

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA
RECHERCHE SCIENTIFIQUE



FACULTE DE GENIE ELECTRIQUE DE L'INFORMATIQUE
DEPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE

Mémoire de fin d'étude

En vue de l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en électrotechnique

Option : Réseau électrique

Thème

**Etude d'une tranche de production d'énergie électrique de la centrale
HAMMA II**

Proposé et dirigé par :

M^f OTMANE CHERIF

M^f BENSALMA

Etudié par :

ISMINGAOUA Cherif

ASSAMEUR Djafar

Promotion 2008-2009

REMERCIEMENTS

En premier lieu, nous remercions Dieu le tout puissant qui a guidé nos pas et éclairé notre esprit pour atteindre ce succès
« Inchaa Allah »

Notre gratitude s'adresse particulièrement et sincèrement à nos encadreurs **Mr T. OTMANE-CHERIF** et **A. BENSALEMA** pour leur suivi tout au long de ce mémoire, pour leurs conseils judicieux leurs encouragements et disponibilité.

Nous tenons de même à adresser nos remerciements à **MUFIDZADA** pour ses conseils judicieux ses encouragements et sa disponibilité aussi.

Nos remerciements à tout le personnel de **SONELGAZ** pour leur accueil.

Nous remercions en leur étant très reconnaissant tous ceux qui nous ont aidés, encouragés et soutenus de près ou de loin pour ma réalisation de ce travail.

Dédicace

Je dédie ce modeste travail

A mes parents qui me sont les plus chers au monde et qui m'ont beaucoup soutenu et encouragé.

A mes chers frères et sœurs : MOHAND, KAMEL, HAKIM, LILIA et FATIHA

A toute la famille et sans oublié mes chers amis.

ISMINGAOUA

Dédicace

Je dédie ce modeste travail, le résultat d'un long parcours de travail et de sacrifice à :

Mes parents, mère et père, à ma grand-mère paternelle et maternelle ainsi que les deux grands pères, sans oublier, toute la famille ASSAMEUR.

Un grand remerciement au déférant amis qui ont été à mes cotés depuis que j'ai entamé mes études par correspondance.

Un remerciement particulier pour mon initiateur aux études par correspondance ASSAMEUR KAMEL.

Un autre remerciement pour toute la promotion 2006-2009 ETH ainsi que, tous les enseignants du département ELECTROTHERMIQUE.

En fin à tout ceux qui m'aiment.

ASSAMEUR

Chapitre I : Différentes type de centrales électrique

I.1.Généralités.....	1
I.2.Adaptation à la consommation.....	2
I.3.Les centrales de production d'énergie électrique.....	3
I.3.1.Les centrales à combustibles fossiles	4
I.3.1.1.Principe de fonctionnement.....	4
I.3.1.2.Organisation d'une centrale à combustible fossile	4
I.3.2.Centrales nucléaires.....	6
I.3.2.1.Composition du noyau atomique	7
I.3.2.2.Energie libérée par la fission atomique	8
I.3.2.3. Source de l'uranium.....	8
I.3.2.4. Réaction en chaine.....	9
I.3.3.Centrales éoliennes	11
I.3.3.1.Critère du choix de cite.....	12
I.3.3.2. Puissance récupérable.....	13
I.3.4.Centrales solaires (photovoltaïques).....	15
I.3.4.1. Principe de fonctionnement.....	15
I.3.4.2. Technique de fabrication.....	16
I.3.4.3. Utilisation.....	16
I.3.5.Centrales hydro-électriques	17
I.3.5.1. Puissance disponible	17
I.3.5.2. Types de centrales hydrauliques.....	18
I.3.5.3. Parties principales d'une centrale hydraulique.....	18
I.3.5.4. Centrales à réserve pompée.....	20

Chapitre II : description générale de la centrale HAMMA II

II.1.SONALGAZ production Electricité(SPE).....	22
II.2. Présentation de la centrale HAMMA II.....	22
II.3.Description d'une tranche de production.....	23
II.3.1.Turbine à gaz.....	23
II. 3.1.1. Description.....	23
II.3.1.2. Constitution.....	24
II. 3.1.3 Principe de fonctionnement de la turbine à gaz.....	29
II.3.1.3.1. Alimentation en gaz combustible.....	30
II.3.1.3.2.Démarrage de la turbine à combustion et fonctionnement en mode de.....	31
diffusion	
II.3.1.3.3.Du mode de diffusion au mode de mélange.....	32
II. 3.1.3.4.Du mode de mélange au mode de pré mélange.....	32
II.3.1.3.5.Transition du mode de pré mélange au mode de diffusion en passant.....	33
par le mode de Mélange	
II.3.1.3.6.Arrêt de l'opération de charge en mode de diffusion.....	33
II.3.2.Alternateur.....	33
II.3.2.1. Description.....	33
II.3.2.2. Fonctionnement.....	36
II.3.2.3. Système de démarrage.....	36
II. 3.2.4. Système d'excitation.....	37
II.3.2.5. Refroidissement.....	37
II.3.3.Transformateur.....	38
II. 3.3.1. Description.....	38
II. 3.3.2. Les différents types de transformateurs.....	39
II.3.4. Le groupe diesel de secours.....	41
II.3.5.Les systèmes de commande de la centrale HAMMA II.....	42
II. 3.5.1. Le power contrôle center (PCC).....	42
II. 3.5.2. Salle de commande.....	42
II.4. Présentation du schéma unifilaire.....	43

Chapitre III : Calcul des courants de court-circuit

III.1.Introduction.....	47
-------------------------	----

III.2. Différentes perturbation touchant les réseaux électriques.....	47
III.2.1 Les courts circuits.....	47
III.2.1.1. Nature des courts-circuits.....	47
III.2.1.2. Conséquences des courts-circuits.....	49
III.2.2. Les surtensions.....	50
III.2.2.1. Causes des surtensions.....	50
III.2.3. Les surcharge.....	50
III.2.3.1. Conséquences.....	50
III.2.4. Les Déséquilibres.....	51
III.2.4.1. Causes des déséquilibres.....	51
III.2.4.2. Conséquences.....	51
III.2.5. Creux de tension.....	51
III.2.6. Harmoniques.....	51
III.2.6.1 Conséquences.....	52
III.3. Calcul des courants de court-circuit.....	52
III.3.1. Calcul des courants de court-circuit symétriques sans tenir compte des charges de la centrale.....	52
III.3.1.1. Courant de court-circuit sur le point K_1 (sortie de l'alternateur $U = 15.75 \text{ KV}$).....	53
III.3.1.2. Courant de court-circuit sur le point K_2 (Jeux de barre 220 KV).....	55
III.3.1.3 Courant de court-circuit sur le point K_3 (Jeux de barre 6 KV).....	56
III.3.2. Calcul des courants de court-circuit asymétrique.....	58
III.3.2.1. Calcul du courant de court-circuit monophasé sur le point k_2 (jeu de barre 220 KV).....	58

