

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université 8Mai 1945 – Guelma
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrotechnique et Automatique



7 17

**Mémoire de fin d'étude
Pour l'obtention du diplôme de Master Académique**

**Domaine : Sciences et Techniques
Filière : Génie électrique
Spécialité : Réseaux électrique**

**Procédure d'élaboration d'un RE –HT et asymétrie
de régime.**

Présenté par :

Belabiod Amir

Benteboula Aissa

Sous la direction de :

Mr : Bounaya Kamel



JUIN 2011

Remercîment



Au nom de dieu le clément le miséricordieux.

On témoignait de votre profond respect et notre vive gratitude pour la confiance et la bien vaillance a celui qui nous a toujours témoigné en le remerciant. Notre encadreur

Mr : Bounaya Kamal qui a accepté de nous prendre en charge et au pré de qui nous trouvons chaque jour aide et compréhension et dont la disponibilité et l'indulgence nous ont permis de bien mener cette étude.

Et sans oublier tous les enseignants du département de génie électrique.

Je tiens aussi à remercier les membres du jury

Dédicace

Au nom d'Allah le tout puissant miséricordieux

Au prophète messager de dieu que la paix, bénédiction et salut
soit sur lui a sa famille et a tous ceux qui l'on suivit

Je dédie ce mémoire de fin d'étude à ma chère petite famille :

A mon père Benteboula Tahar au quelle je dois tous mon respect et
ma reconnaissance

A ma chère mère Mokhnache Aida (B) à qui je dois amour respect et
gratitude, à mes frères à qui je souhaite grand succès dans leurs
vies. et tous particulièrement à ma nièce Loudjaine.

Et a toute ma grande famille.

A tous mes amis : Moh , Bilel . Bob. Hmidou-75. Houssam. Issam.
Zinou.....

Benteboula Aissa

Dédicace

Au nom d'Allah le tout puissant miséricordieux

Au prophète messenger de dieu que la paix, bénédiction et salut soit sur lui
a sa famille et a tous ceux qui l'on suivit

Je dédie ce mémoire de fin d'étude à ma chère petite famille :

A mon père Belabiod Said au quelle je dois tous mon respect et ma reconnaissance

A ma chère mère Arab Saloua à qui je dois amour respect et gratitude, à mon frère Wassim à qui je souhaite grand succès dans ces études.

Et a toute ma grande famille, mes oncles, mes tentes, ainsi qu'à mes grands-parents que dieu me les gardes.

A tous mes amis : Bilel .Bob. Hmidou. Houssam. Issam. Zinou.....

Belabiod Amir

Sommaire

Chapitre 1 : utilités et impacts

1. Généralité.....	01
1.1. Introduction.....	01
1.2. La vie d'un réseau électrique.....	02
1.2.1. Cycle de vie d'un réseau électrique.....	02
1.2.2. Les phénomènes électriques dans les réseaux	05
1.2.3. Les calculs nécessaires.....	06
1.3. Moyens d'études	06
1.3.1. Méthodologie	06
1.3.2. L'outil numérique	07
1.3.3. Évolution	08
1.4. Calculs des réseaux électriques.....	08
1.4.1. Sûreté de fonctionnement.....	08
1.4.2. Régime permanent.....	09
1.4.3. Court-circuit.....	10
1.4.4. Protection.....	11
1.4.5. Stabilité	11
1.4.6. Harmoniques.....	15

Chapitre 2 : élaboration d'un réseau électrique

2.1 Traitement des données et des paramètres de base	16
2.1.2. Modèles Variants du réseau	19
2.2 Calcul et comparaison des modèles pré retenus.....	21
2.2.1. Puissance des lignes.....	21
2.2.2. Choix des paramètres et évaluation des pertes.....	28
2.2.3. Évaluation comparative des variantes.	32
2.3 Choix des transformateurs	38
2.3.1. Puissance nominale	38
2.3.2. Puissance réduites	41
2-4 analyses des régimes du modèle retenue	43

Chapitre 3 : croissance des graphiques de charge

3.1 Calcul de la tension en régime normal avec des charges doublées	55
3.2 Elévation de la tension à $U_n=400KV$	57
3.2.1. Calcul de la tension en régime normale (n=2)	57
3.2.2. Calcul de la tension en cas d'avarie avec (n=2)	58
3.2.3. Calcul de la tension en régime normal avec (n=3)	61
3.2.4. Calcul de la tension en cas d'avarie avec (n=3)	63

Chapitre 4 : régime asymétrique

4.1-Notions	66
4.1.2-Paramètres de Régime asymétrique.....	66
4.2 Rappel.....	66
4.3. Description des composantes symétriques	69
4-4 principes de réduction de la composante inverse.....	71

CHAPITRE I

1. Généralité :

1.1. Introduction:

Les réseaux électriques sont depuis longtemps, l'objet d'études dans le but de maintenir leur bon usage, pour les processus qu'ils alimentent. Depuis quelques années, l'environnement du monde électrique et ses modes d'organisation, changent rapidement avec la libéralisation du marché de l'électricité et la modification des règles économiques, puisque les consommateurs peuvent faire jouer la concurrence et les sociétés de distribution peuvent élargir leurs activités secondaires, telles nécessaires au fonctionnement d'un réseau, par exemple : la sous-traitance de la maintenance ou de l'exploitation des installations et données à des entreprises de service spécialisées. Par ailleurs, l'évolution des technologies a aussi plusieurs effets ; comme elles rendent les processus plus sensibles à la qualité d'énergie, elles permettent aussi de mieux instrumenter et contrôler les réseaux électriques, et autorisent des actions à distance. L'électricité est considérée maintenant comme un produit à part entière, devenu vital pour le dynamisme socio-économique d'un pays. Ceci implique des nécessités de qualité de l'énergie électrique présentée au consommateur et ajustée à son besoin. Les processus ayant des exigences variables en sécurité et en qualité, et l'électricité fournie doivent répondre correctement aux impératifs de cahier des charges.

A tous les niveaux de la chaîne électrique (production, transport, distribution), les fournisseurs d'énergie doivent satisfaire les clients utilisateurs selon des engagements contractuels personnalisés. Toute installation électrique doit être protégée contre les courts-circuits, et ceci est impliqué, chaque fois qu'il y a une discontinuité électrique ; ce qui correspond le plus généralement à un changement de section des conducteurs. L'intensité de courant de court-circuit est à calculer aux différents étages de l'installation ; ceci pour pouvoir déterminer les caractéristiques de matériel qui doit supporter ou couper ce courant de défaut.

1.2. La vie d'un réseau électrique :

Le réseau électrique dans sa longévité, est caractérisé par plusieurs aspects qui ont trait à sa structure, sa fonctionnalité, ses propriétés et ses exigences. En effet, déployés sur de large territoires, très complexes par les différentes interactions électromagnétiques entre ses propres éléments et avec l'environnement et soumis a des changements d'état quasi continus, les systèmes électriques, dans leurs description, ne peuvent être saisis simplement de manière unidimensionnelle, mais sont définis dans une dimension spatio-temporel hiérarchique aussi bien structurelle que fonctionnelle.

On distingue essentiellement les aspects suivant :

À le cycle évolutif et de croissance du réseau électrique ; c'est-à-dire. Les changements d'état structurel successifs depuis sa conception jusqu'a ces évolutions.

* Le changement d'états fonctionnels qui caractérisent les divers régimes du système électrique en qui mettes en évidence des différents types de phénomènes électriques.

* La nature des réseaux électriques et leur exploitation qui déterminent l'impact des changements D'étal sur les éléments constitutifs et de surveillance . Les traitements analytiques et expérimentaux qui doivent conduire à l'élaboration des réseaux électriques, conformément à des critères technique et économiques viables.

1.2.1. Cycle de vie d'un réseau électrique : Le cycle de vie d'un réseau électrique (fig.1) comporte principalement. Quatre phases atypiques globalement descriptives de la hiérarchie.

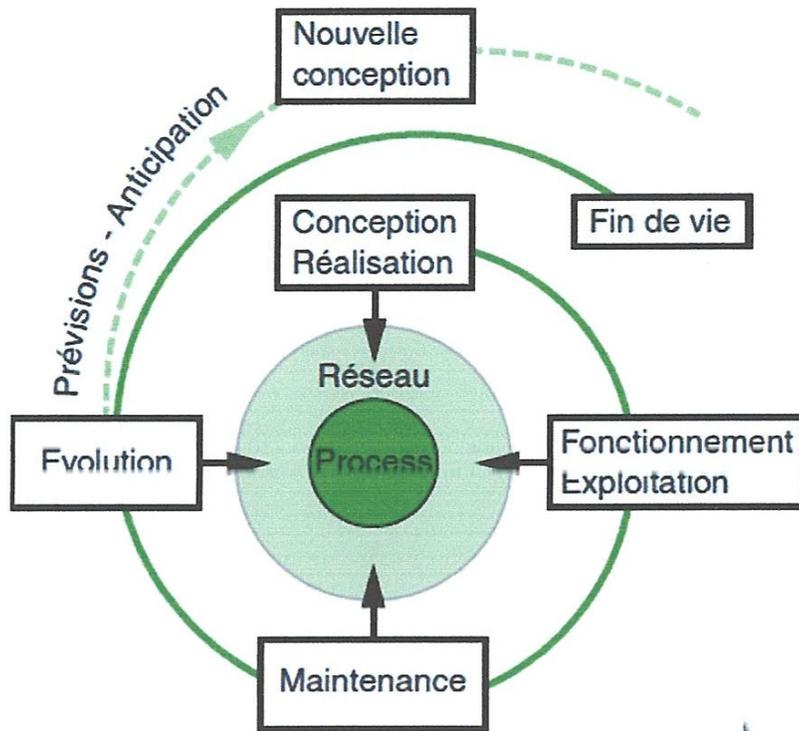


fig.1

1.2.1.1. Conception et résolution :

C'est l'ensemble des activités d'études et d'analyse, qui doivent aboutir à l'élaboration et à la construction du système concerné. Ces études doivent définir les choix adéquats de base, dont l'architecture du réseau, les dimensionnements des équipements, les systèmes de protections.....etc. Ce stade est caractérisé par un ensemble de traitements analytiques, qui doivent conformer les différents choix, aux performances requises attendues, ainsi que prévoir des réserves en balance énergétique, c'est-à-dire en puissance active et en puissance réactive. Une forme de réserve doit être étudiée et prévue au stade de la conception ; réserve opérationnelle dans le choix des paramètres du système, définissant les supports physique des processus énergétiques (conducteurs, pylône.....) et du régime exprimant ou quantifiant les effets de ces derniers, pour couvrir les variations naturelles des graphiques de charge, la croissance de la consommation, les appels en puissance dus aux extensions éventuelles.

1.2.1.2. Fonctionnement et exploitation :

C'est la phase opérationnelle d'utilisation des réseaux électriques élaborés pour l'alimentation du processus, mettant en évidence un changement d'état de régime quasi continu.

En distingue essentiellement ;

- les régimes permanents (normaux) pendant lesquels les variations de charge sont encore admissibles,
- les régimes transitoires caractérisés par des perturbations fortes,
- les régimes anormaux admissibles temporairement,
- les régimes après transitoires.

Tous ces régimes doivent être régis par un système de contrôle et de régulation corrective très bien étudié et fonctionnant en permanence pour maintenir le système électrique dans un état de fonctionnement admissible. Pour se faire, on doit déterminer les lois et les propriétés de fonctionnement des éléments de protection, leurs procédures d'application et l'adaptation de leur type aux diverses perturbations. L'objectif recherché par cette importante tâche est l'installation des systèmes et de contrôle des réseaux électrique.

1.2.1.3. Maintenance :

Les performances du réseau électrique sont d'abord fondamentalement maintenues par les systèmes de protection des réseaux et de contrôle de leurs régimes ; en suite par une stratégie de maintenance préventive et corrective, dans laquelle on doit recourir à des procédures de calculs et d'analyse complémentaires pour ajuster les paramètres aux nouveaux états de régime.

1.2.1.4. Évolution :

L'adaptation des réseaux électriques en service aux besoins évolutifs du site énergétique, suite à ceux de la croissance consommation, se traduit par des opérations généralement assez lourdes de rénovation, modification et extensions des systèmes électriques.

Cette étape nécessite aussi des traitements analytiques, des calculs et des choix à la mesure des changements envisagés. La source des données, à ce stade, est encore plus enrichie par l'apport effectif des saisies de l'expérience en gestion et exploitation du système électrique préexistant. La maîtrise de ces traitements, dans les procédures et dans les interprétations, permet de mieux saisir les sens des divers comportements du réseau et par conséquent, de faciliter l'accès à l'élaboration des modèles.

1.2.2. Les phénomènes électriques dans les réseaux :

Un réseau électrique est un système composé de différents éléments constituant un support physique d'interactions mutuelles et de transmission de l'énergie électrique. Le fonctionnement de système dans le temps et dans l'espace est le résultat de toutes les interactions, conformément aux lois de l'électricité. Celles ci sont décrites par des équations qui mettent en relations des paramètres fondamentaux descriptifs et quantificatives des processus énergétiques, tels primaires comme les tensions, les courant, les impédances, le temps et secondaires comme les différents facteurs d'onde et autres caractéristiques.....

Le fonctionnement des systèmes électriques est caractérisé par différentes perturbations (ou phénomènes) qui peuvent être classées, par différents paramètres. En fonction de l'aspect temporelle des réactions du système, on distingue les comportements suivants :

- Discontinuité : suspension momentanée d'alimentation,
- Dynamique rapide : variations brusques et importantes des régimes au niveau des centrales et des consommateurs et au niveau de la structure de réseau (perturbation forte),
- Dynamique lente : variations lentes des régimes, suite aux variations des graphiques de charge (perturbation faible),
- Stationnaire régime stable, permanent,
- Electromagnétique conduit : influence de la propagation des ondes électromagnétiques le long de la ligne,
- Electromagnétique rayonné : manifestation du rayonnement.

Les effets de ces événements (perturbations) se représentent de manière diverses aussi bien sur le réseau que sur les processus ;

Surtensions transitoires:

- Foudre direct ou indirect,
- Microcoupure,
- Entrée de cogénérations et groupes électrogènes,
- Démarrages brusques et arrêts de moteurs,
- Variateurs de vitesse.
- Courants transitoires,

- Harmonique,
- Surtension de manœuvre, de commutation, d'arc et de transitoire de rétablissement,

Surtensions permanents:

- Coupure de neutre,
- Rupture d'une phase,
- Des défauts dans les réseaux électriques.

Les effets listés se manifestent quantitativement en fonction de la nature des réseaux et des exigences d'exploitations.

1.2.3. Les calculs nécessaires :

L'objectif des calculs est d'analyser et prévoir les réactions du système aux diverses sollicitations ; leur portée touche l'élaboration de l'architecture, les choix des caractéristiques des matériels et les règles d'exploitation.

1.3. Moyens d'études :

Outre l'aspect essentiel des compétences humaines, les moyens mis en œuvre pour effectuer les calculs des réseaux électrique constituent un aspect essentiel des études, à plusieurs titres :

- Procédure méthodologique exhaustive, aboutissants à résultats valides,
- Adaptation des outils aux besoins ; variables selon les types de calculs et les applications,
- Investissement dans les outils et leur maintenance à cout minimum.

1.3.1. Méthodologie :

Le processus global de mise en œuvre des calculs suit une démarche scientifique classique_ donc simple sur le principe mais précise et rigoureuse dans son exécution. Dans ce paragraphe seront successivement abordés les étapes de la méthode_ puis les outils actuels de simulation numérique. La (*fig.2*) décrit sous forme schématique les différentes étapes du calcul des systèmes électriques :

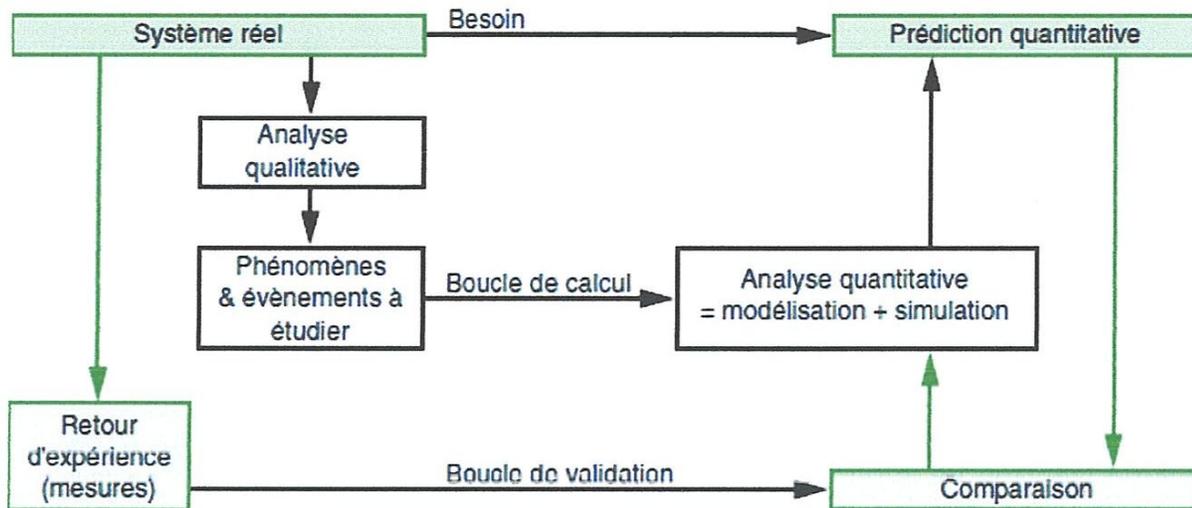


fig.2 : algorithme de calcul des systèmes.

Le but recherché par ces calculs est de quantifier le comportement du réseau dans ces caractéristiques et ces propriétés pour installés les conditions d'un choix adéquat des paramètres, d'un dimensionnement optimal et d'une meilleure maitrise de sa gestion. H nécessaire dans ce cas D'engager une suite de calculs et d'analyse de plusieurs états de régimes. Pour ce faire il est nécessaire de modéliser le réseau électrique considéré, c'est-à-dire représenter chaque élément et toutes les interconnexions correspondantes par des équations analytiques traduisant les comportements électrique, magnétique et mécanique. Cette modélisation installe la possibilité de réaliser une simulation qui doit résoudre simultanément toutes les équations du modèle. Il est clair que la mise en œuvre des simulations sur ordinateur se fait conformément à un programme déterminé Ce dernier donne des résultats numériques (ou graphiques) qui doivent être, pour pertinence et validation, comparés aux données expérimentales.

