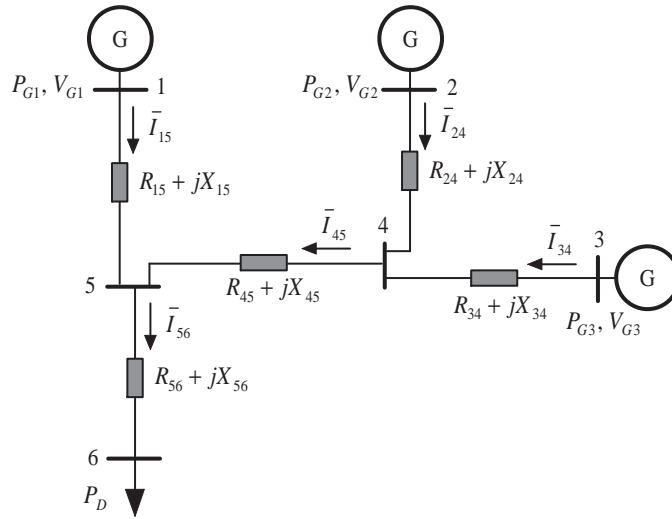


FIGURE 5.2 – Réseau à trois unités de génération, 6 jeux de barres et 5 lignes.

5.3 Pertes de transmission

Pour formuler le problème du dispatching de manière générale, on a souvent besoin de connaître les pertes de transmission comme le suggère la contrainte d'égalité (5.3). Pour cela, l'approche adéquate serait de formuler d'abord la relation entre les puissances générées par chaque centrale, i.e., les P_{G_i} et les pertes P_{loss} . Pour établir cette relation, on va commencer par l'exemple d'un réseau simple composé de 3 unités de génération, 6 jeux de barres et 5 lignes (Figure. 5.2). Le réseau débite sur une charge demandant une puissance P_D .

La méthode classique de détermination des pertes dans une ligne électrique consiste à calculer le courant carré dans cette ligne et le multiplier fois sa résistance. Les courants de lignes pour le réseau de la Figure. 5.2 sont donnés en fonction des puissances générées comme

$$I_{15} = \frac{P_{G1}}{\sqrt{3}V_{G1} \cos(\varphi_{G1})}, \quad I_{24} = \frac{P_{G2}}{\sqrt{3}V_{G2} \cos(\varphi_{G2})}, \quad I_{34} = \frac{P_{G3}}{\sqrt{3}V_{G3} \cos(\varphi_{G3})} \quad (5.5)$$

$$\bar{I}_{45} = \bar{I}_{24} + \bar{I}_{34}, \quad \bar{I}_{56} = \bar{I}_{15} + \bar{I}_{45} \quad (5.6)$$

Pour pouvoir exprimer l'ensemble des pertes en fonction des générations, on va exprimer les courants I_{45} et I_{56} en fonction des puissances générées. Ainsi, à partir de (1.16), on a

$$\bar{I}_{45} = \frac{1}{\sqrt{3}} \left[\left(\frac{P_{G2}}{V_{G2}} + \frac{P_{G3}}{V_{G3}} \right) + j \left(\frac{P_{G2}}{V_{G2}} \tan(\varphi_{G2}) + \frac{P_{G3}}{V_{G3}} \tan(\varphi_{G3}) \right) \right] \quad (5.7)$$

Soit

$$I_{45}^2 = \frac{1}{3} \left[\left(\frac{P_{G2}}{V_{G2}} \right)^2 (1 + \tan^2(\varphi_{G2}^2)) + \left(\frac{P_{G3}}{V_{G3}} \right)^2 (1 + \tan^2(\varphi_{G3}^2)) + 2 \frac{P_{G2}P_{G3}}{V_{G2}V_{G3}} (1 + \tan(\varphi_{G2}) \tan(\varphi_{G3})) \right] \quad (5.8)$$

ou

$$I_{45}^2 = \frac{1}{3} \left[\left(\frac{P_{G2}}{V_{G2} \cos(\varphi_{G2})} \right)^2 + \left(\frac{P_{G3}}{V_{G3} \cos(\varphi_{G3})} \right)^2 + 2 \frac{P_{G2}P_{G3}}{V_{G2}V_{G3}} (1 + \tan(\varphi_{G2}) \tan(\varphi_{G3})) \right] \quad (5.9)$$

De même,

$$\bar{I}_{56} = \frac{1}{\sqrt{3}} \left[\left(\frac{P_{G1}}{V_{G1}} + \frac{P_{G2}}{V_{G2}} + \frac{P_{G3}}{V_{G3}} \right) + j \left(\frac{P_{G1}}{V_{G1}} \tan(\varphi_{G1}) + \frac{P_{G2}}{V_{G2}} \tan(\varphi_{G2}) + \frac{P_{G3}}{V_{G3}} \tan(\varphi_{G3}) \right) \right] \quad (5.10)$$

Soit, après développement

$$I_{56}^2 = \frac{1}{3} \left[\left(\frac{P_{G1}}{V_{G1} \cos(\varphi_{G1})} \right)^2 + \left(\frac{P_{G2}}{V_{G2} \cos(\varphi_{G2})} \right)^2 + \left(\frac{P_{G3}}{V_{G3} \cos(\varphi_{G3})} \right)^2 + 2 \frac{P_{G1} P_{G2}}{V_{G1} V_{G2}} (1 + \tan(\varphi_{G1}) \tan(\varphi_{G2})) + 2 \frac{P_{G1} P_{G3}}{V_{G1} V_{G3}} (1 + \tan(\varphi_{G1}) \tan(\varphi_{G3})) + 2 \frac{P_{G2} P_{G3}}{V_{G2} V_{G3}} (1 + \tan(\varphi_{G2}) \tan(\varphi_{G3})) \right] \quad (5.11)$$

Maintenant, on peut exprimer les pertes dans les cinq lignes en fonction des trois générations comme

$$P_{loss(15)} = 3R_{15}I_{15}^2 = \frac{R_{15}}{V_{G1}^2 \cos(\varphi_{G1})^2} P_{G1}^2 \quad (5.12)$$

$$P_{loss(24)} = 3R_{24}I_{24}^2 = \frac{R_{24}}{V_{G2}^2 \cos(\varphi_{G2})^2} P_{G2}^2 \quad (5.13)$$

$$P_{loss(34)} = 3R_{34}I_{34}^2 = \frac{R_{34}}{V_{G3}^2 \cos(\varphi_{G3})^2} P_{G3}^2 \quad (5.14)$$

$$P_{loss(45)} = 3R_{45}I_{45}^2 = \frac{R_{45}}{V_{G2}^2 \cos(\varphi_{G2})^2} P_{G2}^2 + \frac{R_{45}}{V_{G3}^2 \cos(\varphi_{G3})^2} P_{G3}^2 + 2 \frac{R_{45}}{V_{G2} V_{G3}} (1 + \tan(\varphi_{G2}) \tan(\varphi_{G3})) P_{G2} P_{G3} \quad (5.15)$$

$$P_{loss(56)} = 3R_{56}I_{56}^2 = \frac{R_{56}}{V_{G1}^2 \cos(\varphi_{G1})^2} P_{G1}^2 + \frac{R_{56}}{V_{G2}^2 \cos(\varphi_{G2})^2} P_{G2}^2 + \frac{R_{56}}{V_{G3}^2 \cos(\varphi_{G3})^2} P_{G3}^2 + 2 \frac{R_{56}}{V_{G1} V_{G2}} (1 + \tan(\varphi_{G1}) \tan(\varphi_{G2})) P_{G1} P_{G2} + 2 \frac{R_{56}}{V_{G1} V_{G3}} (1 + \tan(\varphi_{G1}) \tan(\varphi_{G3})) P_{G1} P_{G3} + 2 \frac{R_{56}}{V_{G2} V_{G3}} (1 + \tan(\varphi_{G2}) \tan(\varphi_{G3})) P_{G2} P_{G3} \quad (5.16)$$

Finalement, le total des pertes

$$P_{loss} = \sum P_{loss(ij)} = \left(\frac{R_{15} + R_{56}}{V_{G1}^2 \cos(\varphi_{G1})^2} \right) P_{G1}^2 + \left(\frac{R_{24} + R_{45} + R_{56}}{V_{G2}^2 \cos(\varphi_{G2})^2} \right) P_{G2}^2 + \left(\frac{R_{34} + R_{45} + R_{56}}{V_{G3}^2 \cos(\varphi_{G3})^2} \right) P_{G3}^2 + 2 \frac{R_{56}}{V_{G1} V_{G2}} (1 + \tan(\varphi_{G1}) \tan(\varphi_{G2})) P_{G1} P_{G2} + 2 \frac{R_{56}}{V_{G1} V_{G3}} (1 + \tan(\varphi_{G1}) \tan(\varphi_{G3})) P_{G1} P_{G3} + 2 \frac{R_{56}}{V_{G2} V_{G3}} (1 + \tan(\varphi_{G2}) \tan(\varphi_{G3})) P_{G2} P_{G3} \quad (5.17)$$

Cette expression a la forme

$$P_{loss} = b_{11}P_{G1}^2 + b_{22}P_{G2}^2 + b_{33}P_{G3}^2 + 2b_{12}P_{G1}P_{G2} + 2b_{13}P_{G1}P_{G3} + 2b_{23}P_{G2}P_{G3} \quad (5.18)$$

Ce résultat peut être étendu pour un réseau à n générateurs

$$P_{loss} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n b_{ij} P_{Gi} P_{Gj} \quad (5.19)$$

Habituellement, ces pertes sont données sous forme

$$P_{loss} = \mathbf{P}_G^T \mathbf{B} \mathbf{P}_G \quad (5.20)$$

ou

$$\mathbf{B} = \begin{pmatrix} b_{11} & b_{12} & \dots & b_{1n} \\ b_{21} & b_{22} & \dots & b_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ b_{n1} & b_{n2} & \dots & b_{nn} \end{pmatrix}, \quad \mathbf{P}_G = \begin{pmatrix} P_{G1} \\ P_{G2} \\ \vdots \\ P_{Gn} \end{pmatrix} \quad (5.21)$$

Les éléments $b_{ij} = b_{ji}$ de la matrice \mathbf{B} sont appelés *coefficients de perte*. Ces coefficients dépendent de la charge comme le montre l'équation (5.17). Cependant pour des raisons de simplification, on les supposera constants.