Chapitre IV : Dimensionnement des protections

IV.1. Dispositif de protection.....	62
-------------------------------------	----

IV.1.1. Réducteurs de mesure.....	62
IV.1.1.1. Les capteurs de courants.....	62
IV.1.1.2. les transformateurs de tension	63
IV.1.2. Les relais.....	63
IV.1.2.1 Construction d'un relais.....	63
IV.1.3. Les disjoncteurs.....	64
IV.1.4. Sectionneurs.....	65
IV.1.4.1. Caractéristiques assignées des sectionneurs.....	65
IV.1.5. Sélectivité.....	66
IV.1.5.1. Sélectivité chronométrique par le temps.....	66
IV.1.5.2. Sélectivité ampérométrique.....	66
IV.1.5.3 : Sélectivité logique.....	68
IV.2. Dimensionnement des disjoncteurs.....	69
IV.2.1. Le disjoncteur situé juste après l'alternateur (point K ₁).....	69
IV.2.2. Description générale d'une cellule disjoncteur combiné type FKG.....	70
IV.2.3. Description des sous-ensembles constituant une cellule du disjoncteur Combiné	71
IV.2.4. Description de quelques éléments du disjoncteur combiné.....	72
IV.2.5 Le disjoncteur situé sur le jeu de barre 225 KV (point K ₂).....	74
IV.2.6. Le disjoncteur situé sur le jeu de barre 6 KV (point K ₃)	74

Introduction générale :

La demande d'énergie électrique dans le monde actuel fait l'objet des observateurs économiques, vu que cette énergie joue un rôle primordial dans le développement des pays et d'autre part son utilisation augmente d'une année à une autre. Donc une nécessité de production de cette dernière se pose. Pour cela on fait appel à des unités de production qui sont les centrales électriques. En Algérie, les deux principaux modes de production d'électricité sont les centrales à gaz et les centrales thermiques à vapeur.

La consommation d'énergie augmente à un rythme de 10% par an, cela s'explique par l'accroissement de la population, et la demande sans cesse croissante de la consommation dans l'industrie.

L'énergie électrique est produite dans des centrales génératrices, ayant toutes un ou plusieurs groupes tournants constitués chacun par une machine motrice entraînant un alternateur qui produit du courant électrique triphasé de fréquence de 50 Hz, sous une tension comprise entre 5,5 KV et 15,75 KV. Cette tension est déconseillée pour le transport, à cause des pertes par effet joule, elle est élevée à une tension de supérieure par l'intermédiaire des transformateurs élévateurs.

Toute installation électrique peut être le siège de perturbations accidentelles dues à des causes non prévisibles. Ces perturbations peuvent être dangereuses pour le personnel et pour le matériel, il y a donc lieu de prévoir des moyens de protection appropriés qui font appel aux progrès de l'appareillage électrique. La manœuvre, la surveillance, la protection des appareilles sont le plus souvent assurées automatiquement.

La centrale électrique du HAMMA II d'Alger centre, est constituée de deux tranches identiques de production. Dans notre étude, nous nous limitons à une seule tranche, car l'étude est la même pour l'autre, pour cela nous avons subdivisé notre travail en quatre chapitre qui sont :

- I. Différent types de centrale électrique
- II. Présentation générale de la centrale HAMMA II
- III. Calcul des courants de court-circuit
- IV. Dimensionnement

CHPITRE I

DIFFERENTS TYPE DE CENTRALES ELECTRIQUES

I.1. Généralités

La production de l'énergie électrique est en fait une transformation de l'énergie contenue à l'intérieur d'une source primaire, par des procédés de conversion de différents types, sous forme d'énergie électrique disponible délivrant une force électromotrice aux bornes des générateurs. Lorsque le générateur est connecté à une charge, cette force électromotrice produit un courant électrique sous une tension donnée afin de fournir la puissance requise.

Nous pouvons classer les sources primaires en deux grandes familles, les énergies fossiles que l'on extrait du sol qui sont le pétrole, le gaz, le charbon et bien sûr l'uranium qui est la minerais de base de l'énergie nucléaire, d'une part et d'autre par les énergies renouvelable comme celle provenant du soleil (solaire, éolien, hydraulique, biomasse) ou de l'activité de magma terrestre comme la géothermie.

La conversion peut être directe comme dans le cas de la production photovoltaïque ou à travers les piles à combustion, elle passe par les réactions primaires de transformation comme la fission ou la fusion dans les réacteurs nucléaires. Le mode le plus fréquent de conversion est l'enchaînement d'un procédé thermique qui transforme l'énergie primaire en chaleur qui est à son tour transformée en énergie cinétique qui est transférée sous forme d'énergie mécanique à des turbines qui à leur tour entraînent des générateurs électriques qui sont en général des alternateurs. On peut aussi avoir une conversion directe combustion turbine (cas de moteur à gaz).

Dans la pratique aujourd'hui, les moyens les plus utilisés pour la production d'énergie électrique sont la filière nucléaire, très développée, les filières thermiques à base de pétrole, gaz ou charbon et bien sûr l'énergie hydraulique. Les autres sources comme l'énergie éolienne, la géothermie ou l'énergie solaire sont en plein développement mais demeurent encore marginale.

Lorsque l'on étudie les moyens de production d'énergie électrique aujourd'hui en fonctionnement, l'on voit que ce sont essentiellement des alternateurs entraînés par des turbines de différents types et dont la puissance varie selon le mode de conversion et les possibilités d'entraînement de la turbine. Nous rappelons que la fréquence du réseau est égale à 50 hertz (60 hertz dans certains pays) et que de ce fait pour chaque machine connectée au réseau, la vitesse de rotation N (en nombre de tours par minute) est reliée au nombre de paires

de pôles de son inducteur par la relation : $p = \frac{60.f}{N}$. Le tableau ci-après précise les caractéristiques des différents moyens de production utilisés aujourd'hui. [1]

Source primaire	Nature	Puissance(MW)	Vitesse de rotation (tr/min)	Nombre de pôles
Thermique	Fuel, charbon, gaz	125-600	1500	4
			3000	2
Cycle combiné	Turbine à gaz + turbine à vapeur	150-350(+)	3000	2
Nucléaire		900	1500 ou 3000	4 ou 2
		1300	1500	4
		1450	1500	4
Hydraulique	Chute, fil de l'eau	10-200(+)	60-150	15-20
Autres	Eolien	0.01-5	qq tr/min	grand
	Solaire			

Le choix entre les diverses technologies dépend beaucoup du poids relatif attribué aux trois aspects : énergie, économie et environnement ; ce choix est également affecté par les aspects liés à l'exploitation et à la maturité industrielle des pays concernés. [2]

I.2.Adaptation à la consommation

A notre époque, sans électricité, la vie quotidienne est difficilement envisageable, il est donc nécessaire de connaître la production de manière efficace et continue. Pour répondre à la consommation croissante d'électricité, il a fallu inventer et construire des usines capables de produire de l'électricité en grande quantité.