1.3.2. L'outil numérique :

Dans le domaine des systèmes électriques, on est souvent appelé à réaliser des grandes taches de calculs. Ce qui signifie que le traitement analytique des réseaux électriques doit mettre en évidence la résolution d'un grand nombre d'équations conformément à diverses contraintes. Il est clair, dans ces

conditions, que le moyen manuel est pratiquement impossible. De ce fait, le moyen ou l'outil informatique s'avère indispensable et est actuellement très généralisés.

- **Matériel** : la machine qui exécute les calculs est un ordinateur, la plupart du temps de type micro-ordinateur PC, dont les capacités de vitesse de calcul et de mémoire sont maintenant suffisantes.
- **Logiciel** : les procédures de calcul et de résolutions des équations sont présentées à l'ordinateur sous forme d'algorithme dans le cadre duquel sont développés des programmes spécifiques à chaque étape. Toutes ces procédures sont réalisées par l'ordinateur, mais à travers l'interface homme-machine (IHM), qui permet de renseigner les modèles, lancer l'exécution du calcul et exploiter les résultats sous forme de valeurs, tableaux et courbes.
- **Banque de données** : chaque élément électrotechnique est décrit par son modèle et par les valeurs physiques qui le caractérisent. L'ensemble de ces données et leur accessibilité constituent la base de données.

1.3.3. Évolution :

Au terme des résolutions, on obtient en principe, les résultats numériques (simulation) et les résultats expérimentaux. Les résultats de simulations sont évalués conformément aux conditions et aux critères préétablis. En adjoignant ces évaluations à celles issues des résultats expérimentaux, on obtient la confirmation ou l'infirmité des perturbations prévues.

1.4. Calculs des réseaux électriques :

L'étude, les calculs et l'analyse des réseaux électriques, doivent prendre en charge les points suivants :

1.4.1. Sûreté de fonctionnement :

La sûreté de fonctionnement est devenue un besoin vital et étendu à tous les processus vulnérables aux coupures d'énergies électriques.

La notion de sûreté de fonctionnement est définie par :

- La Disponibilité d'énergie,
- La Fréquence annuelle des coupures,
- La maintenabilité.

L'étude du comportement d'un réseau électrique en sûreté de fonctionnement a pour but de :

- Concevoir l'architecture optimale du réseau pour répondre aux besoins en fourniture d'énergie des récepteurs, selon les impératifs de continuité de service imposés grâce à :
- Une meilleure maîtrise des requis induits par les coupures d'énergie électrique,
- Un enrichissement des critères d'aide à la décision afin de choisir entre plusieurs solutions.
- Prévoir les situations dégradées d'exploitation, d'en quantifier la probabilité et de définir un niveau de confiance associé à la fourniture d'énergie électrique.

1.4.1.1. Effets et remèdes

Les défaillances de fonctionnement d'un réseau se manifestent, d'un point de vue électrique, sous les principales formes suivantes :

- Les coupures d'énergie provenant des distributeurs d'énergie : les réseaux de Distribution sont eux-mêmes objets de défaillances ou de perturbations (défaillance matérielle, perturbation atmosphérique...). Elles se traduisent par des creux de tension, des Coupures brèves ou longues au niveau des postes d'arrivée. Selon la topologie du réseau et les moyens mis en œuvre, ces perturbations peuvent se propager jusqu'aux récepteurs.
- Les défauts d'isolement : les courts-circuits provoquent, vis-à-vis des récepteurs, des creux ou coupures de tension qui dépendent :
 - des protections mises en place et de leur
 - sélectivité,
 - de l'éloignement « électrique » du récepteur par rapport au défaut,
 - de la topologie du réseau offrant ou non des moyens de reconfiguration en redondance active

1.4.2. Régime permanent :

Tout fonctionnement correct d'un réseau électrique en exploitation normale stable résulte d'une bonne conception globale du système ; laquelle conception doit prévoir une réserve des moyens de contrôle adéquats.

La notion de régime permanent est précisée, relativement aux normes d'alimentation et d'installation. En effet, les paramètres des régimes sont soumis à des contraintes normalisées : c'est-à-dire leurs valeurs admissibles ne doivent pas sortir des limites données normalisées.

Ces contraintes sont centralisées globalement sur :

- La fréquence des signaux électriques, dite fréquence industrielle,

- La tension dans ses différents indices et le courant,
- Les puissances active et réactive de transit.

L'étude et les différentes analyses des réseaux électriques dans leurs régimes permanents supposent :

- La conception : choix et dimensionnement de base des éléments du réseau, détermination des paramètres de conduites et de gestion du système,
- La prise en charge et le contrôle des états à risque causés par le dysfonctionnement des éléments du système ou par dégradation de leur caractéristiques de fonctionnement et celles qui ont trait à l'usure et au vieillissement des équipements.

1.4.3. Court-circuit :

Tout fonctionnement d'un réseau électrique peut être sujet à l'apparition de défauts. Ces derniers se manifestent souvent par des courants élevés de « court-circuit », entraînant des conséquences très nocives aussi bien sur les régimes de fonctionnement des réseaux que sur ses éléments. Il est donc nécessaire et incontournable de bien identifier ces défauts et de les quantifier pour rendre possible leur maîtrise ou leur élimination.

Un court-circuit est défini par :

- Son type, qui définit les éléments impliqués : monophasé (entre une phase et la terre ou le neutre), triphasé (entre trois phases), biphasé isolé (entre deux phases), biphasé terre (entre deux phases et la terre),
- Son régime d'établissement : aspect transitoire et loi de variation instantanée du courant,
- Son intensité : valeurs extrêmes,
- Sa durée : il peut être fugitif ou permanent.

L'étude du comportement d'un réseau en régime de court-circuit a pour but ;

- D'identifier les situations à risque ;
- Danger pour les personnes,
- Dstructions des équipements, contraintes électrodynamiques, sur échauffements et surtensions,
- De cerner le dysfonctionnement de l'exploitation pouvant gêner ou nuire à d'alimentation ;
- D'aider à faire les choix de base de conception pour limiter les effets des défauts, notamment concernant :
- Le dimensionnement approprié des équipements,
- Les systèmes de mises à la terre des installations,

- Le réglage des protections, dont le choix des paramètres de fonctionnement est tributaire du calcul des courants de défauts.

1.4.4 Protection :

Tout réseau électrique en fonctionnement anormal ne doit pas porter atteinte aux personnes et aux biens.

La protection d'un réseau est l'ensemble des dispositions permettant la détection des situations anormales et d'agir pour les réduire, de façon fiable, sélective et rapide.

L'étude, le calcul et l'analyse des systèmes de protection ont pour but ;

- D'identifier les situations anormales d'exploitation pouvant conduire à des dégradations diverses inadmissibles,
- De déterminer les mesures à prendre, assurant la protection des personnes, des matériels et la disponibilité de l'énergie.

Ces mesures aboutissent aux opérations nécessaires suivantes :

- Définition du système de protection,
- Choix, emplacement et association des dispositifs de coupure et de protection.
- Détermination des réglages des seuils de fonctionnement des unités de protection.

1.4.5 Stabilité :

La stabilité concerne essentiellement les réseaux de forte puissance, en haute tension et de structure topologique généralement étendue et complexe pouvant avoir un ou plusieurs sites de production d'énergie.

Tout fonctionnement correct d'un réseau électrique alternatif est le résultat d'un ajustement permanent et de l'équilibre entre production et commutation d'énergie dans le temps et dans l'espace, manifestant ainsi sa stabilité.

La notion de la stabilité d'un réseau est précisée par :

- La Stabilité statique, ou petite variations : le système reprend son état initial suite à une perturbation normale de faible amplitude,

Une machine synchrone peut être représentée par le schéma de la (fig.3) avec :

- ✓ r_G : résistance statorique, E: f.é.m. statorique créée par [enroulement,
- ✓ x_G : réactance directe statorique, U_G : tension aux bornes du stator en charge.

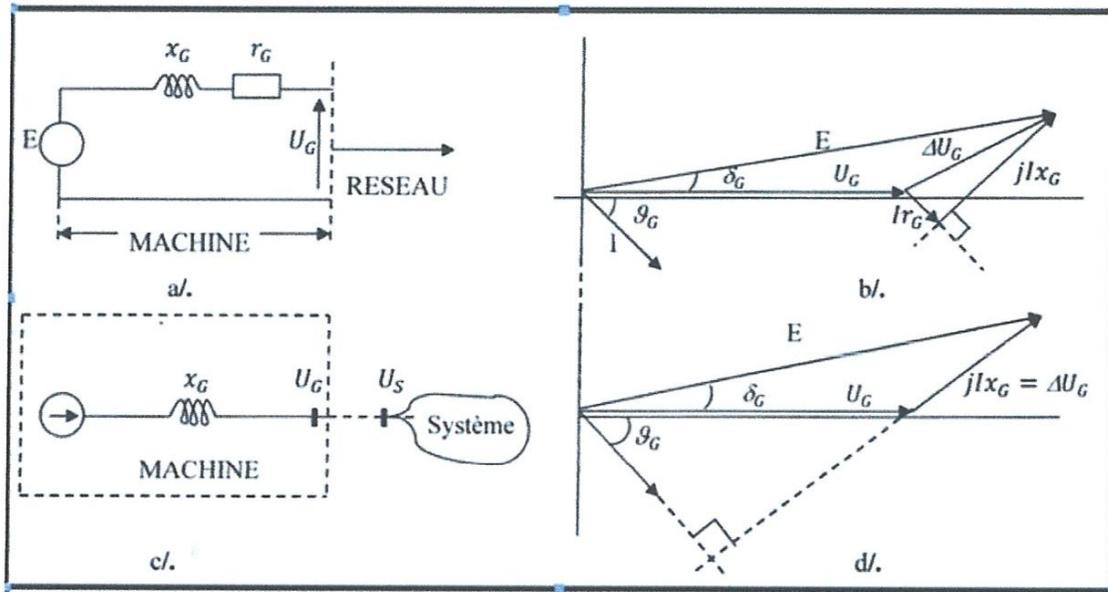


fig.3 : model d'une machine synchrone

- a, b- modèles respectivement générale et simplifiée (r_G, x_G),
- c, d- diagramme vectoriels correspondants.

La résistance active (r_G) du stator de la machine est généralement très inférieure à sa réactance (x_G) ; ce qui permet de représenter la machine par un modèle simple ; auquel correspond le diagramme de la (figure 3.d.). L'angle interne δ de la machine est défini comme l'angle entre les vecteurs U_G et E . Cet angle est égal à celui dont le rotor est décalé par rapport à sa position de fonctionnement à vide (si $I = 0, \delta = 0$). En négligeant R , un calcul rapide montre que la puissance électrique active transmise au réseau se calcule par : $P = (E \cdot U_G \cdot \sin \delta) / X$.

Il est clair que la puissance électrique transmise au réseau est limitée à la valeur de $(E \cdot U_G) / X$, valeur qui est atteinte pour $\delta = 90^\circ$.

On peut représenter P en fonction de δ (fig.4) : Sur ce schéma la puissance mécanique P_m , fournie par la machine entraînée (turbine ou diesel par exemple), est représentée par une droite horizontale. Le point de fonctionnement est donné par l'intersection de cette ligne horizontale avec la sinusoïde. En fait, deux points de fonctionnement A et B sont possibles. Partant de A et si, pour une raison quelconque, l'angle δ augmente, la puissance transmise au réseau va augmenter, et donc la machine

maximal 6 max. peut être supérieur à 90° de façon transitoire. La limite de stabilité dynamique est donc plus élevée que la limite de stabilité statique.

1.4.6 Harmoniques :

La question des harmoniques concerne essentiellement les réseaux électriques alimentant des équipements polluants, dont la puissance relative à la source est suffisamment importante, ainsi que des condensateurs. Tout fonctionnement de réseau électrique alternatif s'accompagne, de fait, d'une déformation des ondes sinusoïdales de tension et de courant, due à la nature des équipements ou des sources.

La notion de pollution harmonique d'un réseau est quantifiée par la déformation du signal traduite en une décomposition spectrale en amplitude et en phase : onde fondamentale (50 et 60 HZ) et rangs d'harmoniques. Le taux global de distorsion harmonique des grandeurs de tension et de courant, est une mesure de la valeur efficace de la pollution relativement au fondamental.

L'étude du comportement harmonique d'un réseau a pour but :

- D'identifier les situations à risque, origines possibles de dysfonctionnements de certains équipements, de perturbation électromagnétiques ou mécaniques,
- Puis de déterminer les précautions à prendre pour contenir au mieux ces situations, assurant ainsi une pollution acceptable au regard de la normalisation (équipement, installation, alimentation).

Ces précautions portent sur :

- L'identification des pollueurs,
- L'estimation des solutions de filtrage,
- Le dimensionnement approprié des installations,
- L'optimisation des architectures d'exploitation.

CHAPITRE II

2.1 Traitement des données et des paramètres de base

Les procédures d'étude d'analyse et d'élaboration des réseaux électriques .consiste en règle générale en une servis de calcul, de choix et de comparaison des données et des paramètres.

De ce fait on doit disposer d'un certain nombre de données installes. Ces données sont essentiellement :

- Le plan d'implantation des charges
- Leurs puissances installées et leur catégorie
- Donne d'énergie électrique ...

Ces données permettent ensuite de déterminer,

- Le niveau potentiel requis (niveau normal)
- Le type du schéma de transfert
- Les différents paramètres de transfert
- Les paramètres du poste de transformation
- Les données de puissance réactive de compensation
- Moyen de contrôle de la tension

En ce qui concerne ce travail les charges sont considères toutes de première catégorie et sont données dans un plan d'implantation, comme montre la **fig 1** dans le système cordonne(x,o,y) , les données d'implantation des charges sont insérée par leurs coordonnées, (X_i, Y_i), conformément au **Tb I1** .

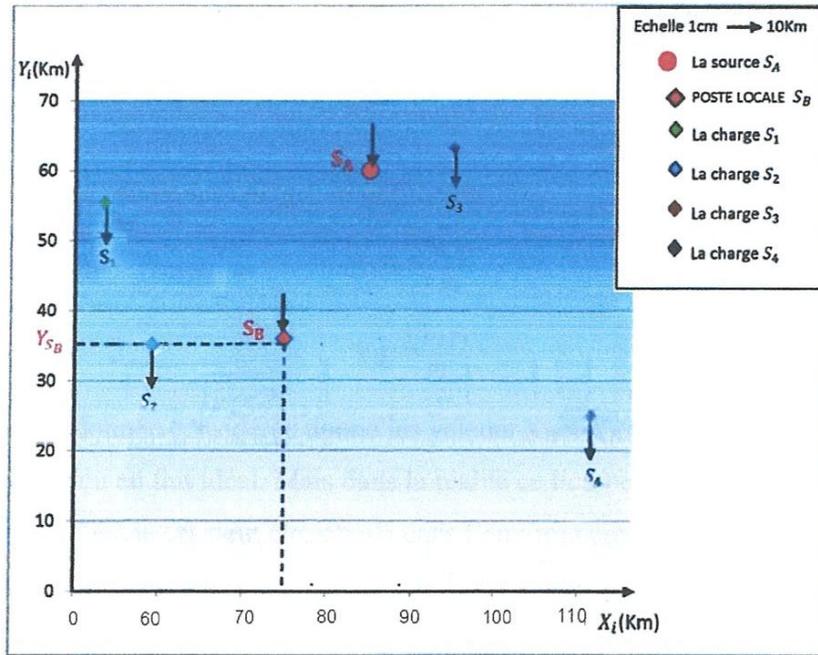


fig. 1

Charge	MVA	$X_i(\text{Km})$	$Y_i(\text{Km})$
S_1	$40+j30$	30	55
S_2	$60+j60$	60	35
S_3	$60+j40$	95	65
S_4	$50+j40$	115	25
S_B		73.8	35

Tb II

Cette représentation permet d'introduire de manière simple le procédé des moments électrique par la détermination des coordonnées de charges. En effet il est défini que la somme des moments électriques des charges des centres locaux par rapport à une référence donnée est égale au moment électrique d'une charge résultante d'un centre de coordonnées, par rapport à la même référence.

Dans l'application, on détermine principalement le centre des charges actives ; puisque les flux de puissance active sont plus stables que ceux des puissances réactives. En effet, les sommes de puissance active,(centre) sont en règle générale, fixes .dans le contrôle du plan de tension dans ces réseaux électrique , on doit agir souvent et dans une mesure importante sur les flux de puissance

$$U = 4.34 \sqrt{40 + 0.016 \cdot 50 \cdot 10^3} = 125.78 \text{ KV}$$

On choisit bien sur $U_n = 220 \text{ KV}$ □ U

2.1.2 Modelés Variantes du réseau :

Pour le plan d'implantation donné, on peut définir un grand nombre de schéma de connexion.

Mais un pré sélection au puique de la continuité de source compliquée par la catégorie du récepteur, Peuvent réduire le nombre probable de schéma. Un critère technico-économique doit être introduit ensuite pour choisir entre les modeléséquivalent, en continuité de service. Ce critère est défini par le minimum de dépense réduites.

Pour déterminer le module rationnel du réseau, on utilise une procédure qui consiste à se donner quelque module de configurations équivalente du point de vus de la continuité de service. Pour lesquelles on applique le critère de dépenseréduite.

Pour déterminer les différents modules de variante on doit prendre en considération les paramètres suivants :

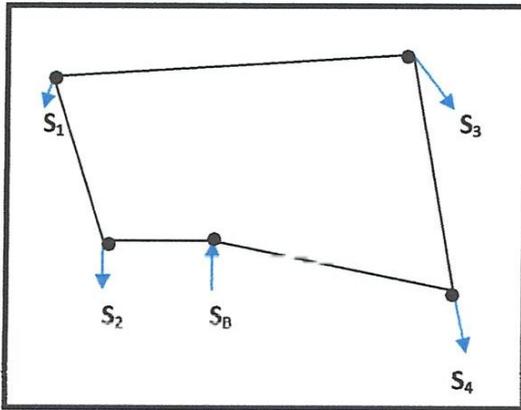
- Longueur totale des lignes du transport
- caractères des consommateurs
- Disposition géographique-
- puissance transmise-
- L'alimentation doit s'effectuer par les plus courts portés,
- On doit éviter les lignes mal chargées
- On ne projeté pas plus de deux lignes entre deux nœuds.