5.4 Solution du dispatching économique

5.4.1 Solution avec pertes

La solution du dispatching économique fait appel à des méthodes d'optimisation. La méthode de Kuhn-Tucker est la plus utilisée pour cette optimisation. Cette méthode est basée sur la méthode dite du *Lagrangien*, car elle consiste à calculer d'abord le Lagrangien qui doit tenir compte de toutes les contraintes comme

$$L(P_{G1}, P_{G2}, \dots, P_{Gn}, \lambda) = \sum_{i=1}^n C_i(P_{Gi}) + \lambda \left(P_D + P_{loss} - \sum_{i=1}^n P_{Gi} \right) + \sum_{i=1}^n h_i(P_{Gi}) \quad (5.22)$$

Le coefficient λ est dit multiplicateur de Lagrange *pour les contraintes d'égalités*. La fonction $h_i(P_{Gi})$ représente les contraintes d'inégalités et elle est définie comme

$$h_i(P_{Gi}) = \sigma_{i,min}(P_{Gi,min} - P_{Gi}) + \sigma_{i,max}(P_{Gi,max} - P_{Gi}) \quad (5.23)$$

Les constantes $\sigma_{i,min}$ et $\sigma_{i,max}$ sont les coefficients minimal et maximal de génération pour la centrale i ;

$$\begin{aligned} \sigma_{i,min} &= 0 \quad \text{quand} \quad P_{Gi} > P_{Gi,min} \\ \sigma_{i,max} &= 0 \quad \text{quand} \quad P_{Gi} < P_{Gi,max} \end{aligned} \quad (5.24)$$

Il devient ainsi évident que lorsque la contrainte d'inégalité est respectée, i.e., la puissance P_{Gi} est à l'intérieur de ses limites, les deux coefficients $\sigma_{i,min}$ et $\sigma_{i,max}$ sont nuls.

Mathématiquement parlant, la méthode de Lagrange (parfois appelé méthode des multiplicateurs de Lagrange) permet de trouver les points stationnaires d'une fonction dérivable d'une ou plusieurs variables sous contraintes. Pour cela, il faut chercher les points pour lesquels la différentielle de la fonction de Lagrange est nulle. Donc, pour trouver la solution optimale, i.e., la répartition économique des générations P_{Gi} , il faut d'abord calculer les dérivées partielles du Lagrangien. Ainsi, l'optimum est normalement obtenu lorsque toutes ces dérivées sont nulles. c'est-à-dire

$$\frac{\partial L}{\partial P_{Gi}} = 0, \quad \text{pour} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (5.25)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = 0 \quad (5.26)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \sigma_{i,min}} = 0, \quad \frac{\partial L}{\partial \sigma_{i,max}} = 0 \quad \text{pour} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (5.27)$$

Compte tenu de la définition du Lagrangien dans l'équation (5.22), on peut calculer les dérivées partielles ci-dessus et déduire que la condition (5.26) représente exactement la contrainte d'égalité déjà donnée par (5.3). Les conditions dans (5.27) peuvent être réécrites comme

$$P_{Gi} < P_{Gi,max} \quad P_{Gi} > P_{Gi,min} \quad (5.28)$$

ce qui indiquent qu'une puissance P_{Gi} ne doit pas sortir de ces limites minimale et maximale (contrainte d'inégalité). Finalement, la condition (5.25) aboutira à

$$\frac{\partial C_i}{\partial P_{Gi}} + \lambda \left(\frac{\partial P_{loss}}{\partial P_{Gi}} \right) = \lambda \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (5.29)$$

Les dérivées $\partial C_i / \partial P_{Gi}$ sont dites *coûts incrémentaux*, *Incremental costs* qu'on notera IC_i . Un coût incrémental représente l'accroissement du coût correspondant à une unité supplémentaire. Les dérivées partielles $\partial P_{loss} / \partial P_{Gi}$ sont dites *pertes incrémentales* ou *incremental losses* qui représente la perte supplémentaire correspondante à une augmentation de la génération.

L'équation (5.29) exprime la relation entre les puissances générées, les pertes de puissance et le multiplicateur de Lagrange. Cette équation peut être reformulée comme

$$\lambda = IC_i \frac{1}{1 - \frac{\partial P_{loss}}{\partial P_{Gi}}} = IC_i \times pf_i \quad (5.30)$$

Le terme

$$pf_i = \left(1 - \frac{\partial P_{loss}}{\partial P_{Gi}}\right)^{-1} \quad (5.31)$$

est dit *facteur de pénalité*. Ce facteur représente une pénalité à la centrale i pour sa contribution aux pertes P_{loss} lorsqu'elle génère une puissance P_{Gi} . Ceci dit qu'une centrale ayant un coût de production relativement élevée mais proche de la zone de consommation devrait être moins pénalisée qu'une centrale lointaine même avec un coût de production moins élevée. Par ailleurs, remarquer à partir de l'équation (5.30) que *le dispatching optimal est obtenu lorsque tous les coûts incrémentaux multipliés par leurs facteurs de pénalité sont tous les mêmes pour toutes les centrales*.

Pour résoudre l'équation (5.29) on va exprimer les pertes, les coûts incrémentaux et les pertes incrémentales à partir des équations (5.1) et (5.20) comme

$$\frac{\partial C_i}{\partial P_{Gi}} = IC_i = \beta_i + 2\gamma_i P_{Gi} \quad (5.32)$$

$$\frac{\partial P_{loss}}{\partial P_{Gi}} = 2 \sum_{j=1}^n b_{ij} P_{Gj} \quad (5.33)$$

En remplaçant dans (5.29)

$$\beta_i + 2\gamma_i P_{Gi} + 2\lambda \sum_{j=1}^n b_{ij} P_{Gj} = \lambda \quad (5.34)$$

En faisant sortir P_{Gi} de la somme et divisant sur 2λ , le problème du dispatching revient alors à résoudre

$$\left(\frac{\gamma_i}{\lambda} + b_{ii}\right) P_{Gi} + \sum_{j=1, j \neq i}^n b_{ij} P_{Gj} = \frac{1}{2} - \frac{\beta_i}{2\lambda} \quad (5.35)$$

Enfin, cette équation est exprimée plus convenablement sous forme matricielle comme

$$\begin{pmatrix} \frac{\gamma_1}{\lambda} + b_{11} & b_{12} & \dots & b_{1n} \\ b_{21} & \frac{\gamma_2}{\lambda} + b_{22} & \dots & b_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ b_{n1} & b_{n2} & \dots & \frac{\gamma_n}{\lambda} + b_{nn} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} P_{G1} \\ P_{G2} \\ \vdots \\ P_{Gn} \end{pmatrix} = \frac{1}{2} \begin{pmatrix} 1 - \frac{\beta_1}{\lambda} \\ 1 - \frac{\beta_2}{\lambda} \\ \vdots \\ 1 - \frac{\beta_n}{\lambda} \end{pmatrix} \quad (5.36)$$

On obtient ainsi, un ensemble de n équations à résoudre pour trouver la répartition économique des générations P_{Gi} . Il est évident qu'avec un coefficient λ spécifié, les équations deviennent linéaires et simples à résoudre. Cependant, le problème n'est pas si simple que ça, car la valeur de λ n'est pas évidente lorsqu'il y a des pertes. En effet, en présence des pertes ce coefficient dépend des puissances générées et des pertes de transmission, ce qui fait des équations (5.36) un problème non linéaire qui nécessitera un moyen de calcul itératif. En résumé, on peut dire que la solution des équations dans (5.36), donc du dispatching optimal, revient à trouver la valeur de λ qui assure ce dispatching. De manière très simple, en négligeant toutes les contraintes, l'équation (5.36) admet une solution quelque soit la valeur de $\lambda \neq 0$, cependant, sous les contraintes d'égalité et d'inégalité, il y a une seule valeur pour cette constante qui peut résoudre cette équation. Ainsi, l'approche la plus banale pour trouver la bonne valeur de λ consiste à adopter une méthode itérative jusqu'à ce que la solution respecte les contraintes en question. Comme ces méthodes nécessitent souvent une condition initiale, l'équation (5.36) peut être résolue avec un coefficient $\lambda^{(1)}$ qui peut être estimé à partir du dispatching sans pertes et sans contraintes d'inégalité. Le processus d'itération peut être alors lancé en utilisant la méthode du gradient. Pour mettre les choses au clair, faisant sortir à partir de (5.35)

$$P_{Gi} = \frac{\lambda \left(1 - 2 \sum_{j=1, j \neq i}^n b_{ij} P_{Gj}\right) - \beta_i}{2(\lambda b_{ii} + \gamma_i)} \quad (5.37)$$

Ainsi, à la $r^{\text{ème}}$ itération, on a un coefficient $\lambda^{(r)}$ et une puissance

$$P_{Gi}^{(r)} = \frac{\lambda^{(r)} \left(1 - 2 \sum_{j=1, j \neq i}^n b_{ij} P_{Gj}^{(r)}\right) - \beta_i}{2(\lambda^{(r)} b_{ii} + \gamma_i)} \quad (5.38)$$