En générale, les producteurs de l'énergie électrique s'appuient sur des calculs statistiques qui afin de prévoir pour plusieurs années à l'avance, les investissements (centrales, générateurs, lignes...) qui leurs permettent de faire face à la demande. Il est par ailleurs, statistiquement établi que pour les citées urbaines, la consommation en énergie électrique double chaque dix ans. L'adaptation doit en fin tenir compte des variations journalières avec un creux la nuit et une pointe vers 18 heures.

Cette variation journalière évolue régulièrement avec les jours des semaines, jours fériés (arrêt des usines), et avec les saisons (hiver = activités + froid + obscurité), (été = congé + lumière du jour + chaleur).

Toutes ces variations prévisibles sont souvent faussées ou perturbées par des accidents ou phénomènes imprévisibles tels que la sécheresse, les inondations, tremblement de terre...ce qui se traduit par un déficit énergétique considérable auquel il faut palier au plus vite.

Pour toutes ces raisons, nous sommes amenés à classer les différentes centrales en trois catégories : [7]

a- Centrales de base

Elles fonctionnent continuellement à leur puissance optimale sauf en cas de perturbation technique. Parmi ce mode de fonctionnement, on trouve les centrales thermiques à vapeur, les centrales hydro-électriques, les turbines à gaz et dans quelques cas les centrales solaires thermiques. Ce qui est important à retenir c'est le fonctionnement constant de ces installations qui peuvent produire jusqu'à 80% de l'énergie totale consommée, ce mode d'utilisation est possible à cause du prix bon marché du combustible utilisé ce qui permet d'obtenir entre autre un bon prix de revient de l'énergie produite.

b- Centrales mixtes

Elles sont prévues pour un fonctionnement périodique, le prix du combustible étant élevé donc, il est nécessaire de diminuer le temps de fonctionnement pour économiser les frais. La courbe exprimant la demande énergétique détermine les moments de leur mise en service. Ces types de centrales peuvent être thermiques à vapeur qui utilisent des combustibles tels que fuel, lignite et le gaz naturel.

c- Centrales de pointe

Ce sont des centrales dont le démarrage est très facile et rapide, ce qui permet de palier vite à un déficit énergétique.

Ce sont des centrales à réservoirs d'énergie comme les centrales hydro-électriques ou bien des centrales ayant un stockage de vapeur ou bien des centrales pouvant fournir la puissance demandée, comme les turbines à gaz. Ces centrales sont mises en marche dans le cas d'une forte demande énergétique, si non elles restent à l'arrêt pour économiser l'énergie de base.

I.3. Les centrales de production d'énergie électrique

Il existe cinq principaux types de centrales électriques :

- Les centrales à combustibles fossiles (charbon, pétrole et gaz naturel) dites centrales thermique classiques
- Les centrales nucléaires qui sont également des centrales que l'on peut qualifier de thermiques
- Les centrales solaires ou photovoltaïques
- Les centrales éoliennes
- Les centrales hydroélectriques

I.3.1. Les centrales à combustibles fossiles [3]

I.3.1.1. Principe de fonctionnement

Une centrale à combustibles fossiles a pour rôle de produire de l'électricité à partir d'une énergie primaire qui se présente sous forme d'un combustible. Le processus de transformation s'effectue selon les étapes suivantes :

1^{ère} étape : Transformation de l'énergie chimique du combustible en énergie thermique au cours d'une réaction de combustion.

2^{ème} étape : Transformation de l'énergie thermique en énergie mécanique, par l'intermédiaire d'une turbine.

3^{ème} étape : Transformation de l'énergie mécanique en énergie électrique dans un alternateur. (**Fig. I.1**)

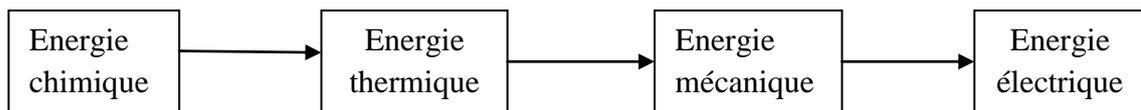


Fig. I.1 : Schéma de fonctionnement d'une centrale à combustible fossile

I.3.1.2. Organisation d'une centrale à combustible fossile

La figure I.2 montre les parties principales d'une centrale à combustible fossile identifiées comme suit :

1. Immense chaudière construite en hauteur dans laquelle on brûle le combustible. La chaleur est absorbée par l'eau circulant dans une série de tubes S_1 qui entoure les flammes. La circulation est forcée par P_1 .
2. Ballon, ou réservoir, contenant de l'eau et de la vapeur à haute pression. Il constitue à la fois le point de départ de la vapeur vers les turbines et le récepteur de l'eau d'alimentation de retour. La vapeur se dirige vers la turbine haute pression (**HP**) en passant par un surchauffeur S_2 . Ce dernier, formé d'une série de tubes entourant le

feu, provoque une forte augmentation de la température de la vapeur (200 °C environ). Cela assure une vapeur qui est absolument sèche et donne un meilleur rendement thermique.

3. Turbine haute pression (**HP**) qui permet une première expansion de la vapeur durant laquelle une partie de l'énergie thermique est convertie en énergie mécanique. La pression et la température à la sortie de la turbine **HP** sont donc plus basses qu'à l'entrée. Afin d'augmenter le rendement thermique et éviter une condensation prématurée de la vapeur, on la fait passer par un réchauffeur **S₃** composé d'une troisième série de tubes.
4. Turbine moyenne pression (**MP**) semblable à la turbine **HP** sauf qu'elle est plus grosse pour permettre à la vapeur de se détendre davantage.
5. Turbine basse pression (**BP**) à double carter qui enlève le reste de l'énergie thermique disponible dans la vapeur, permettant à cette dernière de se détendre dans un vide presque complet à l'intérieur du condenseur.
6. Condenseur qui provoque la condensation de la vapeur, grâce à la circulation d'eau froide venant de l'extérieur et circulant dans des tubes **S₄**. Une pompe d'extraction **P₂** enlève l'eau tiède condensée et la pousse à travers le réchauffeur (**7**) vers la pompe **P₃** alimentant la chaudière.
7. Réchauffeur. Dans cet échangeur de chaleur, une partie de la vapeur qui est passée par la turbine **HP** réchauffe l'eau d'alimentation, après quoi, la vapeur se condense aussi dans le condenseur. Les analyses thermodynamiques prouvent que le rendement ainsi obtenu est meilleur que si la vapeur dérivée dans le réchauffeur allait aux turbines **MP** et **BP** en passant par le réchauffeur **S₃**.
8. Pompe d'alimentation **P₃** qui refoule l'eau contre la forte pression régnant à l'intérieur du ballon (**2**) et complète ainsi le cycle thermique.
9. Bruleur provoquant la combustion du gaz, du mazout ou du charbon pulvérisé projeté à l'intérieur de la chaudière.
Avant d'être projeté dans la chaudière, le charbon est réduit en poudre. De la même façon, l'huile lourde est réchauffée et soufflée en jet vaporisé afin d'augmenter sa surface de contact avec l'air environnant.
10. Ventilateur soufflant l'air requis pour la combustion.
11. Ventilateur aspirant les gaz brûlés qui s'échappent par la cheminée.