Les variantes retenus doivent être conforme aux conditions suivantes ;

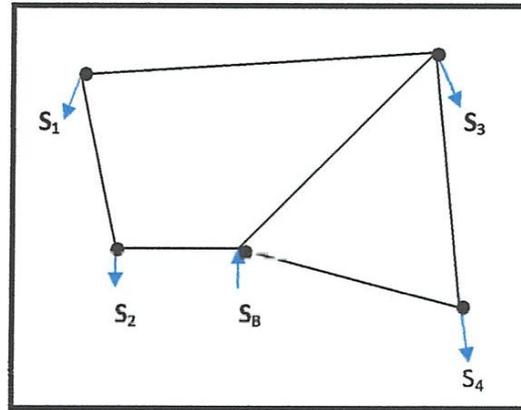
- Techniquement comparables
- Qualité requise de l'énergie requise en régime normal.
- Fiabilité de la tension ainsi de la puissance,

Conformément aux aspects et aux conditions cités, on peut proposer les variantes suivantes :

VARIANTE: 01



VARIANTE: 02



VARIANTE: 03

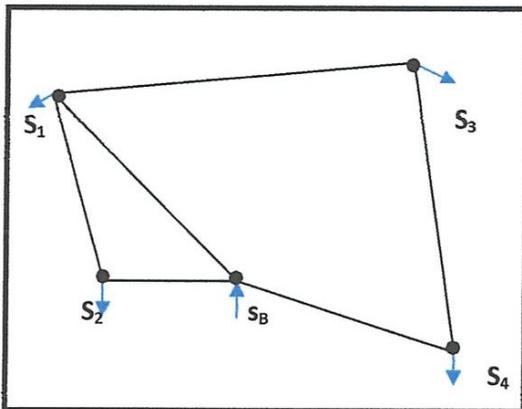


Fig : 2

Dans cette première étape de l'étude, les caractéristique des conducteurs ne sont pas encore connu ; puisque on ne sait pas encore les courants de ligne ; grâce auxquels on peut choisir les paramètres technique.

En effet, la valeur des paramètres électriques du système ; dépende du choix du conducteur pour la valeur de cette dernière dépend à son tour du courant consommé traversant le conducteur ; ce dont on ne dispose pas initialement.

Pour cette raison, on suppose dans un premier moment de l'étude que la valeur des paramètres est la même pour tous les conducteurs de la variante.

2.2 calcul et comparaison des modèles pré retenus :

2.2.1 Puissance des lignes,

Pour le calcul des puissances de ligne les schémas sont représentés sous formes appropriées conformément à la structure du réseau et à la méthode à utiliser.

Par exemple, le réseau peut être par une ligne magistrale alimentée des deux cotés Fig3. Ensuite comme cite plus haut on suppose dans une première étape de calculs que la tension est la même dans tous les nœuds du réseau. Dans le même ordre d'approximation. Les paramètres électrique du système sont pris également les même pour toutes lignes.

- Première variante :

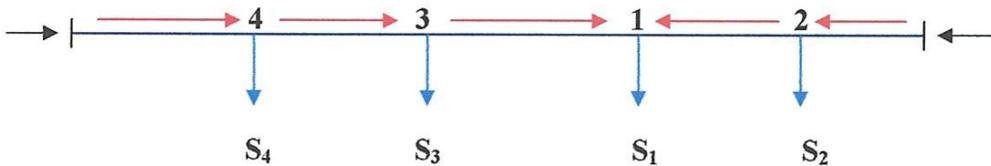


Fig 3

Pour le calcul, on définit d'abord un sens positif arbitraire de la circulation des puissances de ligne conformément auxquels on détermine leurs valeurs.

L'application du procédé des moments électrique, permet de déterminer les puissances débitées par la source dans les deux sources Correspondantes :

$$S_{B4} = \frac{\sum S_i \cdot L_{ib'}}{L_{bb'}}$$

$$S_{B2} = \frac{\sum S_i \cdot L_{ib'}}{L_{bb'}}$$

L'application donne,

$$S_{B4}=92.20+j69.40 \text{ MVA}$$

$$S_{B'2}=117.78+j100.6 \text{ MVA}$$

On peut vérifier facilement que

$$\sum S_i = S_{B4} + S_{B'2}$$

L'application de la loi d'équilibre des nœuds donne ;

$$S_{43} = S_{B4} - S_4 = 42.2 + j29.4 \text{ MVA}$$

$$S_{31} = S_{43} - S_3 = -17.78 - j10.6 \text{ MVA}$$

$$S_{21} = S_1 - S_{31} = 57.78 + j40.6 \text{ MVA}$$

Les résultats obtenus donnent non seulement les valeurs des puissances de ligne mais montrent aussi le sens réel de leur circulation ; Fig. 4

$$S_{31} = S_{13} = 17.78 + j10.6 \text{ MVA}$$

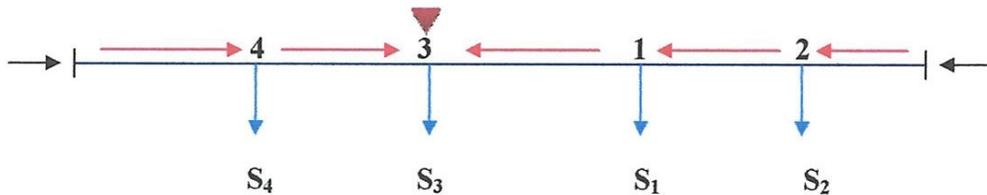


Fig. 4

Le nœud « 3 » représente le nœud de section des puissances.

La méthode des puissances de contour consiste à représenter le réseau électrique sous forme de contours indépendants, Chaque contour, on affecte Une puissance inconnue de branche à déterminer.

Donc on aura autant d'inconnues que de contours ; puisque toutes les autres puissances de ligne auraient été exprimées en fonction de ces inconnus et des charges.

Ainsi les contours était définis on peut écrire les équations d'équilibre correspondantes :

$$Z_{xx}S_x + Z_{xy}S_y = A_x$$

$$Z_{yx}S_x + Z_{yy}S_y = A_y$$

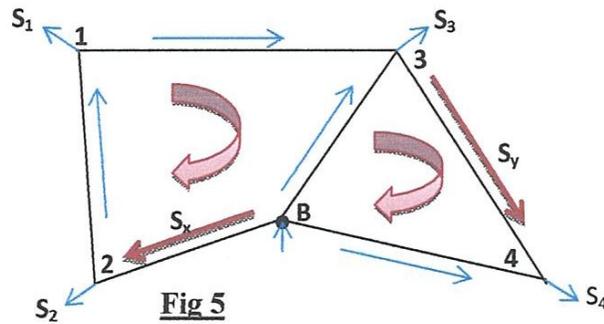


Fig 5

Ou, Z_{xx} impédance du contour I

Z_{yy} impédance du contour II

$Z_{xy} = Z_{yx}$ impédance mutuelle de la branche (ou l'ensemble des branche) commune aux deux contours.

On peut définir aisément,

$$Z_{yy} = L_{xx}(r_o + jx_o) = l_{xx} = 165.5 \text{ KM}$$

$$Z_{yy} = L_{yy}(r_o + jx_o) = l_{yy} = 120 \text{ KM}$$

$$Z_{xy} = Z_{yx} L_{B3}(r_o + jx_o) = l_{B3} = 35 \text{ KM}$$

Ce qui permet d'écrire,

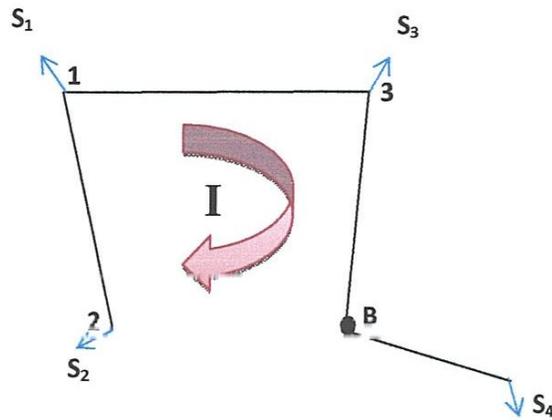
$$165.5 S_x - 35 S_y = 15380 + j13580 = A_x$$

$$-35 S_x - 120 S_y = -3600 + j2350 = A_y$$

Les éléments A_x et A_y sont déterminées comme moment électrique conformément au schéma Fig 5

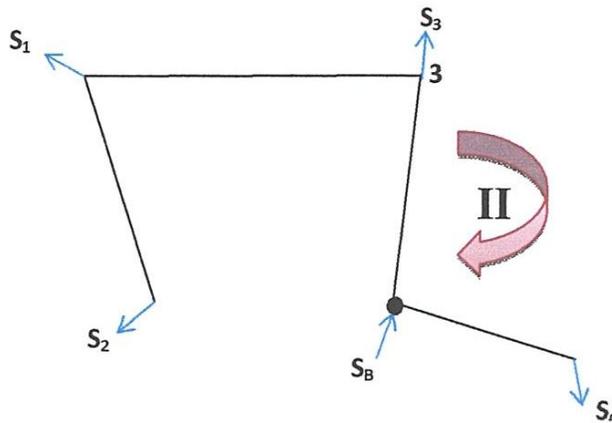
En effet par rapport au nœud B, point d'application de S_x on peut écrire relativement au contour I,

$$A_x = S_2 L_{213B} + S_1 L_{13B} + S_3 L_{3B} = 15380 + j1580$$



Et analogiquement pour le contour II et par rapport au nœud "3"

$$A_y = S_4 L_{4B3} - \sum S_i L_{B3} = -3600 - j2350$$



Sachant que pour le système d'équation défini,

$$S_x = \frac{4x}{\Delta} \text{ et } S_y = \frac{4y}{\Delta}$$

On détermine,

$$S_x = 93.507 + j82.183 \text{ MVA}$$

$$S_y = 2.727 + j 0.612 \text{ MVA}$$

La loi des nœuds permet ensuite d'obtenir,

$$S_{21} = S_x - S_2 = 3.507 + j 22.183 \text{ MVA}$$

$$S_{13} = S_{21} - S_1 = -6.433 - j 7.817 \text{ MVA}$$

$$S_{33} = S_3 + S_y - S_{13} = 69.22 + j 48.429 \text{ MVA}$$

$$S_{4B} = S_4 - S_y = 47.273 + j39.388 \text{ MVA}$$

La vérification donne,

$$S_x + S_{B4} + S_{3B} = \sum S_i = S_B = 210 + j170 \text{ MVA}$$

On peut Remarque que la puissance S_{13} a en réalité le sens inverse ce que définit deux nœud de définir « 3 » et « 4 » des puissances **Fig. 6**

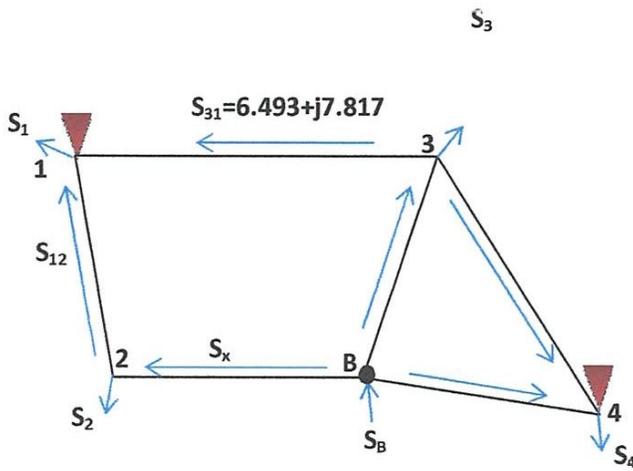


Fig 6

Troisième variante

De la même manière que dans le cas précédent on peut facilement établir un système d'équation pour la troisième variante moyennement une simple représentation schématique Fig. 7

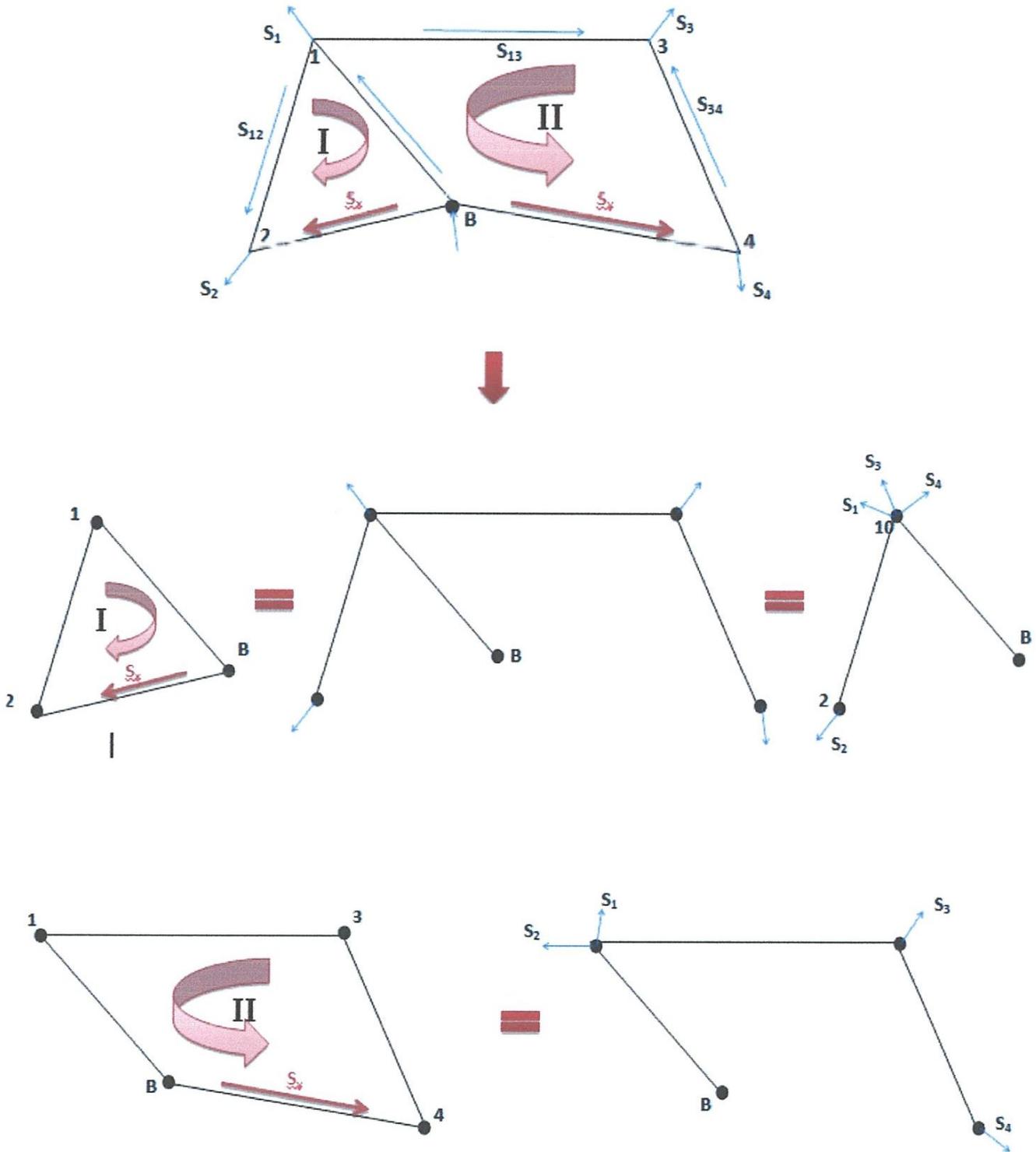


Fig 7

En écrit alors,

$$S_x Z_{xx} + S_y Z_{yx} = S_2 Z_{21B} + (S_1 + S_3 + S_4) Z_{1B} = A_x$$

$$S_x Z_{yx} + S_y Z_{yy} = S_4 Z_{431B} + S_3 Z_{31B} + (S_1 + S_2) Z_{1B} = A_y$$

Dans le cas traité,

$$Z_{xx} = L_{xx} = L_{B1} + L_{B2} + L_{12} = 52 + 17.5 + 38 = 107.5 \text{ KM}$$

$$Z_{xx} = Z_{xy} = L_{B1} = 52 \text{ KM}$$

$$Z_{yy} = L_{yy} = L_{B4} + L_{43} + L_{31} + L_{B1} = 40 + 45 + 75 + 52 = 212 \text{ KM}$$

$$Z_{2B} = L_{12B} = L_{12} + L_{B1} + L_{12} = 52 + 38 = 90 \text{ KM}$$

$$Z_{431B} = 45 + 75 + 52 = 172 \text{ KM}$$

$$Z_{31B} = 75 + 52 = 127 \text{ KM}$$

Ce qui donne,

$$A_x = (60 + j60) 90 + (150 + j110) 52$$

$$A_y = (50 + j40) 172 + (60 + j40) 127 + (100 + j90) 52$$

Le système d'équation se réduit alors à :

$$\begin{cases} S_x Z_{xx} + S_y Z_{xy} = A_x \\ S_x Z_{yx} + S_y Z_{yy} = A_y \end{cases} = \begin{cases} 107.5 S_x + 52 S_y = 12900 + j11120 \\ 52 S_x + 212 S_y = 21420 + j16640 \end{cases}$$

$$\begin{cases} S_x + 0.162 S_y = 120 + j103.44 \\ S_x + 12.12 S_y = 1224 + j950.85 \end{cases}$$

La résolution ce système s'effectue comme suit :

$$\begin{bmatrix} 1 & 0.161 \\ 1 & 12.11 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 120 & 103.44 \\ 1224 & 950.85 \end{bmatrix} \Delta = 11.949$$

$$\Delta_x = \begin{bmatrix} 120 + j103.44 & 0.161 \\ 1224 + j950.85 & 12.11 \end{bmatrix} = 1256.78 + j1099.57$$

$$\Delta_y = \begin{bmatrix} 1 & 120 + j103.44 \\ 1 & 1224 + j950.85 \end{bmatrix} = 1104 + j847.41$$

$$S_x = \frac{A_x}{\Delta} = 105.178 + j92.021$$

$$S_x = \frac{A_y}{\Delta} = 92.39 + j70.91$$

On détermine ensuite,

$$S_{B4} = 92.38 + j70.91 \text{ MVA}$$

$$S_{B2} = 105.178 + j92.021 \text{ MVA}$$

$$S_{12} = S_x - S_2 = 45.178 + j32.021 \text{ MVA}$$

$$S_{B1} = (S_1 + S_2 + S_3 + S_4) - (S_x + S_y) = 12.32 + j7.069 \text{ MVA}$$

$$S_{13} = S_3 - S_{34} = 17.61 + j9.09 \text{ MVA}$$

$$S_{34} = S_y - S_4 = 42.39 + j30.91 \text{ MVA}$$

2.2.2 Choix des paramètres et évaluation des pertes,

Le choix de la section des conducteurs doit être fait conformément à un critère technico-économique. Pour cela on doit développer une analyse technico-économique basée sur les dépenses réduites annuelles (D_r) pour laquelle on doit rechercher le minimum ($D_r = \min$)

La section économique calculée à partir de D_r doit être satisfaisante aux exigences suivantes :

- ❖ Echauffement.
- ❖ Effet couronne.
- ❖ Chute de tension admissible.