La contrainte d'égalité à la $r^{\text{ème}}$ itération s'écrira par conséquent comme

$$\sum_{i=1}^n P_{Gi}^{(r)} = \sum_{i=1}^n \frac{\lambda^{(r)} \left(1 - 2 \sum_{j=1, j \neq i}^n b_{ij} P_{Gj}^{(r)}\right) - \beta_i}{2(\lambda^{(r)} b_{ii} + \gamma_i)} = P_D + P_{loss}^{(r)} \quad (5.39)$$

Autrement

$$(f(\lambda))^{(r)} = P_D + P_{loss}^{(r)} \quad (5.40)$$

Pour faire apparaître la variation $\Delta\lambda$ du multiplicateur de Lagrange, on va développer l'expression $f(\lambda)$ en série de Taylor. Ainsi, en considérant uniquement les termes de premier ordre

$$(f(\lambda))^{(r)} + \left(\frac{df(\lambda)}{d\lambda}\right)^{(r)} \Delta\lambda^{(r)} = P_D + P_{loss}^{(r)} \quad (5.41)$$

d'où

$$\Delta\lambda^{(r)} = \frac{P_D + P_{loss}^{(r)} - (f(\lambda))^{(r)}}{\left(\frac{df(\lambda)}{d\lambda}\right)^{(r)}} = \frac{P_D + P_{loss}^{(r)} - \sum_{i=1}^n P_{Gi}^{(r)}}{\left(\frac{df(\lambda)}{d\lambda}\right)^{(r)}} \quad (5.42)$$

Remarquer que le numérateur de cette équation représente le résidu $\Delta P^{(r)}$ de la puissance à l'itération r . Par conséquent la relation entre la variation $\Delta\lambda^{(r)}$ (qui est en réalité la correction qu'il faut apporter au coefficient de Lagrange à l'itération r) et le résidu de puissance est réduite à

$$\Delta\lambda^{(r)} = \frac{\Delta P^{(r)}}{\left(\frac{df(\lambda)}{d\lambda}\right)^{(r)}} = \frac{\Delta P^{(r)}}{\sum_{i=1}^n \left(\frac{dP_{Gi}}{d\lambda}\right)^{(r)}} \quad (5.43)$$

Or, d'après l'équation (5.38)

$$\sum_{i=1}^n \left(\frac{dP_{Gi}}{d\lambda}\right)^{(r)} = \sum_{i=1}^n \frac{\gamma_i \left(1 - 2 \sum_{j=1, j \neq i}^n b_{ij} P_{Gj}^{(r)}\right) + \beta_i b_{ii}}{2(\lambda^{(r)} b_{ii} + \gamma_i)^2} \quad (5.44)$$

Finalement, la valeur de λ doit être actualisée comme

$$\lambda^{(r+1)} = \lambda^{(r)} + \Delta\lambda^{(r)} \quad (5.45)$$

jusqu'à ce que le résidu $\Delta P^{(r)}$ soit inférieure à une certaine tolérance ε , ce qui résoudra la contrainte d'égalité. En outre, il faut vérifier à chaque nouvelle valeur de λ les contraintes d'inégalités.

Au final, l'algorithme de cette méthode est illustré sur la Figure. 5.3.

Exemple 5.1

Pour le réseau de la Figure. 5.2, on donne la matrice des coefficients de perte

$$\mathbf{B} = 10^{-5} \begin{pmatrix} 9 & 0.7 & 0.8 \\ 0.7 & 8 & 0.75 \\ 0.8 & 0.75 & 10 \end{pmatrix}$$

Les paramètres α_i , β_i et γ_i sont données pour les trois unités par

$$\boldsymbol{\alpha} = (25 \quad 20 \quad 35)^T \quad \boldsymbol{\beta} = (10 \quad 6 \quad 15)^T, \quad \boldsymbol{\gamma} = (0.4 \quad 0.35 \quad 0.5)^T$$

Enfin, les limites de génération en MW

$$30 \leq P_{G1} \leq 500$$

$$30 \leq P_{G2} \leq 500$$

$$30 \leq P_{G3} \leq 300$$

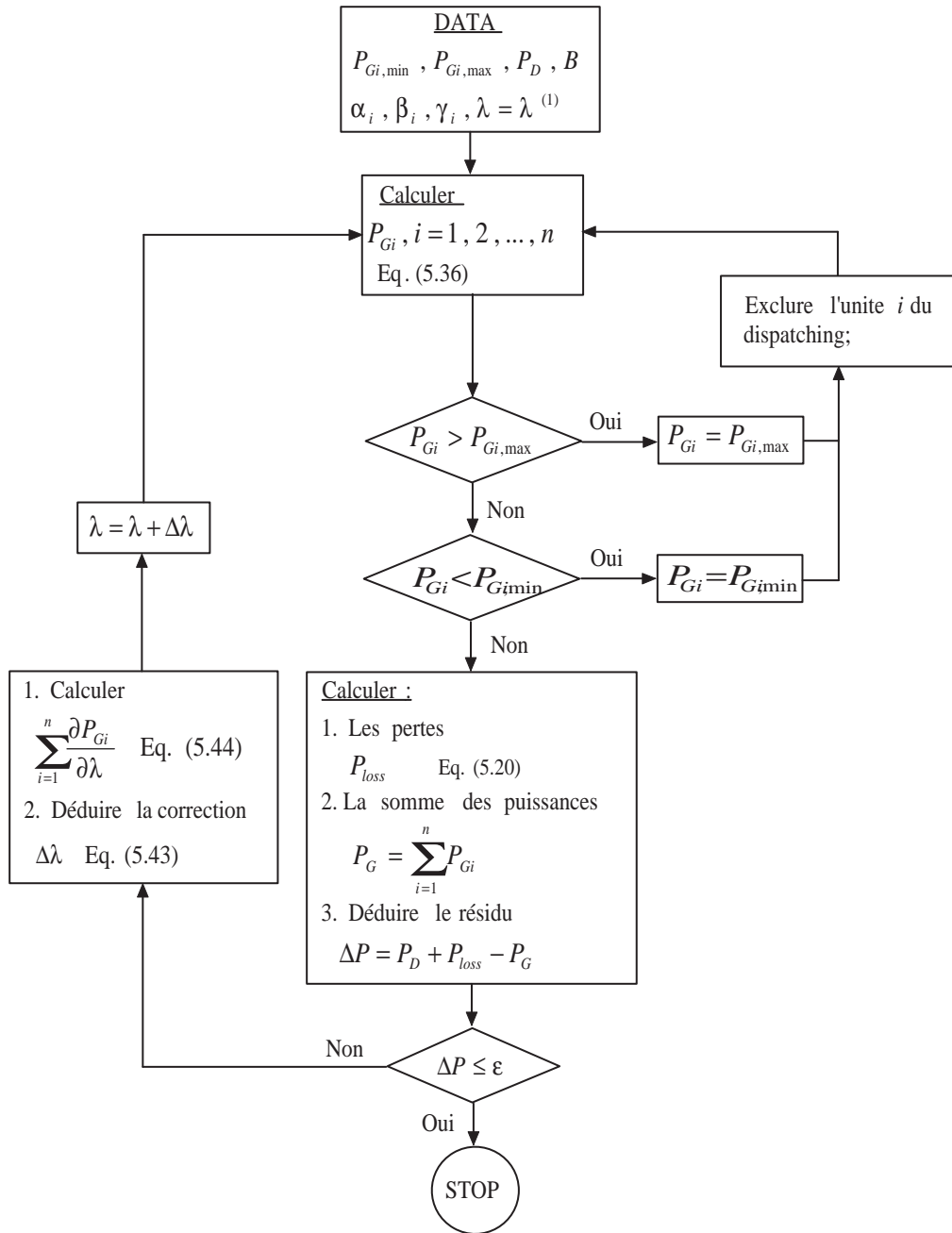


FIGURE 5.3 – Algorithme de dispatching économique avec pertes.

Avec un coefficient $\lambda = 150$ u/MWh, la solution du dispatching est obtenu directement à partir de (5.36) comme

$$\begin{pmatrix} P_{G1} \\ P_{G2} \\ P_{G3} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0.00275 & 0.000007 & 0.000008 \\ 0.000007 & 0.00241 & 0.0000075 \\ 0.000008 & 0.0000075 & 0.00343 \end{pmatrix}^{-1} \begin{pmatrix} 0.4667 \\ 0.4800 \\ 0.4500 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 168.417 \\ 198.001 \\ 130.243 \end{pmatrix}$$

La somme des pertes

$$P_{loss} = P_G^T B P_G = 8.59 \text{ MW}$$

d'où, la puissance de charge

$$P_D = 168.417 + 198.001 + 130.243 - 8.59 = 488.07 \text{ MW}$$

Le coût de génération

$$C_T = C_1 + C_2 + C_3 = 30038.05 \text{ u/h}$$

Cette exemple montre que si la valeur de λ est spécifiée, on peut calculer la répartition optimale des générations et déduire la puissance que la charge doit demander. En d'autre termes, pour cette valeur de λ , la puissance P_D doit impérativement être 488.07 MW pour assurer un dispatching optimal.