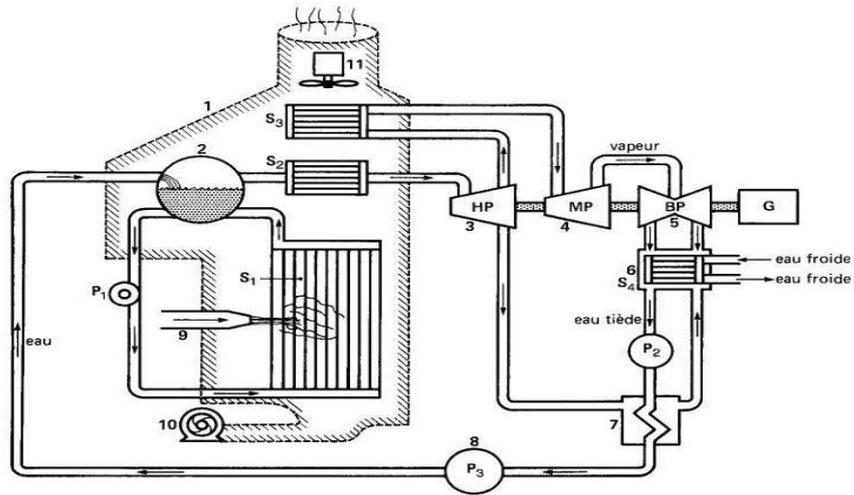


Fig. I. 2 : éléments d'une centrale à combustibles fossile

I.3.2. Centrales nucléaires

Les centrales nucléaires produisent l'électricité à partir de la chaleur libérée par une réaction nucléaire. Ce phénomène est provoqué par la division du noyau d'un atome, procédé qu'on appelle fission nucléaire.

Une centrale nucléaire est identique à une centrale thermique, sauf que la chaudière brûlant le combustible fossile est remplacée par un réacteur contenant le combustible nucléaire en fission. Une telle centrale comprend donc une turbine à vapeur, un alternateur, un condenseur, etc., comme dans une centrale thermique conventionnelle. Le rendement globale est semblable (30% et 40%) et l'on doit encore prévoir un système de refroidissement important, ce qui nécessite un emplacement près d'un cours d'eau ou la construction d'une tour de refroidissement.

La figure suivante montre les parties principales d'une centrale nucléaire :

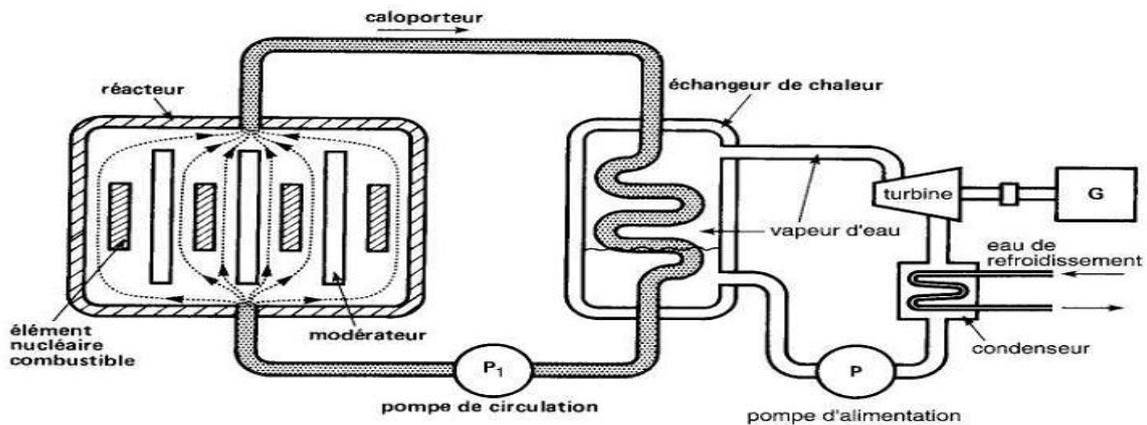


Fig. I.3 Parties principales d'une centrale nucléaire

Dans un réacteur nucléaire, on doit ralentir les neutrons afin d'augmenter leur chance de frapper les noyaux d'uranium. A cette fin, on répartie les masses d'oxyde d'uranium à l'intérieur d'un modérateur. Le modérateur peut être de l'eau ordinaire, de l'eau lourde, du graphite, ou toute autre substance ayant la propriété de ralentir les neutrons sans pour autant les absorber.

En choisissant une distribution et une géométrie appropriées, on réussit à freiner ces neutrons de façons à ce qu'ils aient la vitesse requise pour produire d'autres fissions. C'est alors que la réaction enchaîne s'amorce : on dit que le réacteur a atteint le seuil critique. Dès que la réaction enchaîne est amorcée, la température de l'uranium monte en flèche et, afin de la maintenir à une valeur acceptable, on doit faire circuler un liquide ou un gaz à travers le réacteur pour en extraire la chaleur. Ce caloporteur peut être de l'eau lourde, de l'eau ordinaire, du sodium liquide (NA) ou un gaz comme l'hélium ou le gaz carbonique. La chaleur est alors transportée à un échangeur de chaleur qui transfère l'énergie thermique à une chaudière à vapeur alimentant les turbines.

I.3.2.1. Composition du noyau atomique

Le noyau d'un atome est composé de protons et de neutrons. Il existe des éléments qui, à tout point de vue, sont identiques, sauf qu'ils contiennent un ou quelques neutrons en surplus, par rapport au nombre habituel. Le tableau ci-dessous donne la composition atomique de quelques uns de ces éléments, appelés isotopes.

On s'aperçoit qu'il existe trois sortes d'atomes d'hydrogènes qui se distinguent par la composition de leurs noyaux. Il y a d'abord l'hydrogène ordinaire dont le noyau contient 1 proton et 0 neutron. Ensuite, il y a deux isotopes rares : le deutérium et le tritium dont les noyaux contiennent respectivement 1 et 2 neutrons, en plus de proton habituel.

Lorsque deux atomes d'hydrogène s'unissent à un atome d'oxygène, on obtient de l'eau ordinaire (H_2O), appelée eau légère. D'autre part, lorsque deux atomes de deutérium s'unissent à un atome d'oxygène, on obtient une molécule d'eau lourde (2H_2O). L'eau de mer contient 1kg d'eau lourde pour 700 kg d'eau légère.

De même façon, il existe deux sortes d'atomes d'uranium, ^{238}U et ^{235}U , contenant chacun 92 protons (et 92 électrons), mais un nombre différent de neutrons. L'uranium 238 est très répandu alors que l'uranium 235 est rare. En effet, les gisements naturels d'uranium (U_3O_8) contiennent 99,3 % d'atomes ^{238}U comparativement à 0,7% de l'isotope ^{235}U .