Les résultats obtenus permettent de dresser les **TB I2** Dans lesquels sont représentés les courants de lignes

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3}U_n}$$

Les sections F_n choisies par la droite normalisée $J = 1 \text{ A/m}^2$ et les type de conducteurs.

Variante I

Ligne	S(MVA)	I	F	N	Type
B-4	92.2+j69.4	302.846	302.846	1	AC 400
4-3	42.2+j29.4	134.972	134.972	1	AC 240
3-1	17.78+j10.6	54.323	54.323	1	AC 240
1-2	57.78+j40.6	185.383	185.383	1	AC 240
2-B	117.78+j100.6	406.94	406.94	1	AC 500

Variante II

Ligne	S(MVA)	I	F	N	Type
B-4	47.273+j39.384	161.478	161.478	1	AC 240
4-3	2.727+j0.612	7.34	7.34	1	AC 240
3-B	69.22+48.429	221.701	221.701	1	AC 240
3-1	6.493+7.817	26.668	26.668	1	AC 240
1-2	33.507+22.183	105.457	105.457	1	AC 240
2-B	93.507+j82.183	326.699	326.699	1	AC 400

Variante III

Ligne	S(MVA)	I	F	N	Type
B-4	9.39+j70.91	305.641	305.641	1	AC 400
4-3	42.39+j30.91	137.679	137.679	1	AC 240
3-1	17.61+9.09	52.007	52.007	1	AC 240
1-B	12.432+7.069	37.531	37.531	1	AC 240
1-2	45.178+j52.21	145.321	145.321	1	AC 240
2-B	105.507+j92.183	366.75	366.75	1	AC 400

Tb I2

A partir des types de conducteur on définit les paramètres électriques du système

Pour les trois variantes (**Tb I3**)

Variante I

Ligne	L	F	R _o (Ω/KM)	X _o (Ω/KM)	B _o (Ω/KM)	R Ω	X Ω	B 10 ⁻⁶ Ω ⁻¹
B-4	40	400	0.08	0.414	2.73	3.2	16.56	109.2
4-3	45	240	0.13	0.43	2.66	5.85	19.35	119.7
3-1	75	240	0.13	0.43	2.66	9.75	32.25	199.5
1-2	38	240	0.13	0.43	2.66	4.94	16.34	101.08
2-B	17.5	500	0.065	0.41	2.79	1.137 5	7.175	48.825

Variante II

Ligne	L	F	R _o (Ω/KM)	X _o (Ω/KM)	B _o (Ω/KM)	R Ω	X Ω	B 10 ⁻⁶ Ω ⁻¹
B-4	40	240	0.13	0.43	2.66	5.2	17.2	106.4
4-3	45	240	0.13	0.43	2.66	5.85	19.35	119.7
3-B	35	240	0.13	0.43	2.66	4.58	15.05	93.1
3-1	75	240	0.13	0.43	2.66	9.75	32.25	199.5
1-2	38	240	0.13	0.43	2.66	4.94	16.34	101.08
2-B	17.5	400	0.08	0.414	2.73	1.4	7.245	47.775

Variante III

Ligne	L	F	R _o (Ω/KM)	X _o (Ω/KM)	B _o (Ω/KM)	R Ω	X Ω	B 10 ⁻⁶ Ω ⁻¹
B-4	40	400	0.08	0.414	2.73	3.2	16.56	109.2
4-3	45	240	0.13	0.43	2.66	5.85	19.35	119.7
3-1	75	240	0.13	0.43	2.66	9.75	32.25	199.5
1-B	52	240	0.13	0.43	2.66	6.76	22.36	138.32
1-2	38	240	0.13	0.43	2.66	4.94	16.34	101.08
2-B	17.5	400	0.08	0.414	2.73	1.4	7.245	47.775

Tb I3

Des puissances actives et réactives sont évaluées comme suit,

$$\Delta P_n = \frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_n^2} r_n, \Delta Q_n = \frac{\Delta P_n}{r_n} x_n$$

Variante I

Ligne	L	S	R Ω	X Ω	ΔP	ΔQ
B-4	40	92.2+j69.4	3.2	16.56	0.88	4.556
4-3	45	42.2+j29.4	5.85	19.35	0.319	1.057
3-1	75	17.78+j10.6	9.75	32.25	0.086	0.285
1-2	38	57.78+j40.6	4.94	16.34	0.508	1.683
2-B	17.5	117.78+j100.6	1.1375	7.175	0.563	3.565
	215.5				2.356	

Variante II

Ligne	L	S	R Ω	X Ω	ΔP	ΔQ
B-4	40	47.273+j39.384	5.2	17.2	0.358	1.1861
4-3	45	2.727+j0.612	5.85	19.35	0.000944	0.00312
3-B	35	69.22+48.429	4.58	15.05	0.6709	2.219
3-1	75	6.493+7.817	9.75	32.25	0.0206	0.068
1-2	38	33.507+22.183	4.94	16.34	0.164	0.545
2-B	17.5	93.507+j82.183	1.4	7.245	0.448	2.320
	247.5				1.662	

Variante III

Ligne	L	S	R Ω	X Ω	ΔP	ΔQ
B-4	40	9.39+j70.91	3.2	16.56	0.896	4.64
4-3	45	42.39+j30.91	5.85	19.35	0.503	1.1
3-1	75	17.61+9.09	9.75	32.25	0.079	0.261
1-B	52	12.432+7.069	6.76	22.36	0.028	0.094
1-2	38	45.178+j52.21	4.94	16.34	0.314	1.039
2-B	17.5	105.507+j92.183	1.4	7.245	0.564	2.923
	267.5				2.384	

2.2.3 Évaluation comparative des variantes.

Dépenses d'investissement.

La composition des dépenses peut être réalisée en utilisant une procédure en unité relative réduite. Par rapport à un état de base donné quelconque supposant que le rapport des dépenses par KM est égale au rapport direct des sections

$$\frac{F_i}{F_b} = \frac{D_i}{D_b} \dots\dots\dots \text{I}$$

F_i = section en question

F_b = section en de base choisie

D_i = valeur des dépenses par KM de ligne de section

D_b = valeur des dépenses de base données par KM de longueur correspondante à la section F_b

L_b = longueur de base choisie

$$D_{Li} = D_i \cdot L_i = \frac{F_i}{F_b} D_b \cdot L_i \dots\dots\dots \text{II}$$

Et

$$D_{Li} = \frac{F_i}{F_b} D_b \cdot L_i \cdot L_D$$

On obtient depuis les équations I et II,

$$D_{Li}^* = \frac{D_{Li}}{D_b L_b} = L_i^* \cdot F_i^*$$

En choisissant $F_b = 300 \text{ mm}^2$ et $L_b = 50 \text{ KM}$

Exemple : (ligne L_{B-4}).

$$D_{i(B-4)}^* = L_{i(B-4)}^* \cdot F_{i(B-4)}^* \cdot \frac{L_{(B-4)} F_{(B-4)}}{F_b L_b} = \frac{40}{300 \cdot 50} = 0.0026$$

Donc ; on peut calculer les dépenses réduites pour les trois variantes et mettre les résultats obtenus dans les tableaux suivants (**Tb I4**)

Variante I

Ligne	L	F	L _b	F _b	L*	F*	DI*
B-4	40	400	50	300	0.8	1.33	1.06
4-3	45	240	50	300	1.12	0.8	1.38
3-1	75	240	50	300	1.5	0.8	0.83
1-2	38	240	50	300	0.76	0.8	1.64
2-B	17.5	500	50	300	0.35	1.66	1.71
							4.98

Variante II

Ligne	L	F	L _b	F _b	L*	F*	DI*
B-4	40	240	50	300	0.8	0.8	1.56
4-3	45	240	50	300	1.12	0.8	1.38
3-B	35	240	50	300	0.7	0.8	0.73
3-1	75	240	50	300	1.5	0.8	0.83
1-2	38	240	50	300	0.76	0.8	1.64
2-B	17.5	400	50	300	0.35	1.66	1.71
							8.9

Variante III

Ligne	L	F	L _b	F _b	L*	F*	DI*
B-4	40	400	50	300	0.8	1.33	1.06
4-3	45	240	50	300	1.12	0.8	1.38
3-1	75	240	50	300	1.5	0.8	0.83
1-B	52	240	50	300	1.04	0.8	1.2
1-2	38	240	50	300	0.76	0.8	1.64
2-B	17.5	400	50	300	0.35	1.66	1.71
							7.81

Tb I4

En règle générale pour l'évaluation des modèles proposés on utilise des critères technico-économiques.

Dans le cas de l'étude et l'élaboration des systèmes électriques, ce critère est imposé aux dépenses D_r réduites annuelles impliquées. Dans la fonction dépense D_r , doivent être signifiés et exprimés les aspects technique et économiques du processus pose. la pratique dans les études et la conception, l'élaboration et la gestion des systèmes électriques a fait ressortir que les composantes globales et essentielles des dépenses sont localisées sur les investissements D_i concernant les divers équipements du système, les dépenses D_p impliquées par les pertes d'énergie et les dépenses D_d pour couvrir les dommages entraînés des divers interruptions de l'alimentation ;

$$D_r = D_i + D_p + D_d$$

Les dépenses dues aux dommages, causés par une rupture d'alimentation dépendent fortement de la fiabilité et de la continuité de service. comme la continuité de service est probablement la même pour les trois variantes, la composante correspondante ne rentre pas dans la comparaison, et

$$D_r = D_i + D_p$$

La variante à retenir doit vérifier le critère,

$$D_r = \text{mini}$$

Dans le système traité la composante investissement est définie par le prix des équipements différents ; ligne, transformateur, jeux de barre, De même que précédemment si le nombre de pôle, le type de jeu de barre sont les mêmes pour les trois variantes les dépenses relatives à ces dernières ne rentrent pas dans la comparaison.

Dans ce cas les dépenses d'investissement seront déterminées par le prix des équipements de ligne, et de sa longueur

$$K_0 + K_1 (F, l)$$

$$D_i = D_i(l, F)$$

Où F , section du conducteur,

K_0 dépenses ne demandant pas de la section F du conducteur,

K_1 dépenses liées à la section F et la longueur.

A défaut du bien des équipements, la comparaison des variantes peut être réalisée en unités relatives (L^* , F^* , I^*) par rapport aux valeurs d'un modèle de base choisis. Les résultats d'évaluation sont présentés dans le Tb (I 4).

Dépense réduite dues aux pertes

Les dépenses dues aux pertes d'énergie annuelles peuvent être calculées par la formule suivante[]

$$D_p = Y_1 \Delta P_{\max} = Y_2 \Delta A$$

$$\text{Avec, } Y_1 = \delta(K_m \alpha + b\tau)$$

$$Y_2 = \delta \left(\frac{\alpha K_m}{\tau} + b \right)$$

ou ΔP_{\max} , perte maximale de puissance KW, ΔA perte d'énergie annuelle KWh

α Évalue l'augmentation des dépenses spécifiques au niveau de la production pour couvrir les pertes; K_m Facteur en rapport de coïncidence des maximums des graphiques de charge, $K_m \geq 1$; b prix moyen des pertes d'énergie; τ temps de pertes maximale h;

δ Tient compte de l'éloignement du réseau étudié;

$$\text{Pour } U_n \geq 110 \text{ KV, } \delta = 1.03 \div 1.1$$

$$U_n = 6 \div 30 \div 60 \text{ KV, } \delta = 1.1 \div 1.2$$

$$U_n > 1 \text{ KV, } \delta = 1.2 \div 1.3$$

Le facteur γ peut être calculé à partir des données du tableau.

Mais il est pratiquement le même pour les trois variantes; pour comparer les dépenses en pertes d'énergie il suffit de comparer les pertes maximales de puissance active correspondantes.

	K_m	α	τ	ΔP	b
VI	0.9	α	8	7500	8
VII	0.9	α	8	7500	8
VIII	0.9	α	8	7500	8

	D_i^*	ΔP^*
V I	4.89	2.356
VII	8.9	1.662
V III	7.81	2.384

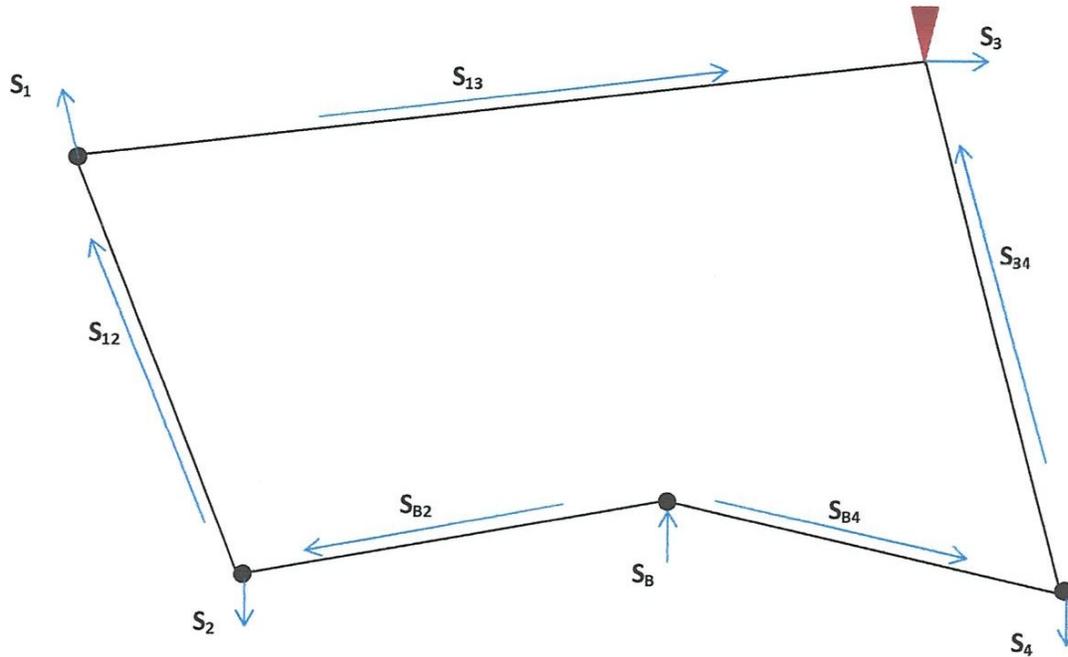
Comparaison des variantes

Les résultats de comparaison se résument dans le tableau ci-dessus ;

Variante	L(KM)	ΔP	D_i^*
V I	215.5	2.356	4.89
VII	247.5	1.662	8.9
V III	267.5	2.384	7.81

On constate que pour des pertes pratiquement les même, la longueur des lignes est moindre pour la première variante .en plus les pertes peuvent être réduites par les moyens de compensation. On retient donc pour une étude plus spécifique la première variante.

Variante retenue



Ligne	L	S	F	ΔP	ΔQ	R Ω	X Ω	B $10^{-6} \Omega^{-1}$
B-4	40	92.2+j69.4	400	0.88	4.556	3.2	16.56	109.2
4-3	45	42.2+j29.4	240	0.319	1.057	5.85	19.35	119.7
3-1	75	17.78+j10.6	240	0.086	0.285	9.75	32.25	199.5
1-2	38	57.78+j40.6	240	0.508	1.683	4.94	16.34	101.08
2-B	17.5	117.78+j100.6	500	0.563	3.565	1.1375	7.175	48.825
totale	215.5			2.356				

2.3 Choix des transformateurs :

2.3.1 Puissance nominale :

il est nécessaire de choisir le type de transformateurs que l'on doit installer dans les postes de transformation interconnectant les réseaux de différents niveaux de tension afin de conduire l'énergie électrique jusqu'au consommateurs dans des conditions optimales.

Les consommateurs de première catégorie doivent être alimentés au moins par deux sources indépendantes ; l'interruption leur alimentation n'est admissible que pendant le temps de réenclenchement automatique de l'alimentation de secours

Pour les consommateurs de la deuxième catégorie l'interruption de l'alimentation est admissible pendant le temps de branchement de l'alimentation de secours par le personnel de surveillance.

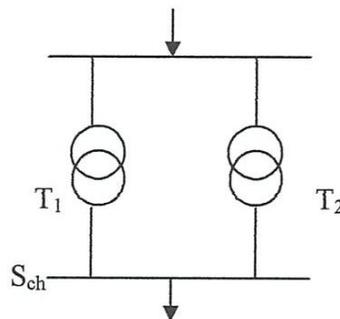
Dans les postes de transformation du réseau (HT) on installe d'habitude deux (2) transformateurs. puisque les consommateurs sont de la première ou de la deuxième catégorie. la puissance de chacun d'eux est choisie conformément à la formule suivante

$$S_{ch} = n (0.65 \div 0.7) S_N$$

$$\text{et } S_N = \frac{S_{ch}}{n (0.65 \div 0.7)}$$

S_{ch} : Perte de calcul max de poste. S_n : perte Maximale du transformateur

N : nombre de transformateur.



En cas de panne d'un transformateur l'autre peut assurer l'alimentation de tous les consommateurs pendant le temps de réparation et avec une surcharge admissible ($SCH \leq 1,4sn$).