Exemple 5.2

Dans l'exemple 5.1, le coefficient λ est spécifié, ce qui a permis de calculer les puissances P_{Gi} et de déduire la puissance demandée P_D . Cependant, en réalité on connaît plutôt la puissance demandée. Pour un exemple plus réaliste, soit toujours les mêmes unités qui doivent alimenter une charge de 700 MW à travers le réseau représenté par la matrice \mathbf{B} . Pour cette puissance on peut prendre $\lambda^{(1)} = 200$ (à partir de la solution sans pertes). Comme première étape, on résout toujours l'équation (5.36) qui donnera

$$\mathbf{P}_G^{(1)} = \begin{pmatrix} 225.7151 \\ 263.4409 \\ 176.4302 \end{pmatrix} \text{ MW}$$

La somme des puissances générées est égale donc 665.85 MW. Les pertes de puissance sont donnée comme

$$P_{loss}^{(1)} = \left(\mathbf{P}_G^{(1)}\right)^T \mathbf{B} \mathbf{P}_G^{(1)} = 15.41 \text{ MW}$$

Le résidu $\Delta P^{(1)}$

$$\Delta P^{(1)} = 700 + 15.41 - 665.85 = 49.56 \text{ MW}$$

Ce résidu est trop important, donc on doit suivre les itérations. A partir de l'équation (5.44)

$$\sum_{i=1}^n \left(\frac{dP_{Gi}}{d\lambda} \right)^{(1)} = 3.3466$$

d'où, la correction qu'il faut apporter à $\lambda^{(1)}$ (d'après (5.43))

$$\Delta\lambda^{(1)} = \frac{49.56}{3.3466} = 14.8091$$

Maintenant, on prend

$$\lambda^{(2)} = \lambda^{(1)} + \Delta\lambda^{(1)} = 214.8091$$

On retourne vers la première étape pour recalculer les puissances avec cette nouvelle valeur de λ toujours par l'équation (5.36)

$$\mathbf{P}_G^{(2)} = \begin{pmatrix} 241.5406 \\ 281.9152 \\ 188.8467 \end{pmatrix} \text{ MW}$$

La somme des puissances générées est égale maintenant 712.3025 MW. Les pertes de puissance sont donnée comme

$$P_{loss}^{(2)} = \left(\mathbf{P}_G^{(2)}\right)^T \mathbf{B} \mathbf{P}_G^{(2)} = 17.6569 \text{ MW}$$

Le résidu $\Delta P^{(2)}$

$$\Delta P^{(2)} = 700 + 17.6569 - 712.3025 = 5.3544 \text{ MW}$$

Ce résidu est toujours important, donc on doit suivre les itérations en calculant

$$\sum_{i=1}^n \left(\frac{dP_{Gi}}{d\lambda} \right)^{(2)} = 3.3239$$

La correction qu'il faut apporter cette fois à $\lambda^{(2)}$ sera

$$\Delta\lambda^{(2)} = \frac{5.3544}{3.3139} = 1.6109$$

On reprend λ avec sa nouvelle valeur donnée par

$$\lambda^{(3)} = \lambda^{(2)} + \Delta\lambda^{(2)} = 216.42$$

et on revient aux mêmes étapes jusqu'à ce que le résidu $\Delta P^{(r)} \ll$

A la 5^{ème} itération on trouve

$$\lambda^{(5)} = 216.600$$

$$\mathbf{P}_G^{(5)} = \begin{pmatrix} 243.4473 \\ 284.1411 \\ 190.3431 \end{pmatrix} \text{ MW}$$

$$P_{loss}^{(5)} = 17.9370 \text{ MW}$$

$$\Delta P^{(5)} = 0.0056 \text{ MW}$$

Le résidu ΔP est maintenant acceptable, on peut dire alors que la valeur optimale de λ est 216.6 pour une demande de 700 MW, et la répartition optimale des générations est 243.4473, 284.1411 et 190.3431 MW, i.e., une puissance générée totale de 717.931 MW. On peut alors déduire le coût de génération

$$C_T = C_1 + C_2 + C_3 = 77154 \text{ u/h}$$

Exemple 5.3

Pour ces deux exemples, aucune des trois unités n'avait atteint sa limite maximale. Nous allons maintenant supposer une demande de 1200 MW et un coefficient $\lambda^{(1)} = 300$. Les puissances générées sont alors données par (5.36) comme

$$\mathbf{P}_G^{(1)} = \begin{pmatrix} 336.1692 \\ 389.5621 \\ 265.6918 \end{pmatrix} \text{ MW}$$

Cette solution respecte la contrainte d'inégalité (toutes les puissances sont dans leurs limites.). La somme des puissances générées est égale 991.4236 MW. Les pertes de puissance sont donnée comme

$$P_{loss}^{(1)} = \left(\mathbf{P}_G^{(1)}\right)^T \mathbf{B} \mathbf{P}_G^{(1)} = 34.1858 \text{ MW}$$

Le résidu $\Delta P^{(1)}$

$$\Delta P^{(1)} = 1200 + 34.1858 - 991.4236 = 242.7626 \text{ MW}$$

Ce résidu est important, donc on passe à l'itération suivante. A partir de l'équation (5.44)

$$\sum_{i=1}^n \left(\frac{dP_{Gi}}{d\lambda} \right)^{(1)} = 3.244$$

La correction qu'il faut apporter à $\lambda^{(1)}$ sera donc

$$\Delta\lambda^{(1)} = \frac{242.7626}{3.244} = 74.835$$

En reprend λ comme

$$\lambda^{(2)} = \lambda^{(1)} + \Delta\lambda^{(1)} = 374.835$$

On revient à la première étape pour recalculer les puissance avec cette nouvelle valeur de λ . On trouve

$$\mathbf{P}_G^{(2)} = \begin{pmatrix} 415.3887 \\ 480.0169 \\ 329.9123 \end{pmatrix} \text{ MW}$$

La troisième unité a dépassé sa puissance maximale, donc sa puissance doit être fixée à sa puissance maximale, d'où

$$P_G^{(2)} = \begin{pmatrix} 415.3887 \\ 480.0169 \\ 300.0000 \end{pmatrix} \text{ MW}$$

La somme des puissances générées est 1195.4 MW. Les pertes

$$P_{loss}^{(2)} = \left(P_G^{(2)}\right)^T B P_G^{(2)} = 49.9081 \text{ MW}$$

Le résidu

$$\Delta P^{(2)} = 1200 + 49.9081 - 1195.4 = 54.5024 \text{ MW}$$

On suit encore les itérations, mais cette fois la troisième unité est exclue du dispatching, c'est-à-dire, il faut prendre $i = 1, 2$ et $j = 1, 2$ dans l'équation (5.44). Ce qui donnera

$$\sum_{i=1}^2 \left(\frac{dP_{Gi}}{d\lambda} \right)^{(2)} = 2.2721$$

d'où

$$\Delta\lambda^{(2)} = \frac{54.5024}{2.2721} = 23.988$$

$$\lambda^{(3)} = \lambda^{(2)} + \Delta\lambda^{(2)} = 398.823$$

Avec cette valeur de λ on calcul seulement P_{G1} et P_{G2} , c'est-à-dire, on supprime tous les éléments liés à l'unité 3 dans l'équation (5.36) (troisième ligne et troisième colonne dans la matrice et troisième élément dans le vecteur), et on aura un système à deux équations. On trouve alors compte tenu de P_{G3}

$$P_G^{(3)} = \begin{pmatrix} 442.7331 \\ 511.0565 \\ 300.0000 \end{pmatrix} \text{ MW}$$

L'unité 2 dépasse à son tour sa puissance maximale, donc on doit prendre

$$P_G^{(3)} = \begin{pmatrix} 442.7331 \\ 500.0000 \\ 300.0000 \end{pmatrix} \text{ MW}$$

La somme des puissances générées est alors 1242.7 MW. Les pertes 54.1154 MW et donc un résidu $\Delta P = 11.3823$ MW. Maintenant on poursuit les itérations en considérant uniquement la première unité (la deuxième unité est aussi exclue), et l'équation (5.36) sera réduite simplement à

$$\left(\frac{\gamma_1}{\lambda} + b_{11} \right) P_{G1} = \frac{1}{2} \left(1 - \frac{\beta_1}{\lambda} \right)$$

Maintenant

$$\sum_{i=1}^1 \left(\frac{dP_{Gi}}{d\lambda} \right)^{(3)} = \frac{\gamma_1 + \beta_1 b_{11}}{2(\lambda^{(3)} + \gamma_1)^2} = 1.055$$

par conséquent

$$\Delta\lambda^{(3)} = 10.7891$$

et

$$\lambda^{(4)} = 409.621$$

On recalcule la première puissance pour trouver

$$P_G^{(4)} = \begin{pmatrix} 457.3632 \\ 500.0000 \\ 300.0000 \end{pmatrix} \text{ MW}$$

TABLE 5.1 – Coefficient λ ; puissances générées, pertes pour chaque demande de puissance.

P_D (MW)	λ (u/MWh)	P_{G1} (MW)	P_{G2} (MW)	P_{G3} (MW)	P_G (MW)	P_{loss} (MW)
130	45.7254	44.1300	56.0941	30.3768	130.6009	0.6009
150	51.3393	50.9908	63.9284	35.8798	150.7990	0.7990
200	65.4793	68.1838	83.5609	49.6753	201.4200	1.4200
300	94.2196	102.7475	123.0285	77.4317	303.2077	3.2077
400	123.5921	137.5524	162.7713	105.4127	405.7364	5.7364
500	153.6204	172.6038	202.7953	133.6234	509.0224	9.0224
600	184.3292	207.9070	243.1067	162.0690	613.0827	13.0827
700	215.7446	243.4679	283.7120	190.7551	717.9350	17.9350
800	247.8940	279.2923	324.6179	219.6874	823.5975	23.5975
900	280.8066	315.3862	365.8314	248.8717	930.0893	30.0893
1000	314.5129	351.7562	407.3598	278.3143	1037.4302	37.4302
1050	331.6737	370.0467	428.2444	293.1344	1091.4255	41.4255
1100	352.6376	392.1867	453.5244	300.0000	1145.7112	45.7112
1150	377.0505	417.6911	482.6458	300.0000	1200.3369	50.3369
1180	392.0904	433.2564	500.0000	300.0000	1233.2564	53.2564
1240	457.4305	499.6103	500.0000	300.0000	1299.6103	59.6103
1250	Dépassement de puissance maximale					

donc un résidu de -1.8901. On continue les itérations

$$\sum_{i=1}^1 \left(\frac{dP_{Gi}}{d\lambda} \right)^{(4)} = 1.0503$$

$$\lambda^{(5)} = 407.8125$$

$$P_G^{(5)} = \begin{pmatrix} 455.4725 \\ 500.0000 \\ 300.0000 \end{pmatrix} \text{ MW}$$

Le résidu est -0.1769. A l'itération suivante, on trouve un résidu de -0.0166 qu'on pourra réduire encore si on continue le processus d'itérations.