L'uranium ^{235}U et l'eau lourde méritent notre attention, car ils sont tous deux essentiels au fonctionnement de certains réacteurs. [3]

Elément	Symbole	Protons	Electrons	Neutrons
Hydrogène	H	1	1	0
Deutérium	^2H	1	1	1
Tritium	^3H	1	1	2
Eau légère	H_2O	10	10	8
Eau lourde	$^2\text{H}_2\text{O}$	10	10	10
Uranium 235	^{235}U	92	92	143
Uranium 238	^{238}U	92	92	146

I.3.2.2. Energie libérée par la fission atomique

Lorsque le noyau d'un atome subit la fission, il se sépare en deux. La masse totale des deux atomes ainsi formés est habituellement différente de celle de l'atome original. S'il y a une diminution de la masse, une quantité d'énergie est libérée. Sa valeur est donnée par la formule d'Einstein :

$$\mathbf{E = mc^2} \quad (\text{I})$$

Où E = énergie libérée, en joules [J]

m = diminution de masse, en kilogrammes [kg]

c = vitesse de la lumière [$3 * 10^8$ m/s]

La quantité d'énergie libérée est énorme, car une diminution de 1 g seulement donne une énergie de $9*10^{13}$ joules, soit l'équivalent énergétique d'environ trois mille tonnes de charbon.

Lors de la fission de l'atome d'uranium ^{235}U , se produit précisément une légère diminution de masse. Par ailleurs, comme l'uranium 235 est fissile alors que ^{238}U ne l'est pas, on a construit de grandes usines pour augmenter la proportion d'uranium 235 dans le combustible (fuel enrichi) utilisé dans certains réacteurs.

I.3.2.3. Source de l'uranium

L'uranium utilisé dans les réacteurs nucléaires trouve son origine dans les mines d'uranium.

Le minerai brut contient la substance U_3O_8 (3 atomes d'uranium, 8 atomes d'oxygène) contenant à son tour des atomes ^{238}U et ^{235}U dans le rapport de 1398 à 10. Pour usage dans un

réacteur nucléaire, on doit transformer cette substance en dioxyde d'uranium (UO_2). Celui-ci est composé de molécules $^{238}\text{UO}_2$ et $^{235}\text{UO}_2$, encore dans le rapport de 1398 à 10. On l'appelle dioxyde d'uranium naturel parce que le rapport des molécules fissiles est le même certains réacteur sont conçus pour utiliser un mélange enrichi où le rapport de $^{238}\text{UO}_2$ et $^{235}\text{UO}_2$ est plutôt de 1398 à 50 au lieu du rapport naturel de 1398 à 10. Au cours de processus d'enrichissement, de grandes quantités de $^{238}\text{UO}_2$ sont dérivés comme produit secondaire que l'on doit entreposer. La figure suivante montre, de façon très simplifiée, le processus d'enrichissement.

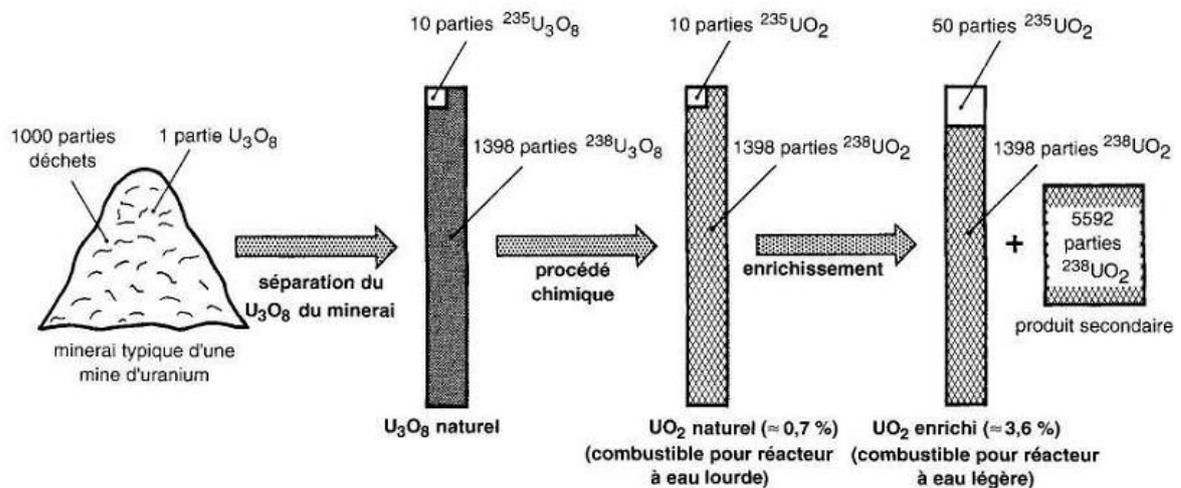


Fig. I.4 Etapes dans la fabrication du combustible nucléaire pour usage dans les réacteurs à eau légère et à eau lourde

I.3.2.4. Réaction en chaîne

Comment provoque-t-on la fission d'un atome d'uranium? Une méthode consiste à bombarder son noyau avec des neutrons en mouvement. Le neutron est un excellent projectile car il ne subit aucune force de répulsion à mesure qu'il s'approche du noyau et, si sa vitesse n'est pas trop grande, les chances d'une collision sont excellentes. Si l'impact est suffisamment intense, le noyau se scinde en deux et la diminution de masse qui en résulte libère de l'énergie. Ainsi, la fission d'un atome ^{235}U dégage une énergie de 218MeV, principalement sous forme de chaleur. La fission (qui est une réaction très violente) s'accompagne d'un autre phénomène important : l'éjection, à haute vitesse, de 2 ou 3 neutrons. Ces neutrons, à leur tour, peuvent entrer en collision avec d'autres noyaux voisins, de sorte qu'il se produit une réaction en chaîne pouvant provoquer un énorme dégagement de chaleur. C'est d'après ce principe qu'explorent les bombes atomiques. Il suffit d'une sphère d' UO_2 , type ^{235}U ne pesant que 300 g (masse critique) pour produire une réaction en chaîne

explosive. Bien que les gisements naturels d'UO₂ (type ²³⁸U) libèrent aussi des neutrons occasionnels, leur vitesse est trop élevée, et la concentration de la matière fissile est trop faible, pour amorcer une réaction en chaîne. Dans un réacteur nucléaire, on doit ralentir les neutrons afin d'augmenter leurs chances de frapper les noyaux d'uranium. A cette fin, on répartit les masses d'oxyde d'uranium à l'intérieur d'un modérateur. Le modérateur peut être de l'eau ordinaire, du graphite, ou toute autre substance ayant la propriété de ralentir les neutrons sans pour autant les absorber. En choisissant une distribution et une géométrie appropriées, on réussit à freiner ces neutrons de façon à ce qu'ils aient la vitesse requise pour produire d'autres fissions. C'est alors que la réaction en chaîne s'amorce : on dit que le réacteur a atteint le seuil critique.