Le fonctionnement optimal, du point de vue pertes, dans le transformateur est tel qu' en régime normal la puissance du transformateur représente environ (1.4÷1.55) de la charge de transit.
 Pendant le choix de la puissance nominale ; on teinte compte des éventuelles augmentations de la charge.

Condition du choix des transformateurs

$$S_n \geq \frac{Sch}{n \cdot 0.7}$$

S_n ; poste de transformateur à installer

S_{ch} ; poste de calcule du poste

La vérification est faite d'après le coefficient de la charge maximale en régime normale :

$$K_{ch} = \frac{Sch}{n S_n} \leq 0.7$$

Régime en surcharge

$$K_{ch} = \frac{Sch}{(n-1) S_n} \leq 1.4$$

Poste 01 ;

$$S_n = \frac{Sch}{20.7} = \frac{\sqrt{40^2 + 30^2}}{2 \cdot 0.7} = 35.71 \text{ MVA}$$

Les références concernant les grandeurs normalisées donnant $S_n = 63 \text{ MVA}$

$$\text{Régime normal } K_{ch} = \frac{Sch}{n S_n} = 0.396 < 0.7$$

$$\text{Surcharge } K_{ch} = \frac{Sch}{(n-1) S_n} = 0.793 < 1.4$$

Poste 02;

$$S_n = \frac{Sch}{N \cdot S_n} = 60.6 \text{ MVA } S_n = 63 \text{ MVA}$$

$$\text{Regime normal } K_{ch} = \frac{Sch}{n S_n} = 0.673 < 0.7$$

Surcharge $K_{ch} = \frac{Sch}{(n-1) S_n} = 1.346 < 1.4$

Poste 03;

$$S_n = \frac{Sch}{N.S_n} = 51.5 \text{ MVA} \Rightarrow S_n = 63 \text{ MVA}$$

Regime normal $K_{ch} = \frac{Sch}{n S_n} = 0.572 < 0.7$

Surcharge $K_{ch} = \frac{Sch}{(n-1) S_n} = 1.144 < 1.4$

Poste 04;

$$S_n = \frac{Sch}{N.S_n} = 45.73 \text{ MVA} \Rightarrow S_n = 63 \text{ MVA}$$

Regime normal $K_{ch} = \frac{Sch}{n S_n} = 0.508 < 0.7$

Surcharge $K_{ch} = \frac{Sch}{(n-1) S_n} = 1.016 < 1.4$

Les caractéristiques des transformateurs des postes sont mises dans le Tb(I 6).

Type de Tr	Nombre de Tr	S_n (MVA)	U_n (KV)	ΔU_{cc} %	ΔP_{cc} (KW)	ΔP_o (KW)	I_o %
	2	63	220	12	300	82	0.8

Tb (I 6).

Paramètres des transformateurs ;

Les paramètres électriques du transformateur ;

(r_T , X_T , g_T , b_T) peuvent être calculer par les formules suivantes ;

$$R_T = \Delta P_{cc} \cdot \frac{U_n^2}{S_n^2} (\Omega) \qquad X_T = \frac{\Delta U_{cc} \%}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_n^2} (\Omega)$$

$$G_T = \frac{\Delta P_o}{U_n^2} (\Omega^{-1}) \qquad b_T = \frac{\Delta Q_o}{U_n^2} (\Omega^{-1})$$

Et $\Delta Q_o \cong \Delta S_o = \sqrt{3} U_n \cdot I_o = \sqrt{3} U_n \cdot I_o \cdot \frac{U_n}{U_n} \cdot \frac{100}{100} = \frac{I_o \%}{100} \cdot S_n$

Ce qui donne ;

$$b_T = \frac{io\%}{100} \cdot \frac{S_n}{U_n^2} (\Omega^{-1})$$

Les résultats sont représentés dans le tableau **Tb (I 7)**.

Type	S _n	U _n	ΔU _{cc}	r _T	X _T	g _T	b _T	ΔQ _o
Tr DTN	63	220	12	3.658	92.19	1.694 *10 ⁻⁶	1.041*10 ⁻⁶	504

Tb (I 7).

Pertes de puissances ;

$$\Delta P_T = n \Delta P_o + \frac{\Delta P_{cc}}{n} B^2 \text{ (MW)}$$

$$\Delta Q_T = S_n \left(\frac{n \cdot io\%}{100} + \frac{\Delta U_{cc}\%}{100} B^2 \right) \text{ (MVAR)}$$

$$B = \frac{Sch}{S_n}$$

Poste	n	r _T	X _T	ΔP _o	U _n	S _{ch}	ΔP _T	ΔQ _T
1	2	3.658	92.19	0.082	220	40+j30	0.258	2.884
2	2	3.658	92.19	0.082	220	60+j+60	0.436	7.36
3	2	3.658	92.19	0.082	220	60+j40	0.36	5.456
4	2	3.658	92.19	0.082	220	50+j40	0.318	4.408

2.3.2 Puissance réduites ;

Les puissances réduites des pertes peuvent être calculé par l'expression,

$$S_i' = S_i + \Delta S_{Ti} \text{ (} i=1 \div 4 \text{)}$$

Avec, $S_{Ti} = \Delta P_{Ti} + \Delta Q_{Ti}$

Poste	S _{ch}	ΔP _T	ΔQ _T	S _i ' (MVA)
1	40+j30	0.258	2.884	40.258+j32.884
2	60+j60	0.436	7.360	60.436+j7.36
3	60+j40	0.36	5.456	60.36+j45.456
4	50+j40	0.318	4.408	50.318+j44.408

Les puissances capacitives des lignes au niveau des postes ;

Peuvent être évaluées approximatives par ;

$$Q_c = \frac{b}{2} U_n^2 \text{ (MVA)}$$

ligne	L(KM)	U _n (KV)	B (n ⁻¹ 10 ⁻⁶)	Q _c (MVAR)
B-4	40	220	109.2	2.642
B-2	17.5	220	119.7	2.896
2-1	38	220	199.5	4.827
1-3	75	220	101.08	2.446
3-4	45	220	48.825	1.181

Ces derniers résultats permettent de déterminer les puissances de calcul des nœuds du réseau étudié ; par exemple au niveau du

Poste 01;

$$S_1'' = S_1' - j(Q_{c(1-2)} + Q_{c(1-3)}) = 40.258 + j25.611 \text{ MVA}$$

Ce qui permet de remplir le tableau suivant,

Poste	Ligne	Q _c (MVAR)	S _i ' (MVAR)	S _i '' (MVAR)
01	1-2	4.827	40.258+j32.81	40.258+j25.611
	1-3	2.446		
02	2-B	2.896	60.436+j67.36	60.436+j59.638
	2-1	4.827		
03	3-1	2.446	60.36+j45.456	60.36+j41.829
	3-4	1.181		
04	4-B	2.642	50.318+j44.408	50.318+j40.585

4-3	1.181		
-----	-------	--	--

Schéma final de variante

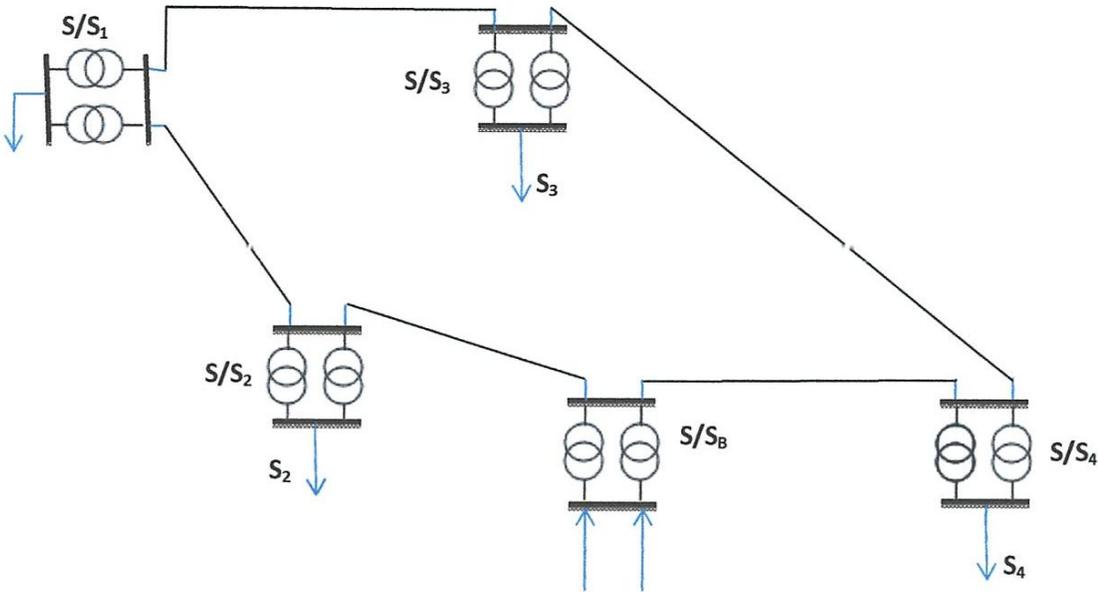


Schéma de principe de la variante retenue.

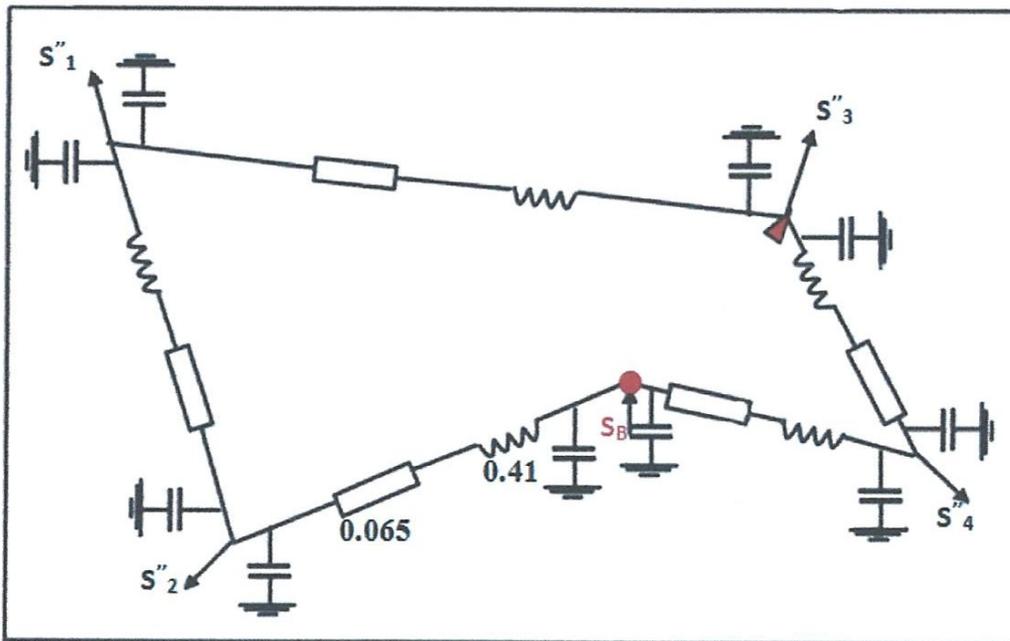


Fig. Schéma réduit de calcul

2-4 analyses des régimes du modèle retenue:

Le point 3 dans ce schéma est alimenté de 2 cotes ; donc c'est un nœud de section des puissances (fig. I 8) ; il permet de réduire le réseau a la forme suivante :

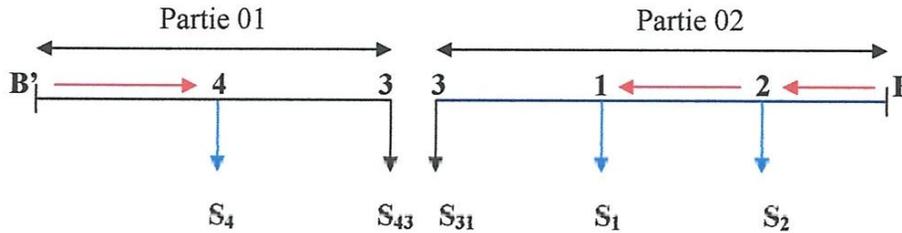


Fig (I 8)

Cette représentation permet de recalculer le réseau de manière simple en considérant séparément les deux parties. Mais à la différence de la première étape de calcul, on doit dans ce cas tenir compte de l'effet des paramètres électriques et de la contrainte concernant la tension. Ainsi, en supposant

Que la tension du nœud de section des puissances est de valeur exigée initialement, on peut réaliser le calcul de manière direct simple. Mais la tension exigée peut être donnée pour le nœud de la source. Dans ce cas ; pour ce calcul du réseau on doit procéder par itération.

Pour une tension $U_3=U_N= 220Kv$ exigée, on peut réduire le calcul de manière simple fig.'(I 9) : .

Pour une meilleure précision on doit tenir compte de tous les paramètres.

Conformément au schéma de calcul, on définit :

$$S_{B4} = S_4 + S''_4$$

Avec

$$S''_4 = S''_{43} - jQ''_{C3} = S_{43} + \Delta S_{43} - j(Q''_{C3} + Q'_{C3})$$

De même

$$S_B = S_{B4} + \Delta S_{B4} - j(Q'_{C4} + Q''_{C4})$$

OU

$$Q_{e,i} = U_i \frac{bh}{2}$$

$$\Delta S = \frac{p^2+Q^2}{U_i^2} rh + \frac{p^2+Q^2}{U_i^2} xh$$

Les tensions de nœuds de calcul comme

$$U_i = U_{i+1} + \Delta U_h = \left(U_{i+1} \frac{(Ph Rh + Qh Xh)}{U(i+1)} \right) + j \frac{(Ph Xh - Qh Rh)}{U(i+1)}$$

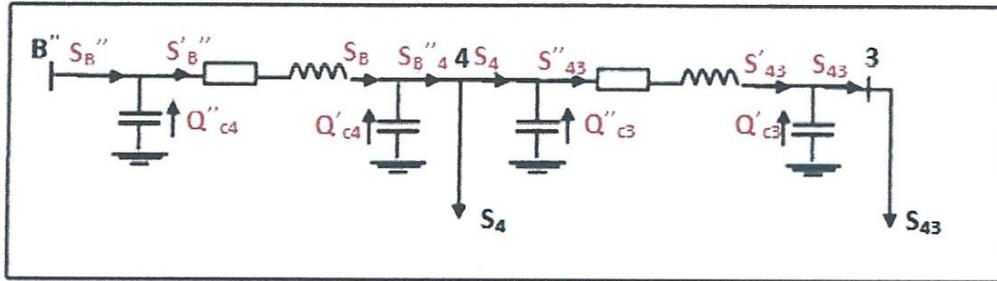


Fig.(I 9)

$$S'_{43} = 42.2 + j26.42 \text{ MVA}$$

$$\Delta S_{43} = 0.2996 \text{ MVAR}$$

$$S''_{43} = 42.499 + j27.387 \text{ MVA}$$

$$Q'_{c3} = 2.972 \text{ MVAR}$$

$$S'_4 = 42.2 + j23.402 \text{ MVA}$$

$$\Delta U_{43} = 3.483 + j2.92 \text{ KV}$$

$$U_4 = 223.544 \text{ KV}$$

$$Q''_{c3} = 3.017 \text{ MVAR}$$

$$Q'_{c4} = 3.097 \text{ MVAR}$$

$$Q''_{c4} = 3.584 \text{ MVAR}$$

$$S''_{B4} = 92.2 + j60.306 \text{ MVA}$$

$$S'_B = 92.97 + j64.253 \text{ MVA}$$

$$S_B = 92.97 + j61.310 \text{ MVA}$$

$$\Delta U_{B4} = 5.744 + j5.900 \text{ KV}$$

$$U_B = 229.36 \text{ KV}$$

$$\Delta S_{B4} = 0.77 + j3.947 \text{ MVA}$$

Les pertes totales de tension

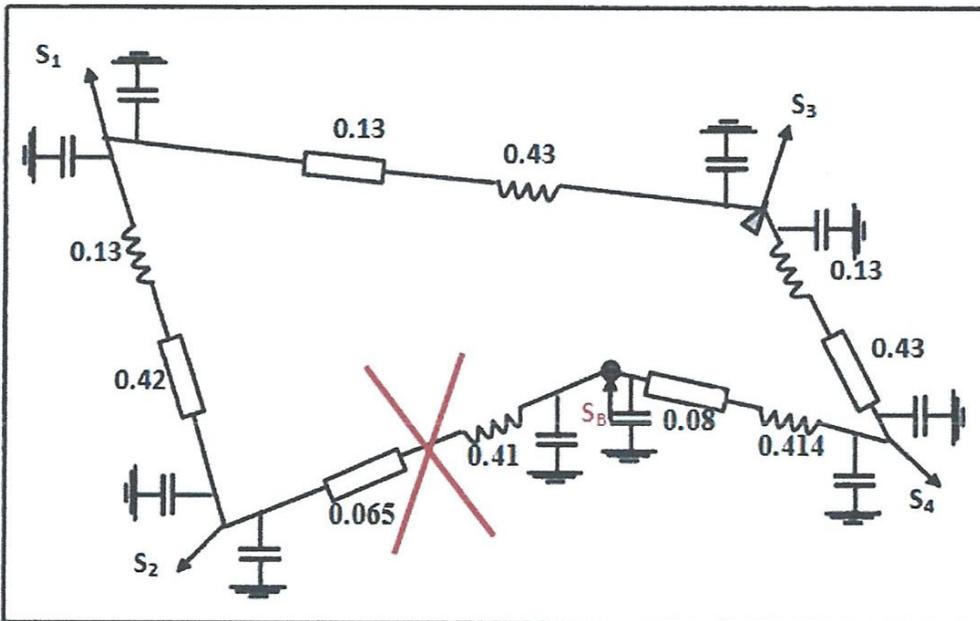
$$\Delta U_{P\Sigma}\% = \frac{U_b - U_3}{U_N} 100\% = \frac{229.36 - 220}{220} 100\% = 4.25 \%$$

Ainsi, pour les charges données, la tension se trouve parfaitement dans les limites admissibles.

Vérification au régime d'avarie.