On peut ainsi, déterminer la valeur de λ qui assure un dispatching optimal pour chaque demande P_D . Dans ce cas le nombre d'opération augmente considérablement notamment lorsqu'on cherche une bonne précision de calcul, c'est pourquoi on doit faire appel à un moyen de calcul informatique. Pour cela l'algorithme de la Figure. 1 à été implémenté sous MATLAB (voir Script en annexe). Les résultats obtenus sont consignés dans les Tableaux. 5.1 et 5.2. Cette fois, la demande maximale de puissance que les trois unités peuvent satisfaire est de 1240 MW au lieu de 1300 MW. A cette demande la génération est déjà à son maximum, et la différence entre la puissance générée et celle demandée représente les pertes, i.e., 60 MW. Il faut finalement noter que ces résultats son obtenus avec des coefficients de pertes constants. Or, lorsque la charge augmente ces coefficient varient sensiblement, ce qui laisse penser que les valeurs obtenues pour les puissances élevées seraient moins fiables.

5.4.2 Solution du dispatching économique sans pertes

Dans la section précédente, on a formulé et résolu le dispatching économique en tenant compte de la contrainte d'égalité avec pertes de puissance et des contraintes d'inégalités. Dans cette section le problème va se simplifier lorsqu'on néglige les pertes de transmission. En effet, cette fois le Lagrangien devient

$$L(P_1, P_2, \dots, P_n, \lambda) = \sum_{i=1}^n C_i(P_i) + \lambda \left(P_D - \sum_{i=1}^n P_i \right) + \sum_{i=1}^n h_i(P_{Gi}) \quad (5.46)$$

Les conditions d'optimisation (5.25) à (5.27) seront traduites respectivement par les équations

$$IC_i = \frac{\partial C_i}{\partial P_{Gi}} = \frac{dC_i}{dP_{Gi}} = \lambda, \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (5.47)$$

$$\sum_{i=1}^n P_{Gi} = P_D \quad (5.48)$$

TABLE 5.2 – Coûts incrémentaux, facteurs de pénalités et coûts de générations.

IC_1 (u/MWh)	pf_1	IC_2 (u/MWh)	pf_2	IC_3 (u/MWh)	pf_3	C_1 (u/h)	C_2 (u/h)	C_3 (u/h)	C_T (u/h)
45.304	1.009	45.265	1.010	45.376	1.007	1245.283	1457.857	952.027	3655.167
50.792	1.010	50.749	1.011	50.879	1.009	1574.934	1833.965	1216.875	4625.774
64.547	1.014	64.492	1.015	64.675	1.012	2566.452	2965.211	2013.946	7545.610
92.198	1.021	92.120	1.022	92.431	1.019	5275.297	6055.775	4194.310	15525.383
120.041	1.029	119.939	1.030	120.412	1.026	8968.791	10269.702	7172.109	26410.602
148.083	1.037	147.956	1.038	148.623	1.033	13667.861	15630.845	10966.953	40265.661
176.325	1.045	176.174	1.046	177.069	1.041	19394.203	22163.939	15599.218	57157.361
204.774	1.053	204.598	1.054	205.755	1.048	26170.325	29894.638	21090.082	77155.047
233.433	1.061	233.232	1.062	234.687	1.056	34019.587	38849.573	27461.578	100330.739
262.309	1.070	262.082	1.071	263.871	1.064	42966.249	49056.400	34736.636	126759.285
291.404	1.079	291.151	1.080	293.314	1.072	53035.521	60543.855	42939.134	156518.511
306.037	1.083	305.771	1.084	308.134	1.076	58499.287	66777.110	47395.909	172672.307
323.749	1.089	323.467	1.090	315.000	1.119	65471.041	74730.692	49535.000	189736.734
344.152	1.095	343.852	1.096	315.000	1.197	73988.243	84447.309	49535.000	207970.552
356.605	1.099	356.000	1.101	315.000	1.244	79442.016	90520.000	49535.000	219497.016
409.688	1.117	356.000	1.285	315.000	1.452	104865.303	90520.000	49535.000	244920.303
410.000	Dépassement de puissance maximale								

et bien sur

$$P_{Gi} \geq P_{Gi,min} \quad P_{Gi} \leq P_{Gi,max}, \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (5.49)$$

Cette fois aussi, le dispatching revient à résoudre l'équation (5.36) mais simplifiée comme

$$P_{Gi} = \frac{\lambda - \beta_i}{2\gamma_i} \quad (5.50)$$

Néanmoins, le problème reste non linéaire à cause des contraintes d'inégalités, car la condition (5.47) n'est valable que pour les puissances P_{Gi} qui respectent leurs limites. Pour les puissances qui ont atteint leurs limites cette condition devient

$$IC_i = \frac{dC_i}{dP_{Gi}} \leq \lambda, \quad \text{si } P_{Gi} = P_{Gi,max} \quad (5.51)$$

$$IC_i = \frac{dC_i}{dP_{Gi}} \geq \lambda, \quad \text{si } P_{Gi} = P_{Gi,min} \quad (5.52)$$

Comme dans le cas du dispatching avec perte, la question est de trouver la valeur de λ qui assure les contraintes d'égalités et d'inégalités. Pour cela, on peut toujours utiliser la méthode itérative précédente avec les simplifications qui s'imposent. De ce fait, les équations (5.38) jusqu'à (5.44) vont se simplifier comme

$$P_{Gi}^{(r)} = \frac{\lambda^{(r)} - \beta_i}{2\gamma_i} \quad (5.53)$$

La contrainte d'égalité à la $r^{\text{ème}}$ itération

$$\sum_{i=1}^n P_{Gi}^{(r)} = \sum_{i=1}^n \frac{\lambda^{(r)} - \beta_i}{2\gamma_i} = P_D \quad (5.54)$$

Ou bien

$$(f(\lambda))^{(r)} = P_D \quad (5.55)$$

Le développement en série de Taylor

$$(f(\lambda))^{(r)} + \left(\frac{df(\lambda)}{d\lambda} \right)^{(r)} \Delta\lambda^{(r)} = P_D \quad (5.56)$$

d'où

$$\Delta\lambda^{(r)} = \frac{P_D - (f(\lambda))^{(r)}}{\left(\frac{df(\lambda)}{d\lambda} \right)^{(r)}} = \frac{P_D - \sum_{i=1}^n P_{Gi}^{(r)}}{\left(\frac{df(\lambda)}{d\lambda} \right)^{(r)}} \quad (5.57)$$

$$\Delta\lambda^{(r)} = \frac{\Delta P^{(r)}}{\left(\frac{df(\lambda)}{d\lambda}\right)^{(r)}} = \frac{\Delta P^{(r)}}{\sum_{i=1}^n \left(\frac{dP_{Gi}}{d\lambda}\right)^{(r)}} \quad (5.58)$$

$$\sum_{i=1}^n \left(\frac{dP_{Gi}}{d\lambda}\right)^{(r)} = \sum_{i=1}^n \frac{\gamma_i}{2\gamma_i^2} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{2\gamma_i} \quad (5.59)$$

La valeur de λ est toujours actualisée par

$$\lambda^{(r+1)} = \lambda^{(r)} + \Delta\lambda^{(r)} \quad (5.60)$$

jusqu'à ce que le résidu $\Delta P^{(r)}$ soit inférieure à une certaine tolérance ε . Pour une solution par ordinateur l'algorithme de la Figure. 5.3 reste valable avec modification des équations (5.36) et (5.44) et la suppression des pertes (équation (5.20)).