Dès que la réaction en chaîne est amorcée, la température de l'uranium monte en flèche et, afin de la maintenir à une valeur acceptable, on doit faire circuler un liquide ou un gaz à travers le réacteur pour en extraire la chaleur. Ce caloporteur peut être de l'eau lourde, de l'eau ordinaire, du sodium liquide (Na) ou un gaz comme l'hélium ou le gaz carbonique. La chaleur est alors transportée à un échangeur de chaleur qui transfère l'énergie thermique à une chaudière à vapeur alimentant les turbines.

Exemple de fission nucléaire [6] : un neutron lent peut s'introduire dans un noyau d'uranium-235 et y rester. Le noyau excité se scinde en deux fragments suivant une multitude de possibilités dont l'une est : ${}_0^1n + {}_{92}^{235}U \longrightarrow {}_{38}^{94}Sr + {}_{54}^{139}Xe + 3{}_0^1n$

Les neutrons sortant de cette réaction sont des neutrons rapides et peuvent donner lieu à une fission nucléaire si on les ralentit (neutrons thermiques).

L'énergie libérée est :

$$\Delta E = E_{\text{réactifs}} - E_{\text{produits}} = [(m_U + m_n) - (m_{Xe} + m_{Sr} + 3m_n)]c^2$$

Lorsqu'on est en présence d'un nombre de noyaux ²³⁵U assez important, les 2 ou 3 neutrons libérés dans la réaction précédente peuvent donner lieu à 2 ou 3 nouvelles fissions d'²³⁵U et ainsi de suite. Il s'ensuit une réaction en chaîne où le nombre de fissions augmente rapidement en fonction du temps.

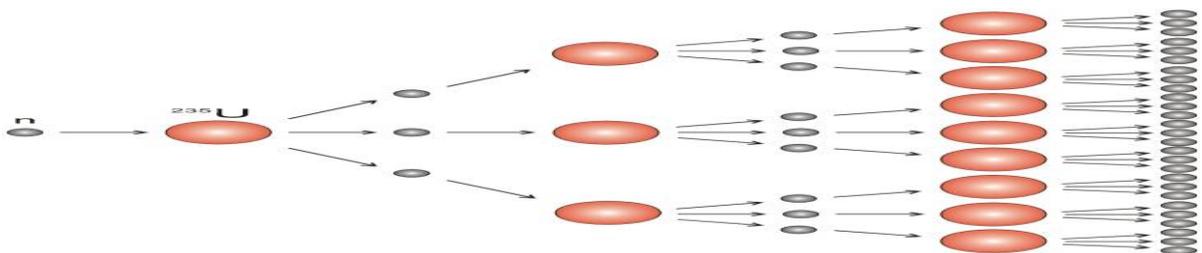


Fig. I.5 Réaction en chaîne

I.3.3 Centrales éoliennes

Une éolienne est un dispositif qui utilise la force motrice du vent. Cette force peut être utilisée mécaniquement (dans le cas d'une éolienne de pompage), ou pour produire de l'électricité.

On parle de parc éolien ou de ferme éolienne pour décrire les unités de productions groupées (installées à terre ou en mer).

Les régions du monde où les champs éoliens sont les plus nombreux sont le Danemark, le nord de l'Allemagne et la Californie (E-U) [5]

L'énergie que l'on peut extraire du vent et transformer en électricité constitue un supplément intéressant à l'énergie de base fournie par les centrales thermiques et hydrauliques. Les sections suivantes décrivent les propriétés du vent ainsi que les technologies utilisées pour la génération d'électricité à partir de l'énergie éolienne. [3]

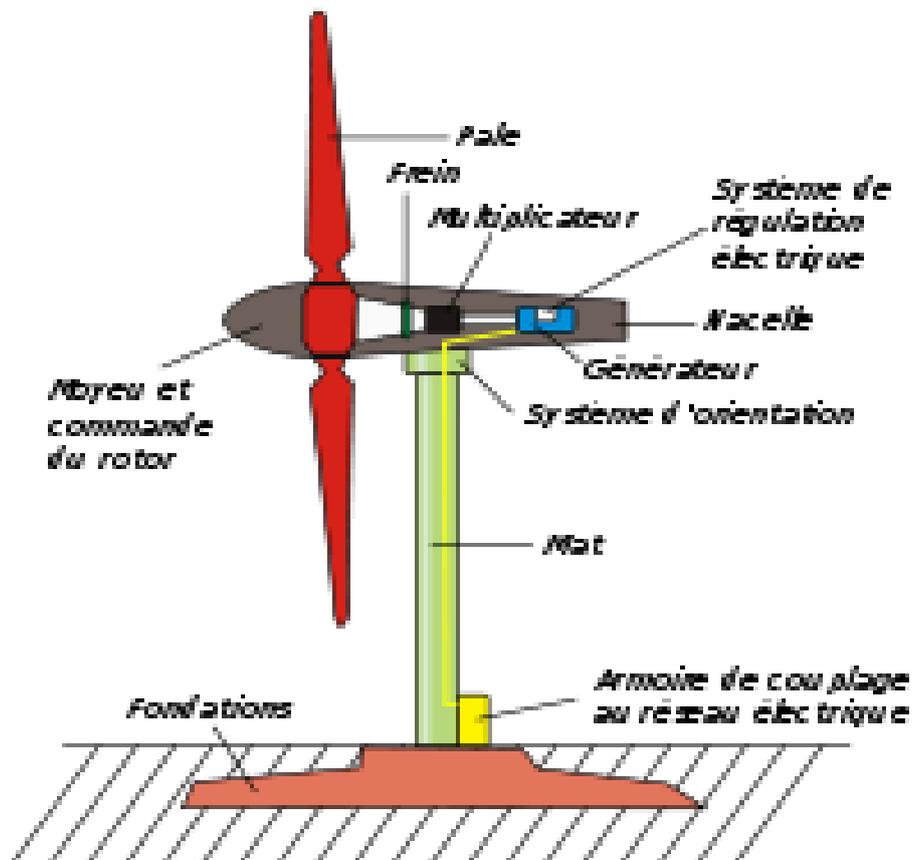


Fig. I.6 Parties principales d'une éolienne

Une éolienne se compose essentiellement des éléments suivant :

- . **Un mât** permet de placer le rotor à une hauteur suffisante pour permettre son mouvement (nécessaire pour les éoliennes à axe horizontal) et/ou placer ce rotor à une hauteur lui permettant d'être entraîné par un vent plus fort et régulier qu'au niveau du sol. Le mât abrite généralement une partie des composants électroniques (modulateur, commande, multiplicateur, générateur, etc.)
- . **Un rotor**, composé de plusieurs pales (en général trois) et de nez de l'éolienne. Le rotor est entraîné par l'énergie du vent, il peut être branché directement à une pompe (cas des éoliennes de pompage) ou plus généralement à une génératrice électrique. Le rotor est relié à la nacelle par le moyeu.
- . **Une nacelle** montée au sommet du mât, abritant les composants mécaniques, pneumatiques, certains composants électriques et électroniques, nécessaire au fonctionnement de la machine.
- . Dans le cas des éoliennes produisant de l'électricité, un poste de livraison situé à proximité du parc éolien permet de relier ce parc au réseau électrique pour y injecter l'intégralité de l'énergie produite.