Suite à des perturbations en règle générale, imprévisibles. Le réseau peut se trouver dans un état de régime caractérisé par une dégradation inadmissible des indices de qualité. On peut distinguer : chute de tension, perte des puissances, asymétrie. Une des perturbations courantes est représentée par la surcharge due ou rupture de ligne. En effet toute rupture de ligne se produit par les surcharges des centres. La surcharge minimale a lieu quand la ligne la plus chargée est rompue. Dans le cas considéré c'est la ligne L_{B2} dont la rupture met le réseau dans l'état de fig. : I 14

SCHEMA RESEAU EN SURCHARGE :



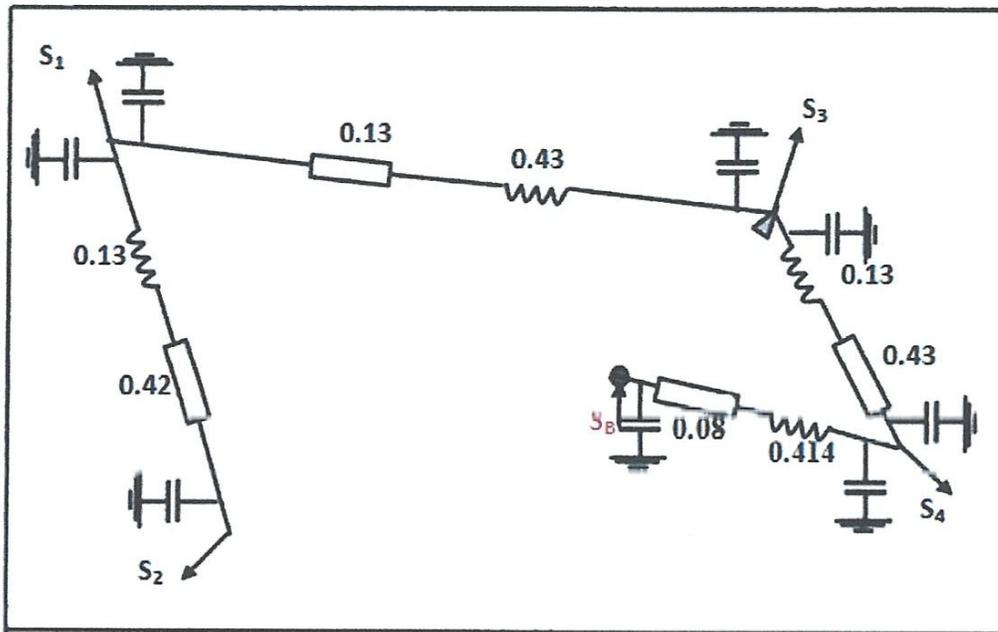


Fig. (I 10)

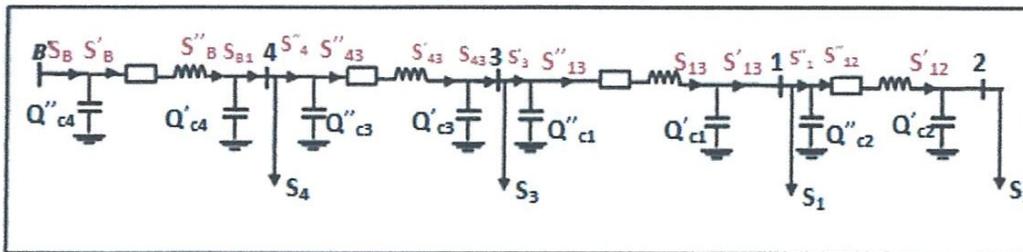


Fig. (I 11) schéma principal après la rupture de la ligne (L_{B-2})

CALCUL des tensions et de la distribution des puissances :

Supposant que la tension dans les nœud 2 est égale a $U_2 = 220KV$

$$U_2 = 220 \text{ KV}$$

$$S'_{12} = S_2 - jQ_{c2}$$

$$Q_{c2} = U_2 b_0 / 2 \quad L_{12} = 2.446 \text{ MVAR}$$

$$S''_{12} = S'_{12} + \Delta S_{12}$$

$$\Delta S = \left(\frac{P^2+Q^2}{U_i^2} rh + \frac{P^2+Q^2}{U_i^2} xh \right) L$$

$$\Delta S_{12} = 0.705 + j2.33 \text{ MVA}$$

$$S''_{12} = 60.705 + j59.88 \text{ MVA}$$

$$S''_1 = S''_{12} - jQ_{C2}$$

$$U_1 = U_2 + \Delta U_{12}$$

$$\Delta U_{12} = 5.62 + j3.164 \text{ KV}$$

$$U_1 = 225.64 \text{ KV}$$

$$Q_{C2} = 2.571 \text{ MVAR}$$

$$S''_1 = 60.705 + j57.3 \text{ MVA}$$

$$S_{13} = S''_1 + S_1 = 100.705 + j87.3 \text{ MVA}$$

$$S'_{13} = S_{13} - jQ'_{C1}$$

$$Q'_{C1} = 5.078 \text{ MVAR}$$

$$S'_{13} = 100.705 + j82.221 \text{ MVA}$$

$$S''_{13} = S'_{13} + \Delta S_{13}$$

$$\Delta S_{13} = 3.23 + j10.7 \text{ MVA}$$

$$S''_{13} = 103.935 + j92.92 \text{ MVA}$$

$$S''_3 = S''_{13} - jQ''_{C1}$$

$$Q''_{C1} = 5.84 \text{ MVAR}$$

$$U_3 = U_1 + \Delta U_{13}$$

$$U_3 = 241.98 \text{ KV}$$

$$S''_3 = 103.935 + j87.07 \text{ MVA}$$

$$S_{43} = S''_3 + S_3 = 163.935 + j127.07 \text{ MVA}$$

$$S'_{43} = S_{43} - jQ'_{C3}$$

$$Q'_{C3} = 3.504 \text{ MVAR}$$

$$S'_{43} = 163.935 + j123.56 \text{ MVA}$$

$$S''_{43} = S'_{43} + \Delta S_{43}$$

$$\Delta S_{43} = 4.21 + j13.92 \text{ MVAR}$$

$$S''_{43}=168.145+j137.48\text{MVA}$$

$$S''_4=S''_{43}-jQ''_{C3}$$

$$U_4=U_3+\Delta U_{43}$$

$$\Delta U_{43}=13.84+j10.12\text{KV}$$

$$U_4=256.02\text{KV}$$

$$Q''_{C3}=3.92\text{MVAR}$$

$$S''_4=168.145+j133.55\text{MVA}$$

$$S_{B4}=S''_4+S_4=218.145+j173.55\text{MVA}$$

$$S''_B=S_{B4}-jQ'_{C4}$$

$$Q'_{C4}=3.57\text{MVAR}$$

$$S''_B=218.145+j169.97\text{MVA}$$

$$S'_B=S''_B+\Delta S_{B4}$$

$$\Delta S_{B4}=3.76+j19.48\text{MVAR}$$

$$S'_B=221.908+j189.45\text{MVA}$$

$$S_B=S'_B-jQ''_{C4}$$

$$U_B=U_4+\Delta U_{B4}$$

$$\Delta U_{B4}=13.9+j11.89\text{KV}$$

$$U_B=270.18\text{KV}$$

$$Q''_{C4}=3.98\text{MVAR}$$

$$S_B=221.908+j185.46\text{MVA}$$

$$\Delta U_{\max}=U_B-U_2=50.18\text{KV}$$

$$\Delta U_{\max} \% = 22.8\%$$

Remarque:

En régime d'avarie la chute de tension sort des limites admissibles ($\pm 10\%$) donc on doit recourir a un moyen de réglage ($\Delta U_{ad} = 10\%$), tel que, par le transformateur réglable sous charge ou par les compensation de la puissance réactive..

Réglage de la tension et la puissance réactive (compensation)

Lors de l'élaboration du projet d'un réseau électrique on doit assurer :

- Une qualité de l'énergie électrique satisfaisante pour les régimes.
- Un régime économique optimal.

La qualité de l'énergie peut être évaluée par deux paramètres principaux :

- La qualité de la fréquence et celle de la tension.

Le règle de la fréquence est un problème assez compliqué que l'on traite séparément et qui, à cause de sa complexité, ne peut être résolu que dans le cadre du projet d'étude.

On projette d'habitude les réseaux électriques avec l'admission de l'invariance de la fréquence.

Nous constatons seulement que dans la pratique,

On s'efforce toujours de maintenir la fréquence à une valeur aussi constante que possible. Les limites permises de la variation de la fréquence sont à l'intérieur d'une bande dont la largeur est au plus égale ($\Delta f = 2\%$) autour de la valeur nominale ; $F_n = 50$ Hz.

La deuxième tâche concernant l'assurance des régimes optimaux qui est le contrôle de la tension est aussi compliqué. Pour un réseau à élaborer un des problèmes à résoudre est la recherche du lien rationnel d'implantation du centre de la charge. Un bon choix de ce lien permet de résoudre particulièrement un problème d'optimisation techno-économique.

Un deuxième acte, dans ce sens, s'exprime dans le contrôle par la puissance réactive ; contrôle en temps réel d'exploitation.

Le but de la compensation dans ce travail est de maintenir la tension le long de la ligne dans un intervalle admissible. c.à.d. une variation qui peut être à 10% au plus de sa valeur nominale.

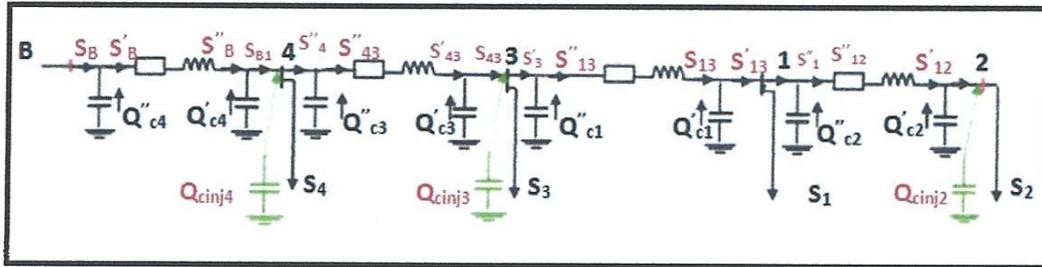
Compensation dans trois nœuds (2),(3),(4) ;

Fig. (I 11)

L'injection du réactif :

Le transit de l'énergie réactive est l'objet des chutes de tension trop importante, donc il est important d'éviter ce transport en fournissant l'énergie réactive par des moyens de compensation. Dans le but de maintenir la tension $U_2=220$ KV, et pour une tension admissible au niveau de la source, on a essayé de prévoir l'injection du réactif dans les nœuds du réseau.

Calculs :

1^{ère} étape: compensation dans les nœuds (2), (3) et (4) avec ΔQ_C injecté de 50%.

$$S'_{12} = S_2 - j(Q''_{c2} + Q_{C \text{ inject}})$$

$$Q_{c2} = 2.446 \text{ MVAR}$$

$$Q_{C \text{ inject}} = 1/2(Q'_{12})$$

$$S'_{12} = 60 + j26.331 \text{ MVA}$$

$$S''_{12} = S'_{12} + \Delta S_{12}$$

$$\Delta S_{12} = 0.438 + j1.449 \text{ MVA}$$

$$S''_{12} = 60.438 + j27.78$$

$$S''_1 = S''_{12} - jQ''_{c2}$$

$$Q''_{c2} =$$

$$U_1 = U_2 + \Delta U_{12}$$

$$\Delta U_{12} = 3.302 + j3.865 \text{ MVA}$$

$$U_1 = 223.335 \text{ KV}$$

$$Q''_{c2} = 2.52 \text{ MVAR}$$

$$S''_1 = 60.438 + j25.26 \text{ MVA}$$

$$S_{31} = S''_1 + S_1 = 100.438 + j55.26 \text{ MVA}$$

$$S'_{31} = S_{31} - jQ'_{C1}$$

$$Q'_{C1} = 4.975 \text{ MVAR}$$

$$S'_{31} = 100.438 + j50.285 \text{ MVA}$$

$$S''_{31} = S'_{31} + \Delta S_{31}$$

$$\Delta S_{31} = 2.466 + j8.157 \text{ MVA}$$

$$S''_{31} = 102.904 + j58.442 \text{ MVA}$$

$$S''_3 = S''_{31} - jQ''_{C1}$$

$$U_3 = U_1 + \Delta U_{13}$$

$$\Delta U_{13} = 11.64 + j12.308 \text{ KV}$$

$$U_3 = 235.29 \text{ KV}$$

$$Q''_{C1} = 5.522 \text{ MVAR}$$

$$S''_3 = 102.904 + j52.92 \text{ MVA}$$

$$S_{43} = S''_3 + S_3 - jQ_{C \text{ inject}3}$$

$$Q_{C \text{ inject}3} = 1/2(Q_{43})$$

$$S''_{43} = S_{43} - j(Q'_{C3} + Q_{C \text{ inject}3})$$

$$Q'_{C3} = 3.313 \text{ MVAR}$$

$$S_{43} = 162.904 + j61.94 \text{ MVA}$$

$$S'_{43} = 162.904 + j58.62 \text{ MVA}$$

$$S''_{43} = S'_{43} + \Delta S_{43}$$

$$\Delta S_{43} = 3.167 + j10.476 \text{ MVA}$$

$$S''_{43} = 166.071 + j69.096 \text{ MVA}$$

$$U_4 = U_3 + \Delta U_{43}$$

$$\Delta U_{43} = 8.64 + j11.93 \text{ KV}$$

$$U_4 = 244.92 \text{ MVA}$$

$$Q''_{C3} = 3.59 \text{ MVAR}$$

$$S''_4 = S''_{43} - jQ''_{C3} = 166.071 + j65.506 \text{ MVA}$$

$$S'_{B4} = S''_4 + S_4 - jQ_{C \text{ inject}4}$$

$$Q_{C \text{ inject}4} = 1/2(Q_{B4})$$

$$S_{B4} = 216.07 + j105.5 \text{ MVA}$$

$$S''_{B4} = S_{B4} - jQ'_{C4}$$

$$Q'_{C4} = 3.27 \text{ MVAR}$$

$$S''_{B4} = 216.07 + j67.064 \text{ MVA}$$

$$S'_{B'} = S''_{B4} + \Delta S_{B4}$$

$$\Delta S_{B4} = 2.73 + j13.99 \text{ MVA}$$

$$S'_{B'} = 218.8 + j81.054 \text{ MVA}$$

$$S'_B = S'_{B'} - jQ''_{C4}$$

$$U_{B'} = U_4 + \Delta U_{B'4}$$

$$\Delta U_{B'4} = 7.31 + j14.29 \text{ KV}$$

$$U_{B'} = 252.63 \text{ KV}$$

$$Q''_{C4} = 3.484 \text{ MVAR}$$

$$S'_B = 218.8 + j77.57 \text{ MVA.}$$

$\Delta U = 32.63 \text{ KV}$ compensation insuffisante..

2^{ème} étape : compensation dans les nœuds (2) Q_C injecté de 50% et (3), (4) avec Q_C injecté de 100%

3^{ème} étape : compensation dans les nœuds (2), (3) et (4) avec Q_C injecté de 100%

Les Résultats obtenus sont mis dans le tableau suivant:

	nœuds	ΔQ_C % injectée	U_B (KV)	ΔU %
Avant L'injection	2	0%	270.18	22.80%
	1	0%		
	3	0%		
	4	0%		
Après L'injection	2	50%	252.63	14.83%
	1	0%		
	3	50%		
	4	50%		
	2	50%	250.38	13.80%
	1	0%		
	3	100%		
	4	100%		
2	100%	237.205	7.82%	
1	0%			
3	100%			
4	100%			

On peut conclure qu'avec l'injection de 100% de Q_c au nœuds 2, 3 et 4 (étape 3), que la chute de tension diminuait de 22.8% à 7.82%

CHAPITRE III

3.1 Calcul de la tension en régime normal avec des charges doublées

Pour une analyse plus complète on ne doit pas négliger la contrainte incontournable de la croissance de la charge car pour cette raison quand recalcule la tension en régime normale mais en doublant les charge ce qui représente une évolution du réseau sur le moyen terme sur une durée de 10 à 20 ans ;

Calcul de la tension en régime normale sous tension $U_n = 220 \text{ KV}$; d'après le schéma de la figure (III 1)

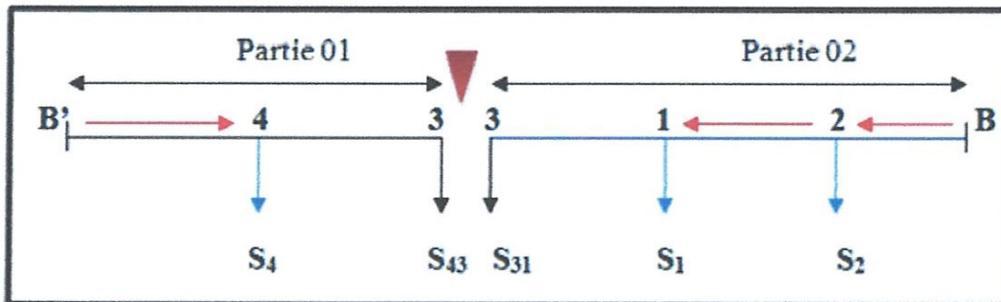


Fig. (III 1)

Pour le calcul de la première partie en régime normale on peut utiliser le schéma de la figure suivante ; fig. (III 2)

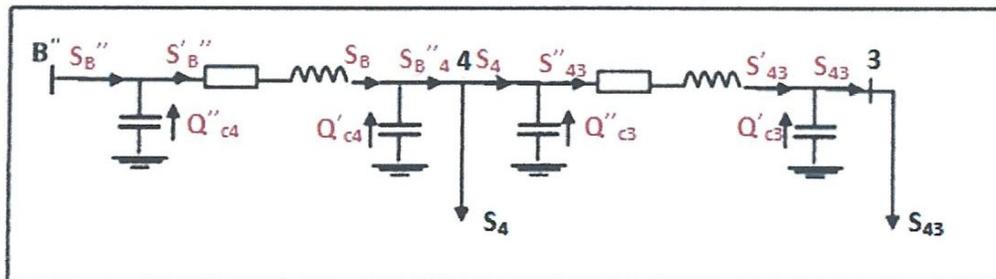


Fig. (III 2)

Pour le calcul en régime normal avec $U_n = 220 \text{ KV}$ et les charge doublées on obtient ;

$$S_1 = 80 + j60 \text{ MVA}$$

$$S_{43} = 84.46 + j58.87 \text{ MVA}$$

$$S_2 = 120 + j120 \text{ MVA} \quad S_3 = 120 + j80 \text{ MVA}$$

$$S_4 = 100 + j80 \text{ MVA}$$

$$S'_{43} = S_{43} - jQ'_{c3}$$

$$Q'_{C3}=2.44\text{MVAR} \quad (Q_{C3}=U_3 b_{0/2} L_{43})$$

$$S'_{43}=84.46+j56.43\text{MVA}$$

$$S''_{43}=S'_{43}+\Delta S_{43}$$

$$\Delta S_{43}=1.053+j3.47\text{MVAR} \quad \left(\frac{Pr^2+Qr^2}{U_3^2} r + \frac{Pr^2+Qr^2}{U_3^2} x \right) L_{43}$$

$$S''_{43}=85.513+j59.91\text{MVA}$$

$$S''_4=S''_{43}-jQ''_{C3}$$

$$U_4=U_3+\Delta U_{43}$$

$$\Delta U_{43}=6.36+j4.99\text{KV} \quad \left(\frac{(P_{43} R_{43}+Q_{43} X)}{U_3} \right) + j \left(\frac{(P_{43} X-Q_{43} R)}{U_3} \right)$$

$$U_4=226.41\text{KV}$$

$$Q''_{C3}=3.068\text{MVAR}$$

$$S''_4=85.513+j56.84\text{MVA}$$

$$S_{B4}=S''_4+S_4=185.513+j136.84\text{MVA}$$

$$S''_B=S_{B4}-jQ'_{C4}$$

$$Q'_{C4}=2.72\text{MVAR}$$

$$S''_B=185.513+j184.11\text{MVA}$$

$$S'_B=S''_B+\Delta S_{B4}$$

$$\Delta S_{B4}=3.27+j16.92\text{MVAR}$$

$$S'_B=188.513+j151.038\text{MVA}$$

$$S_B=S'_B-jQ''_{C4}$$

$$U_B=U_4+\Delta U_{B4}$$

$$\Delta U_{B4}=13.70+j11.64\text{KV}$$

$$U_B=240.39\text{KV}$$

$$Q''_{C4}=3.15\text{MVAR}$$

$$S_B=188.4+j147.88\text{MVA}$$

$$\Delta U_{\max} = U_B - U_3 = 20.39 \text{KV}$$

$$\Delta U_{\max} \% = 9.56\%$$

La tension obtenue est inférieure à 10 % mais on peut clairement remarquer qu'elle frôle les limites admissibles sous régime normale ; on peut facilement supposer que cette tension $U_n = 220 \text{KV}$ sera plus qu'insuffisante sur le long terme avec et ne satisfera pas l'évolution des charges et encore moins en cas d'avarie.