Exemple 5.4

Cette fois en reprend l'exemple précédent mais en négligeant les pertes. Pour un λ spécifié égal 150, on trouve

$$\mathbf{P}_G = \begin{pmatrix} 175.0000 \\ 205.7143 \\ 135.0000 \end{pmatrix} \text{ MW}$$

Ce qui fait une somme de 515.7143 MW, et un coût de génération

$$C_T = C_1 + C_2 + C_3 = 14025 + 16065.71 + 11172.5 = 41263.21 \text{ u/h}$$

Exemple 5.5

Nous allons maintenant considérer une demande de puissance égale à 1200 MW, et on doit chercher la valeur de λ qui résoudra le problème du dispatching. Pour cela on doit suivre le processus itératif décrit ci-dessus en prenant une valeur initiale de λ égale 150 par exemple. Ainsi, à partir (5.50)

$$\mathbf{P}_G^{(1)} = \begin{pmatrix} 175.0000 \\ 205.7143 \\ 135.0000 \end{pmatrix} \text{ MW}$$

La somme des puissance générée est 515.7143 MW et le résidu

$$\Delta P^{(1)} = P_D - \sum P_{Gi}^{(1)} = 684.2857 \text{ MW}$$

On doit suivre les itérations pour réduire ce résidu. D'après (5.59)

$$\sum_{i=1}^3 \left(\frac{dP_{Gi}}{d\lambda}\right) = 3.6785$$

Alors, la correction de λ sera

$$\Delta\lambda^{(1)} = \frac{684.2857}{3.6785} = 186.0194$$

Maintenant, on reprend le calcul des puissance avec la nouvelle valeur de λ suivante

$$\lambda^{(2)} = \lambda^{(1)} + \Delta\lambda^{(1)} = 336.0194$$

d'où

$$\mathbf{P}_G^{(2)} = \begin{pmatrix} 407.5242 \\ 471.4563 \\ 321.0194 \end{pmatrix} \text{ MW}$$

La puissance calculée pour l'unité 3 dépasse sa puissance maximale, donc on doit prendre $P_{G3} = 300$ MW et exclure cette unité du dispatching.

$$P_G^{(2)} = \begin{pmatrix} 407.5242 \\ 471.4563 \\ 300.0000 \end{pmatrix} \text{ MW}$$

Ce qui fait une somme de 1178.9805 MW, et donc un résidu de $1200 - 1178.9805 = 21.0194$ MW. Maintenant l'unité 3 est exclue du dispatching et par conséquent, l'équation (5.59) est réduite à

$$\frac{1}{2\gamma_1} + \frac{1}{2\gamma_2} = 2.6785$$

Donc, la correction qu'il faut apporter à λ

$$\Delta\lambda^{(2)} = \frac{21.0194}{2.6785} = 7.8472$$

Par conséquent

$$\lambda^{(3)} = 336.0194 + 7.8472 = 343.8667$$

Maintenant, on recalcule uniquement les puissances des unités 1 et 2. On trouve compte tenu de la nouvelle valeur de λ

$$P_G^{(2)} = \begin{pmatrix} 417.3333 \\ 482.6667 \\ 300.0000 \end{pmatrix} \text{ MW}$$

Ce qui fait une somme de 1200 MW exactement! Cette fois, il n'y a que la centrale 3 qui atteint sa puissance maximale.

5.4.3 Solution du dispatching économique sans pertes et sans contraintes d'inégalité

Lorsqu'on néglige encore les contraintes d'inégalité, le problème du dispatching devient très simple. Dans ce cas le Lagrangien est défini comme

$$L(P_1, P_2, \dots, P_n, \lambda) = \sum_{i=1}^n C_i(P_i) + \lambda \left(P_D - \sum_{i=1}^n P_i \right) \quad (5.61)$$

Les conditions d'optimisation sont réduites des équations (5.25) et (5.26) sont traduites ici par

$$\frac{dC_i}{dP_{Gi}} = \lambda, \quad \text{pour } i = 1, 2, \dots, n \quad (5.62)$$

$$\sum_{i=1}^n P_{Gi} = P_D \quad (5.63)$$

L'équation (5.62) montre que le dispatching devient optimal lorsque tous les coûts incrémentaux IC_i sont égaux pour tous les générateurs (centrales). Puisque le coût de génération C_i est une fonction quadratique de P_{Gi} , le coût incrémental devient une fonction linéaire de P_{Gi} . Par conséquent, le problème d'optimisation est réduit à résoudre les $n + 1$ équations linéaires dans (5.62) et (5.63) pour les n variables P_{Gi} et λ . Compte tenu de l'équation (5.1) on peut déduire de (5.62) que

$$\lambda = \beta_i + 2\gamma_i P_{Gi} \Rightarrow P_{Gi} = \frac{\lambda - \beta_i}{2\gamma_i} \quad (5.64)$$

D'où, l'équation (5.63) est réécrite comme

$$P_D = \sum_{i=1}^n \frac{\lambda - \beta_i}{2\gamma_i} \quad (5.65)$$

Finalement la solution unique sera donnée par

$$\lambda = \frac{P_D + \sum_{i=1}^n \beta_i / 2\gamma_i}{\sum_{i=1}^n 1/2\gamma_i} \quad \text{et} \quad P_{G_i} = \frac{\lambda - \beta_i}{2\gamma_i} \quad (5.66)$$

Pour résoudre ces équations pour n générations, on peut imaginer deux méthodes ; Soit on calcule le coefficient λ et on déduit les puissances P_{G_i} . Soit on formule n équations à partir des conditions (5.62) et (5.63) ; En effet

$$\begin{aligned} P_{G_1} + P_{G_2} + \dots + P_{G_n} - P_D &= 0 \\ 2\gamma_1 P_{G_1} - 2\gamma_2 P_{G_2} + \beta_1 - \beta_2 &= 0 \quad \text{car} \quad IC_1 = IC_2 \\ 2\gamma_2 P_{G_2} - 2\gamma_3 P_{G_3} + \beta_2 - \beta_3 &= 0 \quad \text{car} \quad IC_2 = IC_3 \\ \vdots & \\ 2\gamma_{n-1} P_{G_{n-1}} - 2\gamma_n P_{G_n} + \beta_{n-1} - \beta_n &= 0 \quad \text{car} \quad IC_{n-1} = IC_n \end{aligned} \quad (5.67)$$

Ce qui peut être mis en forme

$$\begin{pmatrix} 1 & 1 & \dots & \dots & \dots & 1 \\ \gamma_1 & -\gamma_2 & 0 & \dots & \dots & 0 \\ 0 & \gamma_2 & -\gamma_3 & 0 & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & \dots & \gamma_{n-1} & -\gamma_n \end{pmatrix} \begin{pmatrix} P_{G_1} \\ P_{G_2} \\ P_{G_3} \\ \vdots \\ P_{G_{n-1}} \\ P_{G_n} \end{pmatrix} = \frac{1}{2} \begin{pmatrix} 2P_D \\ \beta_2 - \beta_1 \\ \beta_3 - \beta_2 \\ \vdots \\ \beta_{n-1} - \beta_{n-2} \\ \beta_n - \beta_{n-1} \end{pmatrix} \quad (5.68)$$

On aboutit donc à un système linéaire des plus simples de la forme $Ax = b$.

Remarque

L'équation (5.68) est valable pour un dispatching sans pertes sans ou avec contraintes d'inégalité. Cependant pour ce dernier cas, il faut s'assurer que les puissances calculées respectent leurs limites ; Lorsqu'on trouve une puissance en dehors de ses limites, elle est ramenée à sa limite la plus proche et l'unité en question est exclue du dispatching. Le problème d'optimisation concernera alors les autres unités, mais la demande est maintenant égale à la précédente moins la puissance de l'unité exclue. Cette algorithm est illustré sur la Figure. 5.4

Exemple 5.6 : Dispatching sans pertes et sans contraintes d'inégalité

Soit toujours les mêmes unités qui doivent répondre à une demande de 400 MW. On peut d'abord calculer la valeur de λ qui assure un dispatching optimal et déduire ensuite les puissances. Ainsi, à partir de la solution donnée par (5.66) le multiplicateur de Lagrange

$$\lambda = \frac{400 + 10/0.8 + 6/0.7 + 15}{1/0.8 + 1/0.7 + 1} = 118.5437$$

d'où à partir de la deuxième équation dans (5.66)

$$P_G = \begin{pmatrix} 135.6796 \\ 160.7767 \\ 103.5437 \end{pmatrix} \quad \text{MW}$$

Les coûts de génération

$$C_T = C_1 + C_2 + C_3 = 8745.4 + 10032 + 6948.8 = 25726 \quad \text{u/h}$$

On peut calculer les puissances en utilisant directement l'équation (5.68)

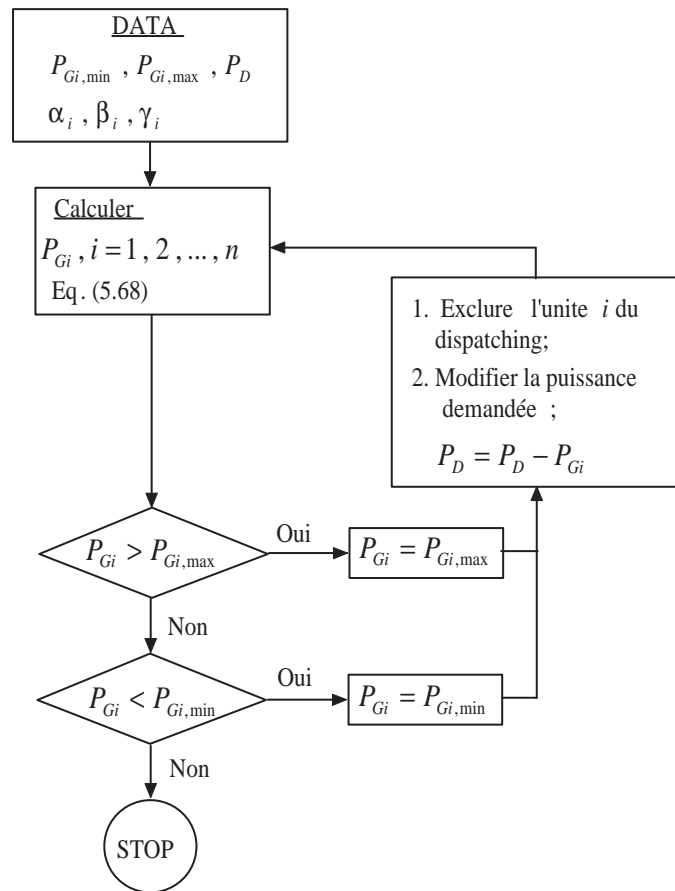


FIGURE 5.4 – Algorithme de solution de dispatching avec contraintes d'inégalités.

$$P_G = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 0.4 & -0.350 & \\ 0 & 0.35 & -0.5 \end{pmatrix}^{-1} \begin{pmatrix} 400 \\ -2 \\ 4.5 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 135.6796 \\ 160.7767 \\ 103.5437 \end{pmatrix} \text{ MW}$$

Maintenant, supposant qu'il y a une mauvaise répartition des puissances entre les trois unités. Exemple $P_{G1} = P_{G2} = P_{G3} = P_D/3$ MW, alors

$$C_T = 8469.408 + 7042.191 + 10923.843 = 26435.443$$

soit un coût supplémentaire de 709.4 u pour chaque heure d'opération !