I.3.3.1. Critère du choix de site

L'efficacité d'une éolienne dépend notamment de son emplacement. En effet, la puissance fournie augmente avec le cube de la vitesse du vent, raison pour laquelle les sites sont d'abord choisis en fonction de la vitesse et la fréquence des vents présents. Un site avec des vents d'environ 30 km/h de moyenne sera environ huit fois plus productif qu'un autre site avec des vents de 15 km/h de moyenne. Une éolienne fonctionne d'autant mieux que les vents sont réguliers et fréquents.

Un autre critère important pour le choix du site est la constance de la vitesse et de la direction du vent, autrement dit la turbulence du vent. En effet, en règle générale, les éoliennes sont utilisables quand la vitesse du vent est supérieure à une valeur comprise entre 10 et 20 km/h, sans toutefois atteindre des valeurs excessives qui conduiraient à la destruction de l'éolienne ou à la nécessité de la « débrayer » pour en limiter l'usure. La vitesse du vent doit donc être comprise le plus souvent possible entre ces deux valeurs pour un fonctionnement optimal de l'éolienne. De même, l'axe de rotation de l'éolienne doit rester la majeure partie du temps

parallèle à la direction du vent. Même avec un système d'orientation de la nacelle performant, il est donc préférable d'avoir une direction de vent la plus stable possible pour obtenir un rendement optimal.

D'autres critères sont pris en compte pour le choix du site.

. La nature du sol : il doit être suffisamment résistant pour supporter les fondations de l'éolienne. Ce critère n'est pas déterminant car dans le cas d'un sol meuble, des pieux seront alors enfoncés sous les fondations de l'éolienne il existe aussi des éoliennes haubanées.

. L'accessibilité du site (virages, pente, passage de ponts) doivent permettre le transport des gros éléments de l'éolienne (pales, tour, nacelle) et des grues nécessaires au montage. Cette contrainte peut limiter la puissance maximale installable par machine.

. La connexion au réseau électrique : Pour cela, les petites fermes d'éoliennes sont le plus souvent situées à proximité d'un poste de transformation haute tension afin de diminuer le coût de raccordement qui est directement fonction de la distance à ce poste. Pour les grosses fermes éoliennes, le réseau doit être en mesure de supporter l'énergie produite, et son renforcement est parfois nécessaire (renforcement ou création de poste de transformation).

. Les éoliennes, selon leur taille, vitesse de rotation et positionnement peuvent avoir un impact sur les oiseaux ou chauve-souris (collision, dégradation de l'habitat, etc.) notamment si elles sont éclairées de nuit (cf. *pollution lumineuse*) et/ou disposées sur un corridor de migration aviaire. Aussi, Birdlife International a fait un certain nombre de recommandations au Conseil de l'Europe à ce sujet : les réserves naturelles, les routes migratoires importantes (cols), etc. sont des lieux à éviter pour la sauvegarde des oiseaux. Des études sont également en cours pour mieux apprécier et réduire l'impact des éoliennes sur les chauve-souris.

. Même si les éoliennes de dernière génération sont relativement silencieuses, une étude de l'impact sonore sur les habitations est effectuée avant l'implantation des parcs éoliens. En fonction du résultat, cette implantation peut être modifiée afin de respecter la réglementation (émergence maximale de 5 dBA le jour et 3 dBA la nuit). La distance entre les éoliennes et les habitations est généralement de 300 m. À environ 500 m, elles sont inaudibles ou très peu audibles et leur bruit est généralement couvert par le bruit du vent.

I.3.3.2. Puissance récupérable [5]

La puissance du vent contenue dans un cylindre de section S est :

$$P_{cinétique} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V^3 \quad (1) \quad \text{avec :}$$

ρ : masse volumique de l'air (air atmosphérique sec, environ : 1,23 kg/m³ à 15 °C et à pression atmosphérique 1,0132 bar)

V : vitesse du vent en m/s

Cette puissance est une puissance théorique, il est bien sûr impossible qu'elle soit récupérée telle quelle par une éolienne (cela reviendrait à « arrêter le vent »).

La puissance récupérable par une éolienne est donc :

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V^3 \cdot C_p \quad (2)$$

avec C_p coefficient de performance qui est toujours inférieur 1.

Formule de Betz

La puissance récupérable est inférieure, puisque l'air doit conserver une énergie cinétique résiduelle pour qu'il subsiste un écoulement. Albert Betz a démontré que la puissance maximale est :

$$P_{max} = \frac{16}{27} \cdot P_{cinétique} = \frac{8}{27} \rho \cdot S \cdot V^3 \quad (3)$$

Le rendement maximal théorique d'une éolienne est ainsi fixé à 16 / 27, soit environ 59,3 %. Ce chiffre ne prend pas en compte les pertes d'énergie occasionnées lors de la conversion de l'énergie mécanique du vent en énergie électrique.

Afin de donner une idée de la vitesse et de la puissance de différents types de vent, on peut établir la classification grossière suivante : [3]

Vent léger, brise	3 m/s	16 W/m ²
Vent modéré	7 m/s	0,2 kW/m ²
Vent fort	12 m/s	1,0 KW/m ²
Tempête	18 m/s	3,5 KW/m ²
Ouragan	≥ 32 m/s	≥ 20 KW/m ²

I.3.4. Centrales solaires (photovoltaïques)

L'énergie solaire a connu récemment un développement spectaculaire avec l'apparition des cellules photovoltaïques. Elle permet de produire de l'électricité directement à partir de l'énergie solaire. Elle constitue aujourd'hui une bonne alternative pour l'alimentation des sites isolés. [4]



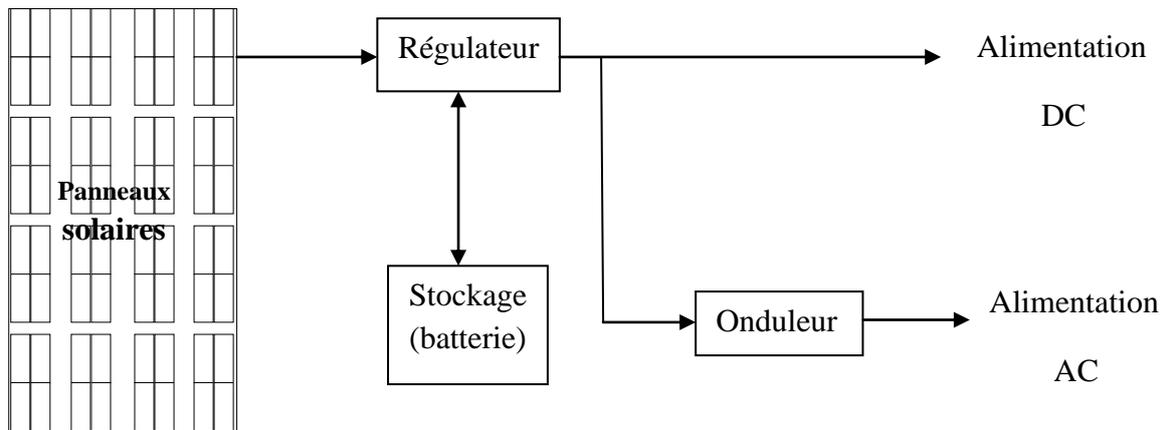
Fig. I.7 champ photovoltaïque

I.3.4.1. Principe de fonctionnement [5]