3.2 Elévation de la tension à $U_n = 400 \text{KV}$:

3.2.1 Calcul de la tension en régime normale ($n=2$) ;

On calcule la tension à partir de la 1^{ère} partie d'après le schéma de la figure (III 2)

$$\text{On a ; } S_4 = 100 + j80 \text{ MVA}$$

$$S_{43} = 84.46 + j58.87 \text{MVA}$$

$$S'_{43} = S_3 - jQ_{c3}$$

$$S'_{43} = 84.46 + j45.76 \text{ MVA}$$

$$\Delta S_{43} = 0.16 + j0.8 \text{ MVAR}$$

$$S''_{43} = 42.499 + j27.387 \text{ MVA}$$

$$Q'_{c3} = 13.104 \text{ MVAR}$$

$$S'_4 = 84.63 + j46.56 \text{ MVA}$$

$$\Delta U_{43} = 2.24 + j2.61 \text{ KV}$$

$$U_4 = 402.24 \text{KV}$$

$$Q''_{c3} = 13.25 \text{ MVAR}$$

$$Q'_{c4} = 12.16 \text{ MVAR}$$

$$Q''_{c4} = 12.44 \text{ MVAR}$$

$$S''_{B4} = 184.63 + j101.13 \text{MVA}$$

$$S'_B = 185.06 + j104.42 \text{ MVA}$$

$$S_B = 185.06 + j91.97 \text{ MVA}$$

$$\Delta U_{B4} = 4.33 + j5.12 \text{ KV}$$

$$U_B = 406.68 \text{ KV}$$

$$\Delta S_{B4} = 0.43 + j3.28 \text{ MVA}$$

$$\Delta U_{\max} = U_B - U_3 = 6.68 \text{ KV}$$

$$\Delta U_{\max} \% = 1.67\%$$

Les pertes nominales de tension sont très inférieures à celles obtenues précédemment même avec les charges doublées.

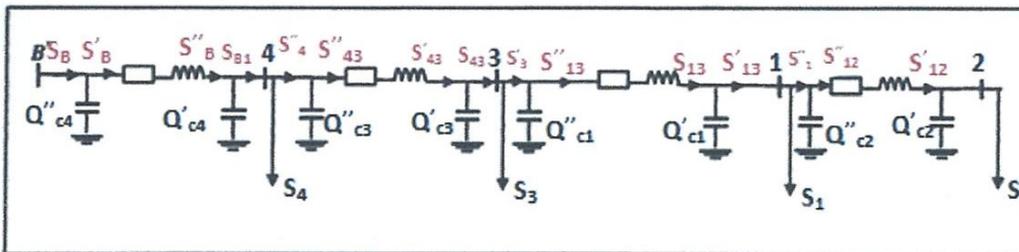
3.2.2 Calcul de la tension en cas d'avarie avec (n=2) ;

La multiplication des phases en faisceaux permet de réduire considérablement les réactances (inductive et capacitive) de ligne ainsi que la résistance r_o (ou la section sommaire augmente) ce qui entraîne la réduction de la chute de tension et les pertes de puissance active et réactives.

Les paramètres des lignes configurées en faisceaux sont donnés dans le **Tb (III 1)** suivant ;

Lignes	L	r_o	X_o	b_o
1-2	38	0.065	0.31	3.64
1-3	75	0.065	0.31	3.64
4-3	45	0.065	0.31	3.64
B-4	40	0.04	0.3	3.76

Tb (III 1)



Fig(III 3)

Pour le régime d'avarie ou la branche B-2 et coupée, le calcul du réseau avec (n=2) s'effectue comme suit ;

$$U_2 = 400 \text{ KV}$$

$$S'_{12}=S_2 - jQ_{C2}$$

$$Q_{C2}=U_2 b_0/2 L_{12}= 11.06 \text{ MVAR}$$

$$S''_{12}=S'_{12}+\Delta S_{12}$$

$$\Delta S = \left(\frac{P^2+Q^2}{U_i^2} rh + \frac{P^2+Q^2}{U_i^2} xh \right) L$$

$$\Delta S_{12} = 0.405+1.93 \text{ MVA}$$

$$S''_{12}= 120+j108.93\text{MVA}$$

$$S''_1 - S''_{12} - jQ_{C2}$$

$$U_1=U_2+\Delta U_{12}$$

$$\Delta U_{12}= 3.94+j2.86\text{KV}$$

$$U_1=403.96\text{KV}$$

$$Q_{C2}= 11.22\text{MVAR}$$

$$S''_1=120.405+j97.64\text{MVA}$$

$$S_{13}=S''_1+S_1=200.405+j157.64 \text{ MVA}$$

$$S'_{13}=S_{13}-jQ'_{C1}$$

$$Q'_{C1}=22.27 \text{ MVAR}$$

$$S'_{13}=200.405+j135.36\text{MVA}$$

$$S''_{13}=S'_{13}+\Delta S_{13}$$

$$\Delta S_{13}=1.74+j8.33\text{MVA}$$

$$S''_{13}=202.145+j143.69\text{MVA}$$

$$S''_3=S''_{13}-jQ''_{C1}$$

$$Q''_{C1}=23.48\text{MVAR}$$

$$U_3=U_1+\Delta U_{13}$$

$$U_3=14.79\text{KV}$$

$$S''_3=200.145+j120.2\text{MVA}$$

$$S_{43}=S''_3+S_3=320.145+j200.2\text{MVA}$$

$$S'_{43}=S_{43}-jQ'_{C3}$$

$$Q'_{C3}=14.09\text{MVAR}$$

$$S'_{43}=320.145+j186.1\text{MVA}$$

$$S''_{43}=S'_{43}+\Delta S_{43}$$

$$\Delta S_{43}=2.33+j11.11\text{MVAR}$$

$$S''_{43}=322.46+j197.27\text{MVA}$$

$$S''_4=S''_{43}-jQ''_{C3}$$

$$U_4=U_3+\Delta U_{43}$$

$$\Delta U_{43}=8.9+j9.45\text{KV}$$

$$U_4=423.79\text{KV}$$

$$Q''_{C3}=14.7\text{MVAR}$$

$$S''_4=322.46+j182.56\text{MVA}$$

$$S_{B4}=S''_4+S_4=218.145+j173.55\text{MVA}$$

$$S''_B=S_{B4}-jQ'_{C4}$$

$$Q'_{C4}=13.5\text{MVAR}$$

$$S''_B=218.145+j169.97\text{MVA}$$

$$S'_B=S''_B+\Delta S_{B4}$$

$$\Delta S_{B4}=2.18+j16.269\text{MVAR}$$

$$S'_B=424.64+j265.17\text{MVA}$$

$$S_B=S'_B-jQ''_{C4}$$

$$U_B=U_4+\Delta U_{B4}$$

$$\Delta U_{B4}=9.11+j11.02\text{KV}$$

$$U_B=433.01\text{KV}$$

$$Q''_{C4}=14.09\text{MVAR}$$

$$S_B=424.64+j251.07\text{MVA}$$

$$\Delta U_{\max} = U_B - U_2 = 33.11 \text{KV}$$

$$\Delta U_{\max} \% = 8.27\%$$

Ainsi les pertes nominales de tension est admissible et est nettement inférieure à celle du cas précédent.

Mais il reste nécessaire de vérifier le réseau à la contrainte incontournable de la croissance de la charge dans le moyen et le long terme.

3.2.3 Calcul de la tension en régime normal avec (n=3) ;

Les paramètres des lignes configurées en faisceaux (n=3) sont donnés dans le Tb (III 2) suivant

Linge	L	F	n	R ₀	x ₀	b ₀
1_2	38	240	3	0,043	0,3	3,61
1_3	75	240	3	0,043	0,3	3,61
4_3	45	240	3	0,043	0,3	3,61
B_4	40	240	3	0,026	0,3	3,68

Tb (III 2)

Avec la tension $U_n = 400 \text{KV}$ et $n=3$;

$$S'_{43} = S_{43} - jQ'_{C3}$$

$$Q'_{C3} = 12.99 \text{MVAR} \quad (Q_{C3} = U_3 b_{0/2} L_{43})$$

$$S'_{43} = 84.45 + j45.80 \text{MVA}$$

$$S''_{43} = S'_{43} + \Delta S_{43}$$

$$\Delta S_{43} = 0.111 + j0.788 \text{MVAR} \quad \left(\frac{Pr^2 + Qr^2}{U_3^2} r + \frac{Pr^2 + Qr^2}{U_3^2} x \right) L_{43}$$

$$S''_{43} = 84.561 + j46.578 \text{MVA}$$

$$S''_4 = S''_{43} - jQ''_{C3}$$

$$U_4 = U_3 + \Delta U_{43}$$

$$\Delta U_{43} = 1.95 + j2.62 \text{KV} \quad \left(\frac{(P_{43} R_{43} + Q_{43} X)}{U_3} \right) + j \left(\frac{(P_{43} X - Q_{43} R)}{U_3} \right)$$

$$U_4 = 401.95 \text{KV}$$

$$Q''_{C3}=13.106\text{MVAR}$$

$$S''_4=84.561+j33.472\text{MVA}$$

$$S_{B4}=S''_4+S_4=184.561+j113.472\text{MVA}$$

$$S''_B=S_{B4}-jQ'_{C4}$$

$$Q'_{C4}=11.881\text{MVAR}$$

$$S''_B=184.561+j101.591\text{MVA}$$

$$S'_B=S''_B+\Delta S_{B4}$$

$$\Delta S_{B4}=0.879+j4.50\text{MVAR}$$

$$S'_B=185.44+j106.095\text{MVA}$$

$$S_B=S'_B-jQ''_{C4}$$

$$U_B=U_4+\Delta U_{B4}$$

$$\Delta U_{B4}=3.647+j5.29\text{KV}$$

$$U_B=405.631\text{KV}$$

$$Q''_{C4}=11.893\text{MVAR}$$

$$S_B=185.44+j94.202\text{MVA}$$

$$\Delta U_{\max}=U_B-U_2=5.631\text{KV}$$

$$\Delta U_{\max}\%=1.407\%.$$

Cette valeur est très admissible et signifie également une réserve non négligeable de surcharge.

3.2.4 Calcul de la tension en cas d'avarie avec (n=3) ;

Pour le régime d'avarie ou la branche **B-2** et coupée, le calcul du réseau avec (n=3) s'effectue en utilisant le schéma de la figure **Fig. (III 3)** comme suit ;

$$U_2=400 \text{ KV ET } n=3;$$

$$S'_{12}=S_2 - jQ_{C2}$$

$$Q_{C2}=U_2 b_0/2 L_{12}= 10.974 \text{ MVAR}$$

$$S''_{12}=S'_{12}+\Delta S_{12}$$

$$\Delta S = \left(\frac{P^2+Q^2}{U_i^2} rh + \frac{P^2+Q^2}{U_i^2} xh \right) L$$

$$\Delta S_{12} = 0.268+j1.872 \text{ MVA}$$

$$S''_{12}= 120.268+j110.898 \text{ MVA}$$

$$S''_1=S''_{12}-jQ_{C2}$$

$$U_1=U_2+\Delta U_{12}$$

$$\Delta U_{12}= 3.42+j2.97 \text{ KV}$$

$$U_1=403.43 \text{ KV}$$

$$Q_{C2}=11.151 \text{ MVAR}$$

$$S''_1=120.268+j99.747 \text{ MVA}$$

$$S_{13}=S''_1+S_1=200.268+j159.922 \text{ MVA}$$

$$S'_{13}=S_{13}-jQ'_{C1}$$

$$Q'_{C1}=22.033 \text{ MVAR}$$

$$S'_{13}=200.268+j137.714 \text{ MVA}$$

$$S''_{13}=S'_{13}+\Delta S_{13}$$

$$\Delta S_{13}=1.17+j8.16 \text{ MVA}$$

$$S''_{13}=201.44+j145.874 \text{ MVA}$$

$$S''_3=S''_{13}-jQ''_{C1}$$

$$Q''_{C1}=23.193 \text{ MVAR}$$

$$U_3 = U_1 + \Delta U_{13}$$

$$U_3 = 413.29 \text{KV}$$

$$S''_3 = 201.44 + j122.581 \text{MVA}$$

$$S_{43} = S''_3 + S_3 = 321.44 + j202.521 \text{MVA}$$

$$S'_{43} = S_{43} - jQ'_{C3}$$

$$Q'_{C3} = 13.865 \text{MVAR}$$

$$S'_{43} = 321.44 + j188.661 \text{MVA}$$

$$S''_{43} = S'_{43} + \Delta S_{43}$$

$$\Delta S_{43} = 1.573 + j10.97 \text{MVAR}$$

$$S''_{43} = 323.013 + j199.631 \text{MVA}$$

$$S''_4 = S''_{43} - jQ''_{C3}$$

$$U_4 = U_3 + \Delta U_{43}$$

$$\Delta U_{43} = 8.03 + j9.61 \text{KV}$$

$$U_4 = 421.429 \text{KV}$$

$$Q''_{C3} = 14.42 \text{MVAR}$$

$$S''_4 = 323.07 + j185.211 \text{MVA}$$

$$S_{B4} = S''_4 + S_4 = 423.07 + j265.211 \text{MVA}$$

$$S''_B = S_{B4} - jQ'_{C4}$$

$$Q'_{C4} = 13.07 \text{MVAR}$$

$$S''_B = 423.07 + j252.141 \text{MVA}$$

$$S'_B = S''_B + \Delta S_{B4}$$

$$\Delta S_{B4} = 1.42 + j16.38 \text{MVAR}$$

$$S'_B = 24.431 + j268.521 \text{MVA}$$

$$S_B = S'_B - jQ''_{C4}$$

$$U_B = U_4 + \Delta U_{B4}$$

$$\Delta U_{B4} = 8.68 + j11.42 \text{KV}$$

$$U_B = 430.26 \text{KV}$$

$$Q''_{C4}=13.625\text{MVAR}$$

$$S_B=424.502+j254.896\text{MVA}$$

$$\Delta U_{\max}=U_B-U_2=30.26\text{KV}$$

$$\Delta U_{\max}\%=7.86\%.$$

Le passage à $n=3$ avec $U_n=400\text{KV}$ montre que la performance du réseau est nettement meilleur que ce qui précède.

CHAPITRE IV

Épigramme de la déesse

4.1-Notions :

La plupart du temps, les réseaux de transport et de distribution d'énergie électrique travaillent dans les conditions proches d'une symétrie parfaite. En effet, les trois phases des alternateurs sont, par construction, symétrique. Les impédances propres et mutuelles des différentes phases des transformateurs et des lignes aériennes ou souterraines ont des valeurs approximativement égales. Enfin, les charges sont aussi en général symétriques car il s'agit de moteurs asynchrones ou synchrones dont les trois phases sont équilibrées et de consommateurs monophasés en basses tension qui sont à peu près également repartis sur les trois phases.

Des cas de déséquilibre existent ce pendant en régime de fonctionnement normal, telle la présence dans le réseau d'importants consommateurs monophasés (Fours à arc, Chemin de fer monophasé).

En plus, des situations de déséquilibre apparaissent d'une manière accidentelle dans les réseaux : courts-circuits ou rupture accidentelle d'une phase d'alternateur ou d'une phase de la ligne de transport.

4.1.2-Paramètres de Régime asymétrique :

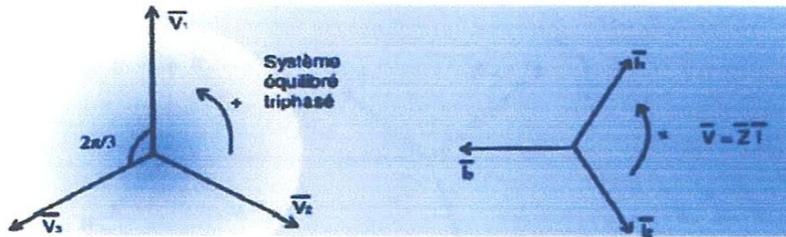
L'apparition de l'asymétrie dans les réseaux électriques engendre des régimes anormaux de fonctionnement.