Exemple 5.7 : dispatching sans perte avec contraintes d'inégalités

Pour cette exemple, nous allons prendre en compte les contraintes d'inégalités. A l'aide de l'algorithme sur la Figure. 5.4, nous avons calculé le dispatching lorsque la demande varie du minimum jusqu'au maximum de génération. A charge minimale ces coûts incrémentaux sont

$$IC_1 = 10 + 0.8 \times 30 = 34 \text{ u/MWh}$$

$$IC_2 = 6 + 0.7 \times 30 = 27 \text{ u/MWh}$$

$$IC_3 = 15 + 30 = 45 \text{ u/MWh}$$

On voit bien que les coûts incrémentaux sont différents, ce qui implique un mauvais dispatching. Le coût de génération de l'unité 3 est le plus élevé donc cette unité doit générer sa puissance minimale, i.e.,

TABLE 5.3 – Résultats du dispatching pour l'exemple 5.2.

P_{GT}	P_{G1}	P_{G2}	P_{G3}	IC_1	IC_2	IC_3	C_1	C_2	C_3	C_T
	(MW)				(u/MWh)			(u/h)		
130	43.932	55.922	30.146	45.14	45.14	45.14	1236.33	1450.09	1395.94	4082.36
150	50.728	63.689	35.583	50.58	50.58	50.58	1561.62	1821.85	1834.85	5218.32
200	67.718	83.107	49.175	64.17	64.17	64.17	2536.50	2936.00	3190.77	8663.27
250	84.709	102.524	62.767	77.76	77.76	77.76	3742.31	4314.07	4916.20	12972.59
300	101.699	121.942	76.359	91.35	91.35	91.35	5179.06	5956.07	7011.11	18146.26
400	135.680	160.777	103.544	118.54	118.54	118.54	8745.37	10031.86	12309.45	31086.69
500	169.660	199.612	130.728	145.72	145.72	145.72	13235.43	15163.35	19085.77	47484.56
600	203.641	238.447	157.913	172.91	172.91	172.91	18649.23	21350.55	27340.08	67339.87
700	237.621	277.282	185.097	200.09	200.09	200.09	24986.77	28593.46	37072.38	90652.62
800	271.602	316.117	212.282	227.28	227.28	227.28	32248.06	36892.07	48282.68	117422.82
900	305.583	354.951	239.466	254.46	254.46	254.46	40433.09	46246.39	60970.96	147650.45
1000	339.563	393.786	266.650	281.65	281.65	281.65	49541.87	56656.42	75137.23	181335.53
1100	373.544	432.621	293.835	308.83	308.83	308.83	59574.39	68122.16	90781.50	218478.05
1110	376.942	436.505	296.553	311.55	311.55	311.55	60628.45	69326.80	92427.21	222382.46
1120	380.340	440.388	299.272	314.27	314.27	314.27	61691.74	70541.99	94087.71	226321.45
1140	389.333	450.667	300.000	321.46	321.46	315.00	64550.51	73809.15	94535.00	232894.66
1200	417.333	482.667	300.000	343.86	343.86	315.00	73865.17	84454.48	94535.00	252854.66
1230	431.333	498.667	300.000	355.06	355.06	315.00	78757.71	90045.95	94535.00	263338.66
1250	450.000	500.000	300.000	370.00	356.00	315.00	85525.00	90520.00	94535.00	270580.00
1280	480.000	500.000	300.000	394.00	356.00	315.00	96985.00	90520.00	94535.00	282040.00
1300	500.000	500.000	300.000	410.00	356.00	315.00	105025.00	90520.00	94535.00	290080.00

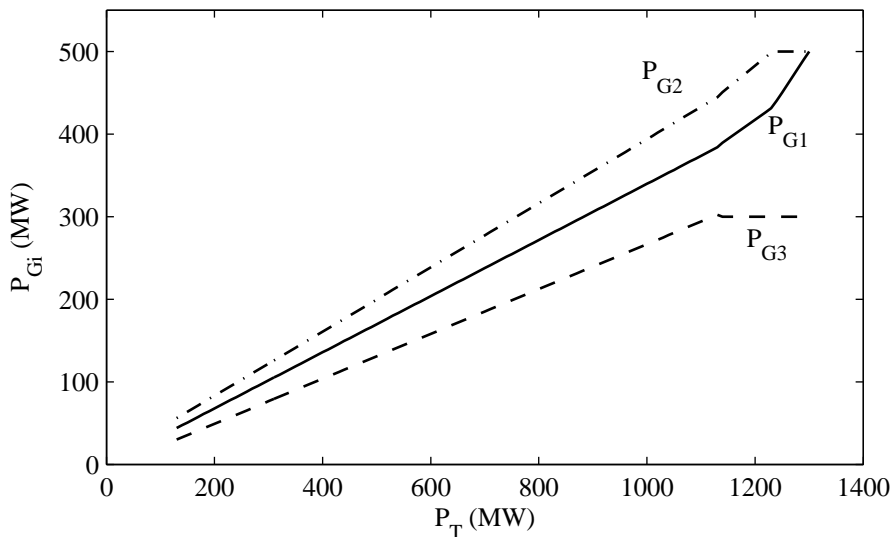


FIGURE 5.5 – Répartition de la puissance demandée sur les trois unités.

30 MW lorsque la charge devient minimale. L'unité 2 produit moins chère donc, elle doit augmenter sa production pour optimiser le dispatching. Cette optimisation est donc obtenue lorsque

$$10 + 0.8P_{G1} = IC_3 = 45 \quad \text{et} \quad 6 + 0.7P_{G2} = IC_3 = 45$$

Ce qui donnera $P_{G1} = 43.75$ MW, $P_{G2} = 55.71$ MW, soit une puissance total de 129.46 MW. Autrement dit, lorsque les trois unités fonctionnent au même temps, il faut une puissance minimale de 129.46 MW pour un dispatching optimal. Dans ce cas, il serait plus économique d'arrêter la centrale qui a le coût de génération le plus élevé et de répartir la charge de manière optimale sur les deux autres. Néanmoins, là aussi il faut prendre en compte le coût de redémarrage de la centrale !

Maintenant, lorsqu'il y a une demande de puissance, les unités de production doivent répartir la génération de sorte à ce que les coûts incrémentaux soient égaux pour les trois. Cette optimisation est réalisée par la solution des équations par l'algorithme illustrée sur la Figure. 5.4 qui prend en compte les limites de

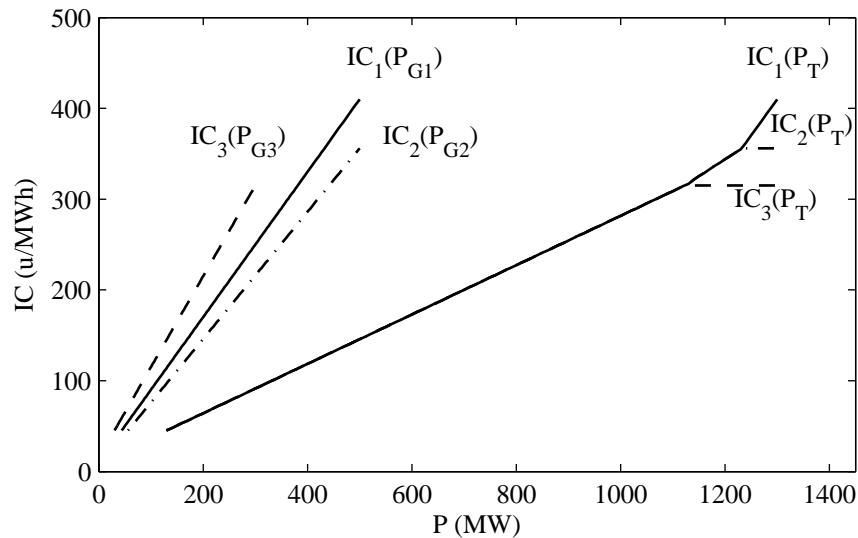


FIGURE 5.6 – Coûts incrémentaux en fonction de la puissance générée et de la puissance demandée.

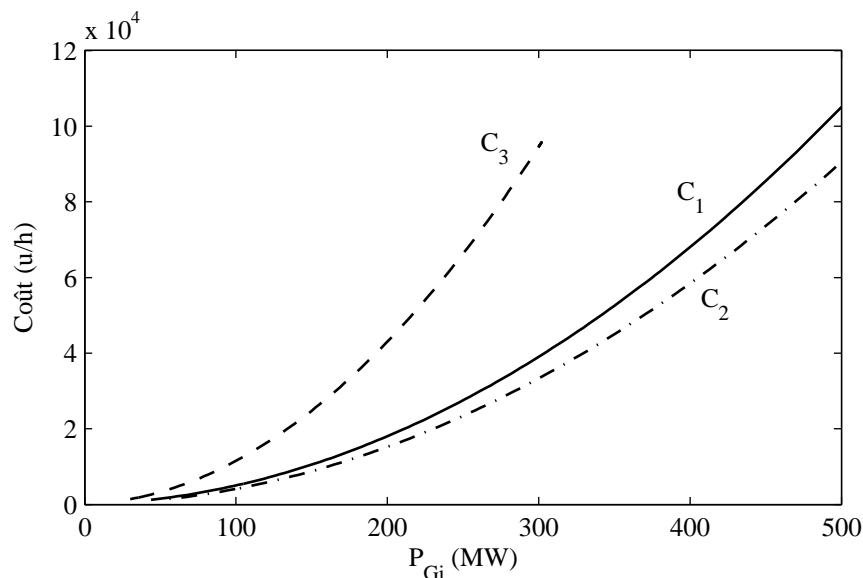


FIGURE 5.7 – Coûts de génération en fonction des puissances générées.

génération des unités.

$$\begin{aligned} P_{G1} + P_{G2} + P_{G3} - P_D &= 0 \\ 10 + 0.8P_{G1} - 6 - 0.7P_{G2} &= 0 \\ 6 + 0.7P_{G2} - 15 - P_{G3} &= 0 \end{aligned}$$

La solution de ces équations lorsque la puissance totale générée augmente de 130 à 1300 MW est représentée sur le Tableau. 5.3 Remarque que jusqu'à 1120 MW les trois unités répartissent la charge de sorte à ce que les coûts incrémentaux soit égaux. A partir de point, l'unité 3 atteint sa puissance maximale et par conséquent, c'est aux unités 1 et 2 de répondre à l'accroissement de la demande. Dans ce cas le dispatching économique doit optimiser la génération entre les unités 1 et 2 pendant que l'unité 3 fonctionne à plein régime. A 1250 MW, l'unité 2 atteint aussi son maximum, par conséquent, c'est bien l'unité restante qui doit générer seule la puissance demandée.

Finalement, les résultats du Tableau son représentés graphiquement sur les Figure. 5.5 à 5.8. Avant la saturation, on remarque que les puissances générées par les unités varient linéairement avec la demande.

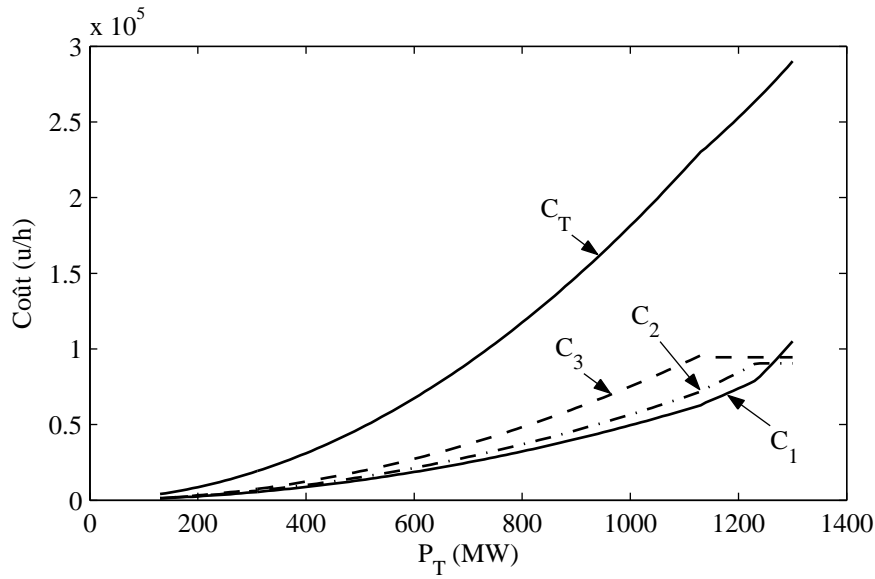


FIGURE 5.8 – Coûts de génération en fonction de la puissance demandée.

Ceci est attendu puisque les équations (5.14) montre effectivement cette linéarité. Sachant les β_i et les γ_i on peut vérifier que

$$\begin{aligned} \lambda &= 0.2718P_D + 9.805 \\ P_{G1} &= 0.34P_D - 0.243 \approx 0.34P_D \\ P_{G2} &= 0.388P_D + 5.436 \\ P_{G3} &= 0.271P_D - 5.194 \end{aligned}$$

Après saturation de l'une des unités la variation reste linéaire mais augmente sa cadence, ce qui se manifeste par une augmentation des coûts incrémentaux des unités 1 et 2 après saturation de l'unité 3.

Conclusion

L'objectif de ce cours était d'enrichir et de compléter les connaissances acquises en cours UEF61. Au terme de ce cours, on peut noter les connaissances suivantes que l'étudiant devrait normalement avoir acquises.

Pour l'architecture des réseaux électriques, il faut noter qu'il y a deux familles principales, à savoir, architectures à couplage de barres et architectures à couplage de disjoncteurs. La distribution en milieu urbain est réalisée souvent en coupure d'artère pour augmenter la sécurité d'alimentation (la structure en double dérivation est rarement utilisée car elle coûte chère bien qu'elle est plus fiable).

Pour le réglage de la tension, il faut noter que la puissance réactive est le cœur du problème. A cet effet, toutes les stratégies et tous les moyens de réglage de cette tension sont basés sur le contrôle de cette puissance. Il a été aussi question d'illustrer la relation non linéaire qui existe entre la tension et la puissance transmise illustrée par la courbe pv. Les moyens de réglage de la tension shunt et série ont des avantages et des inconvénients. A cet effet, il faut se rappeler que la compensation de la réactance de ligne est meilleur pour augmenter la puissance transmise cependant elle est limitée du fait qu'on ne peut pas compenser la réactance au-delà de 80%. Le réglage shunt permet une meilleure régulation de la tension mais n'augmente pas suffisamment la puissance transmise. Il faut noter par ailleurs que de point de vue robustesse, le réglage série est nettement meilleur.

Le choix du régime de neutre n'est pas question facile. Il n'y a aucune étude établie qui définit un meilleur régime, cependant selon les exigences technique d'exploitation, notamment celle liées à la protection et la continuité de service on peut se prononcer sur le type de régime à adopter. A cet effet, il a été montré qu'un neutre mis à la terre facilite la détection de défaut et donc meilleur de point de vue protection, mais ne permet pas souvent une continuité de service. Par ailleurs, un neutre isolé permet une continuité de service mais il faut être attentif au défaut d'isolement car les courants de défaut sont très faibles pour être détectés facilement. D'autres types de régimes (mise à la terre à travers une résistance ou inductance) sont utilisés pour faire un compromis entre les deux régimes.

Les protections essentielles dans un réseau électriques peuvent être résumées en protection contre les surintensités (courts-circuits), contre les défauts d'isolement à la terre, et contre les échauffements (généralement à cause des surcharges). Pratiquement, tous les éléments du réseau sont dotés de telles protections. Néanmoins d'autres protections spécifiques sont nécessaires pour des systèmes complexes comme les générateurs. Toute protection doit respecter le principe de sélectivité en utilisant des discriminations, temporaire, différentielle ou directionnelle.

Le dispatching économique consiste à répartir la charge demandée de manière économique sur les différentes centrales de production. Le dispatching économique est un problème d'optimisation non linéaire et sa solution nécessite un moyen de calcul itératif. A cet effet, des algorithmes de calcul ont été établis pour des coefficients de pertes constants. Néanmoins, pour une solution plus rigoureuse, il serait nécessaire d'incorporer un algorithme chargé de calculer ces coefficients à chaque itération.

Conclusion

Bibliographie

- [1] T. Gönen., *Power Distribution*, Book chapter in *Electrical Engineering Handbook*, Elsevier Academic Press, London, England, 2004.
- [2] G. Andersson., *Modelling and Analysis of Electric Power Systems*, Lecture Notes Swiss Federal Institute of Technology Zürich 2008.
- [3] T. Wildi., *Electrotechnique*, McGraw Hill 3rd Edition. 2000.
- [4] J. Arrillaga and N.R. Watson., *Computer Modelling of Electrical Power Systems*, John Wiley & Sons, 2nd Edition. Chichester, England, 2001.
- [5] E. Acha, V.G. Agelidis., *Power Electronic Control in Electrical Systems*, Newns, London, England 2002.
- [6] G. J. Wakileh, *Power System Harmonics*, Springer, Berlin, Germany, 2001.
- [7] M. Larsson., *Coordinated Voltage Control in Electric Power Systems*, PhD thesis Lund Institute of Technology, Sweden, 2000.
- [8] F. A. Viawan., *Voltage Control and Voltage Stability of Power Distribution Systems in the Presence of Distributed Generation*, PhD thesis, Chalmers university of technology, Göteborg, Sweden 2008.
- [9] R. C. Dugan., *Electrical Power Systems Quality*, McGraw Hill, 2nd Edition, 2004
- [10] *Neutral Earthing in an Industrial HV Network*, Merlin Gerin Technical guide, 2005.
- [11] *Guide de conception des réseaux électriques industriels*, Schneider Electric 2003.
- [12] M. Kezunovic., *Fundamentals of Power System Protection*, Book chapter in *Electrical engineering handbook*, Elsevier Academic Press, London, England, 2004.
- [13] *Electrical network protection guide*, Schneider Electric 2003.
- [14] *Protection des réseaux HTA industriels et tertiaires*, Cahier Technique Merlin Gerin, 2005.
- [15] M. Venkatasubramanian and K. Tomsovic., *Power System Operation and Control*, Book chapter in *Electrical Engineering Handbook*, Elsevier Academic Press, London, England, 2004.
- [16] J. D. Hoffman., *Numerical Methods for Engineers and Scientists*, Marcel Dekker, 2nd Edition, New York, USA 2001.
- [17] S. T. Karris., *Numerical Analysis Using MATLAB and Spreadsheets*, Orchard Publications, 2nd Edition, New York, USA, 2004.