En effet, elle engendre des pertes supplémentaires dans les lignes, échauffement supplémentaire du à la composante inverse. Si les paramètres asymétriques ne sont pas bien définis, ils peuvent sortir des limites normalisés et donnent, par conséquent, lieu à des régimes non admissibles.

Il est donc nécessaire d'analyser les régimes asymétriques et de donner l'évaluation de leurs paramètres. Pour se faire, on utilise la méthode des composantes symétriques

4.2 Rappel :

Un système est dit triphasé équilibré si ces trois tensions et ces trois courant donnent une somme géométrique nulle, il est encore symétrique si les modules sont égaux :



Les tensions et les courants lorsqu'ils tournent dans le sens direct (sens inverse

Des aiguilles d'une montre) sont vues dans l'ordre V1, V2, V3 et I1, I2, I3 tensions et courants sont liés par la relation :

$$V = Z \cdot I$$

La définition des composantes symétriques repose sur l'équivalence entre un système triphasé asymétriques et la somme des trois systèmes triphasés symétriques : Direct, Inverse et Homopolaire.

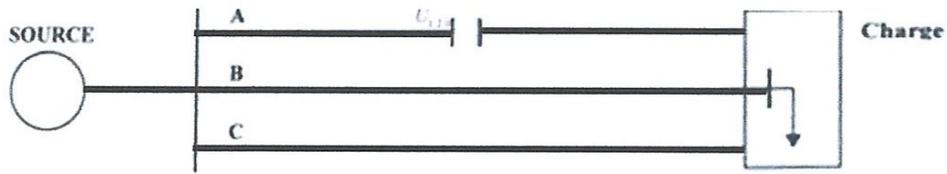
***Système directe :** les grandeurs directes correspondent au fonctionnement normal du réseau, l'impédance Z_1 est l'impédance du réseau mesurée :

$$V / I$$

***Système inverse :** Les grandeurs inverses n'apparaissent que lors d'une asymétrie. Courants et tensions tournent en sens inverse. Ce système se traduit par échauffement des machines, les courants tendent, en effet, à transformer les générateurs en moteurs.

***Système homopolaire :** Le système homopolaire met en œuvre trois tensions et trois courants de même module et de même phase, ces grandeurs apparaissent lorsque les courants sont amenés à se refermer par la terre c'est-à-dire lors d'un défaut à la terre.

Référence (phase A) :



4-3. Description des composantes symétriques :

Les systèmes électriques peuvent être en règle générale le siège des régimes asymétriques divers. Ces régimes sont impliqués par la présence d'éléments asymétriques, par construction ou causés par des incidents imprévisibles entraînant des asymétries de système ou de régime. On peut citer par exemple, les différents courts-circuits, les diverses variations des graphiques de charge, les ruptures de phases....

Parmi ces défauts, il y a ceux qui doivent immédiatement être décelés pour raison de leur nocivité pour les équipements et ceux qui sont anormaux mais peuvent être admis temporairement ou moyennant un contrôle déterminé.

En régime de rupture de phase (une et deux), on peut admettre une continuité de service, mais moyennant un contrôle de l'asymétrie du régime, dans les limites exigées par la qualité de l'énergie électrique (QEE).

L'asymétrie est contrôlée généralement à travers la composante inverse du courant et de la tension

$$K_{a,y,i} = \frac{I_2}{I_1} 100\%$$

$$K_{a,y,u} = \frac{I_2}{I_1} 100\%$$

Conformément aux conditions imposées par la QEE, les normalisations ont établi que

$$K_{a,y,i} \leq 5\%$$

$$K_{a,y,u} \leq 5\%$$

Où : U_1, I_1 - respectivement tension et courant efficace de la composante directe .

U_2, I_2 - respectivement tension et courant efficace de la composante inverse.

Les procédures d'analyse et de calcul des régimes asymétriques sont connues et sont largement développées dans divers travaux. Généralement, on utilise des composantes symétriques. Elle consiste à représenter la grandeur réelle du système asymétrique par trois composantes dites respectivement directe, inverse et homopolaire, mais formant dans le triphasé trois systèmes symétriques respectivement direct, inverse et homopolaire.

Si, par exemple, on désigne par p la grandeur en question, on peut écrire respectivement

pour ces trois phases A, B et C du système réel,

$$P_A = P_{A,1} + P_{A,2} + P_{A,0}$$

$$P_B = P_{B,1} + P_{B,2} + P_{B,0}$$

$$P_C = P_{C,1} + P_{C,2} + P_{C,0}$$

On obtient l'expression d'un système, dans lequel ; les grandeurs $P_{A,1}, P_{A,2}, P_{A,0}$ forment le système symétrique équilibré direct, les grandeurs $P_{A,2}, P_{B,2}, P_{C,2}$ le système symétrique équilibré inverse et les grandeurs $P_{A,0}, P_{B,0}, P_{C,0}$ le système symétrique non équilibré homopolaire. Ces trois systèmes sont représentés graphiquement sur la figure suivante :

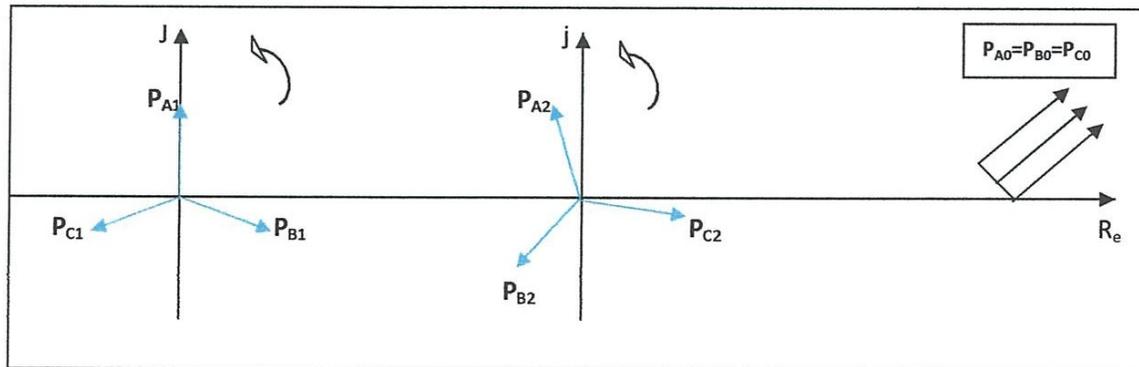
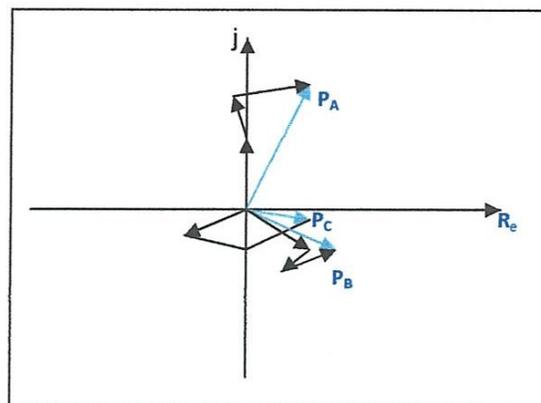


Fig.(IV 1)

Conformément à la dernière équation la formule des trois systèmes symétriques doit donner le système asymétrique P_A, P_B, P_C .



Puisque les composante symétriques forment des systèmes asymétriques ; on peut choisir une phase de référence par rapport aux paramètres de laquelle on détermine les paramètres des autres phases.

En effet, si on prend la phase A comme référence, alors conformément à l'asymétrie des composantes, on peut écrire

$$P_A = P_1 + P_2 + P_0$$

$$P_B = a^2 P_1 + a P_2 + P_0$$

$$P_C = a P_1 + a^2 P_2 + P_0$$

Où, $a = e^{j120^\circ}$ – opérateur de phase.

Il est connu qu'on peut déterminer les composantes symétriques, comme suit :

$$P_1 = \frac{1}{3}(P_A + P_B + P_C)$$

$$P_2 = \frac{1}{3}(a^2 P_A + a P_B + P_C)$$

$$P_0 = \frac{1}{3}(a P_A + a^2 P_B + P_C)$$

Ainsi, connaissant le type de défaut et ses caractéristiques on peut déterminer les grandeurs directes P_1 et inverse P_2 pour évaluer l'asymétrie, et homopolaire P_0 pour d'autres besoins.

4-4 principes de réduction de la composante inverse :

Un des moyens de réduction de l'asymétrie est l'utilisation des batteries de condensateur, branchées dans un régime asymétrie. Les éléments sont choisis tel que la batterie doit injecter un courant inverse de la charge.

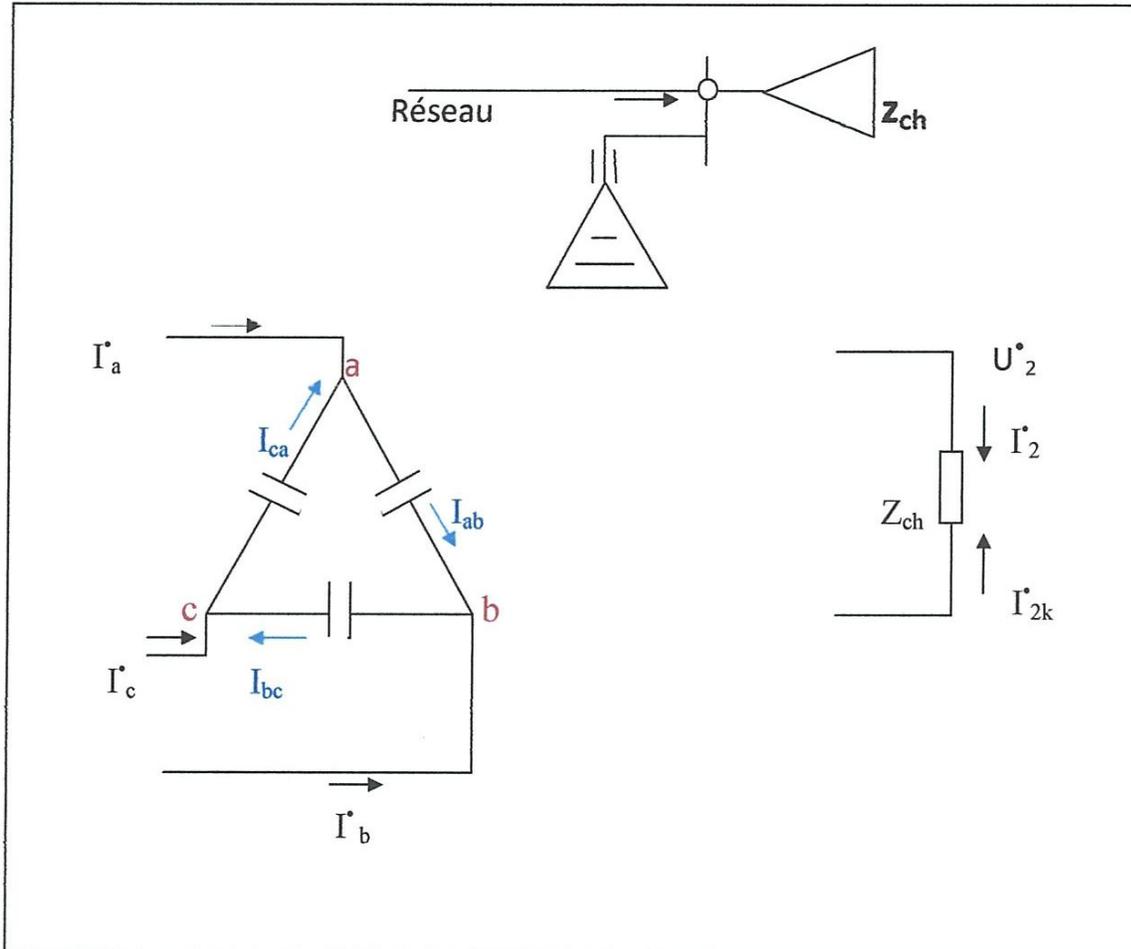


Fig. (IV 2) : démonstration de connexion en triangle

Les composantes de la BC s'expriment

$$I_{1k} = \frac{1}{3}(I_{ak} + aI_{bk} + a^2I_{ck})$$

$$I_{2k} = \frac{1}{3}(I_{ak} + a^2I_{bk} + aI_{ck})$$

$$I_{0k} = \frac{1}{3}(I_{ak} + I_{bk} + I_{ck})$$

De même la connexion en triangle des éléments de la batterie permet d'écrire,

$$I_{1k} = I_{ab} - I_{ca}$$

$$I_{1k} = I_{bc} - I_{ab}$$

$$I_{1k} = I_{ca} - I_{bc}$$

En remplaçant ses dernières valeurs, dans l'expression des composantes symétriques, on obtient, après transformation,

$$I_{1k} = \frac{1}{Z} [(1-a)I_{ab} + a(1-a)I_{bc} + (1-a^2)I_{ca}]$$

$$I_{2k} = \frac{1}{Z} [(1-a^2)I_{ab} + a(1-a)I_{bc} + (1-a)I_{ca}]$$

$$I_{0k} = 0$$

L'opérateur de phase permet d'exprimer, dans un plan complexe, et conformément aux tensions triphasées appliquées

On constate que la composante homopolaire s'annule dans le triangle.

Si les tensions triphasées appliquées à la charge sont telles que représentées par le diagramme vectoriel sur la fig. (IV 3); alors on peut exprimer, à l'aide de l'opérateur de phase complexe,

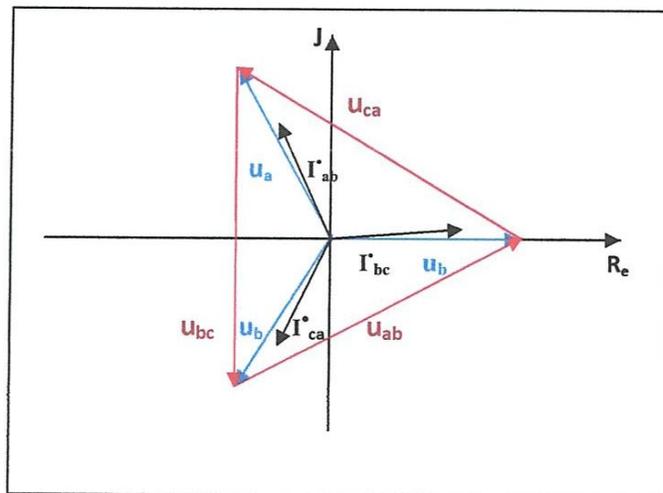


fig. (IV 3) diagramme de la BC. en régime symétrique

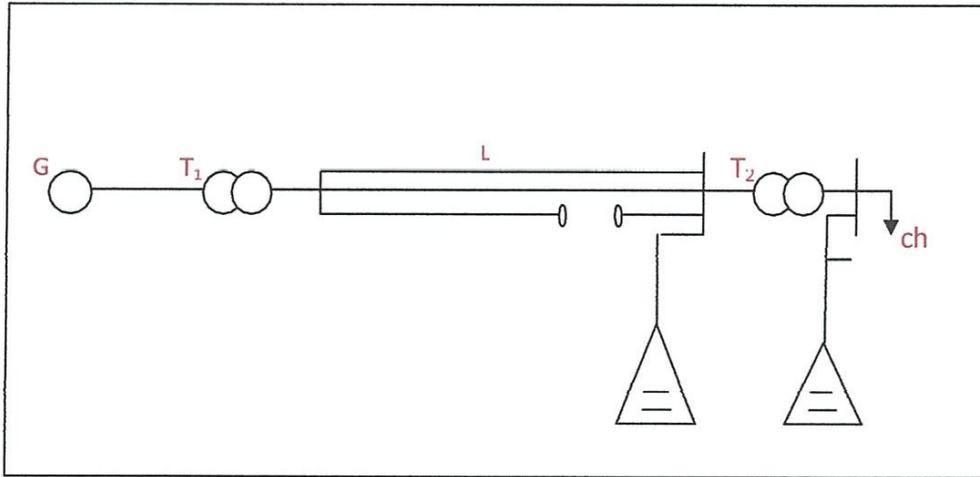


Fig. (IV 4).Schéma de principe pour une compensation de l'asymétrie en régime de rupture de phase

conclusion

Le problème posé et le travail réalisé ont permis de faire les conclusions suivantes :

1/ L'étude des systèmes ou des réseaux électriques en vue de leur élaboration doit résoudre le problème posé essentiellement deux plans ;

*En temps diffère (ou stade de leur étude) ou on doit déterminer leur structure physique par le choix adéquat de leurs potentiels, de leur paramètres du système, de leur configuration..., ainsi que vérifier certains cas limite, d'avarie ou de surcharge .Conformément à un graphique de charge type.

*En temps réel (après leur mise en fonctionnement) ou en doit recherché un équilibre requis entre les graphiques réels variable et les caractéristiques du réseau par la prise en charge et le contrôle du différent sy impliqué.

2/ Sur une durée de 10 à 20 ans en peut prévoir une augmentation des charges de 2 à 2.5 leurs valeurs initiales dans les payes en voix de développement ; ce qui risque de créer des déséquilibres dans le réseau. il est claire que la tension $U_n=220Kv$ n'est pas suffisante sur le long terme encore mais en cas d'avarie cela peut provoquer la perte de stabilité des centrales électriques.

3/ l'augmentation de la tension à $U_n=400Kv$ ainsi que la multiplication des lignes en faisceaux ($n=2,3\dots$) est plus que préférable .les résultats obtenus nous montrent clairement, que même en cas d'avarie en peut assurer la continuité du servisse sans même avoir recours à une compensation de la puissance réactive.

Bibliographie

- 1- Cahier de cours : Mr **Bounaya .K**
- 2- Cahier technique **Schneider** N° 213 édition 2004) réaliser par **Benoit de Metz Noblat**
- 3- Cahier technique **Schneider** N° 185 édition 1997) réaliser par **Benoit de Metz Noblat** et

Gérard JeanJean

- 4- Mémoire de fin d'étude : promotion 2007.
- 5- Mémoire de fin d'étude : promotion 2010.