Dans un semi-conducteur exposé à la lumière, un photon d'énergie suffisante arrache un électron, créant au passage un "trou". Normalement, l'électron trouve rapidement un trou pour se replacer, et l'énergie apportée par le photon est ainsi dissipée. Le principe d'une cellule photovoltaïque est de forcer les électrons et les trous à se diriger chacun vers une face opposée du matériau au lieu de se recombiner simplement en son sein : ainsi, il apparaîtra une différence de potentiel et donc une tension entre les deux faces, comme une pile. Pour cela, on s'arrange pour créer un champ électrique permanent au moyen d'une jonction PN, entre deux couches dopées respectivement P et N. Les cellules sont souvent réunies dans des modules solaires photovoltaïques (ou "panneaux solaires"), en fonction de la puissance recherchée. En somme, une cellule photovoltaïque est l'équivalent d'un générateur de courant auquel on a adjoint une diode. [3]

L'énergie électrique ainsi produite est transformée en courant alternatif au moyen d'un onduleur. On mesure la puissance d'un module photovoltaïque (panneau rassemblant un nombre suffisant de cellules atteindre la puissance souhaitée) en watt crête : une cellule

solaire de 1 Wc produit environ 1 kWh d'énergie par an dans une région comme le sud de la France. [4]



I.3.4.2. Technique de fabrication [5]

Le silicium est actuellement le matériau le plus utilisé pour fabriquer les cellules photovoltaïques. On l'obtient par réduction à partir de silice, composé le plus abondant dans la croûte terrestre et notamment dans le sable ou le quartz. La première étape est la production de silicium dit métallurgique, pur à 98% seulement, obtenu à partir de morceaux de quartz provenant de galets ou d'un gisement filonien (la technique de production industrielle ne permet pas de partir du sable). Le silicium de qualité photovoltaïque doit être purifié jusqu'à plus de 99,999%, ce qui s'obtient en transformant le silicium en un composé chimique qui sera distillé puis retransformé en silicium.

Le silicium est produit sous forme de barres nommées « lingots » de section ronde ou carrée. Ces lingots sont ensuite sciés en fines plaques mises au carré (si nécessaire) de 200 micromètres d'épaisseur qui sont appelées « wafers ». Après un traitement pour enrichir en éléments dopant (P, As, Sb ou B) et ainsi obtenir du silicium semi-conducteur de type P ou N, les wafers sont « métallisés » : des rubans de métal sont incrustés en surface et reliés à des contacts électriques. Une fois métallisés les wafers sont devenus des cellules photovoltaïques.

I.3.4.3. Utilisation [5]

Les cellules photovoltaïques sont parfois utilisées seules (éclairage de jardin, calculatrice, ...) ou bien regroupées sur des panneaux solaires photovoltaïques. Elles sont très utilisées en remplacement des piles (dont l'énergie est de loin la plus chère pour l'utilisateur ; même pour le fabricant, un compartiment pile et la pile éventuellement fournie peuvent coûter plus cher

qu'une cellule), pourvu que le dispositif ne réclame pas trop d'énergie par rapport à la surface qu'on peut accorder au générateur photovoltaïque, et qu'il y ait assez de lumière pendant l'usage : les cellules ont envahi calculatrice, montres, gadgets, etc.

Il est possible d'augmenter leur gamme d'utilisation avec un stockage (condensateur ou batterie). Lorsqu'elles sont utilisées avec un dispositif de stockage de l'énergie, il est indispensable de placer une diode en série pour éviter la décharge du système pendant la nuit. Elles sont utilisées pour produire de l'électricité pour de nombreuses applications (satellites, parcmètres, ...), ainsi que pour alimenter des habitations ou un réseau public de distribution dans le cas d'une centrale solaire photovoltaïque

I.3.5. Centrales hydro-électriques [3]

Les centrales hydro-électriques convertissent l'énergie de l'eau en mouvement en énergie électrique. L'énergie provenant de la chute d'une masse d'eau est tout d'abord transformée dans une turbine hydraulique en énergie mécanique. Cette turbine entraîne un alternateur dans lequel l'énergie mécanique est transformée en énergie électrique.

I.3.5.1. Puissance disponible

D'une façon générale, la puissance que l'on peut tirer d'une chute dépend non seulement de la hauteur de la chute, mais aussi de débit du cours d'eau. Le choix de l'emplacement d'une centrale hydro-électrique dépend donc de ces deux facteurs.

La puissance disponible est donnée par l'équation :
$$P = 9.8qh \quad (4)$$

p = puissance hydraulique, en [kW]

q = débit en mètre cube par seconde [m^3/s]

h = hauteur de la chute, en mètre [m]

9.8 = coefficient tenant compte des unités

A cause des pertes, la puissance mécanique que l'on peut recueillir sur l'arbre de la turbine est inférieure à la puissance fournie par l'eau. Cependant, le rendement des turbines hydrauliques élevées : de l'ordre de 80 à 94 % pour les grosses unités. Dans les alternateurs, la transformation de la puissance se fait à un rendement de 97 à 98.5 %.

I.3.5.2. Types de centrales hydrauliques

Suivant la hauteur de chute on distingue :

- **Les centrales de haute chute :** les centrales de haute chute ont des hauteurs de chute supérieures à 300 m ; elles utilisent les turbines Pelton. Ces centrales se trouvent dans les régions très montagneuses. La capacité du réservoir est relativement faible.
- **Les centrales de moyenne chute :** les centrales de moyenne chute ont des hauteurs comprises entre 30 et 300 m ; elles utilisent des turbines Francis. Ces centrales sont alimentées par l'eau retenue derrière un barrage construit dans le lit d'une rivière de région montagneuse. Elles comportent un réservoir de grande capacité.
- **Les centrales de basse chute :** les centrales de basse chute, ont des hauteurs de chute inférieure à 30 m, elles utilisent les turbines Kaplan ou Francis. Ces centrales sont établies sur les fleuves ou les rivières à fort débit.

I.3.5.3. Parties principales d'une centrale hydraulique [3]

La figure suivante représente une vue en coupe d'une centrale hydro-électrique dont l'usine est contiguë au barrage.

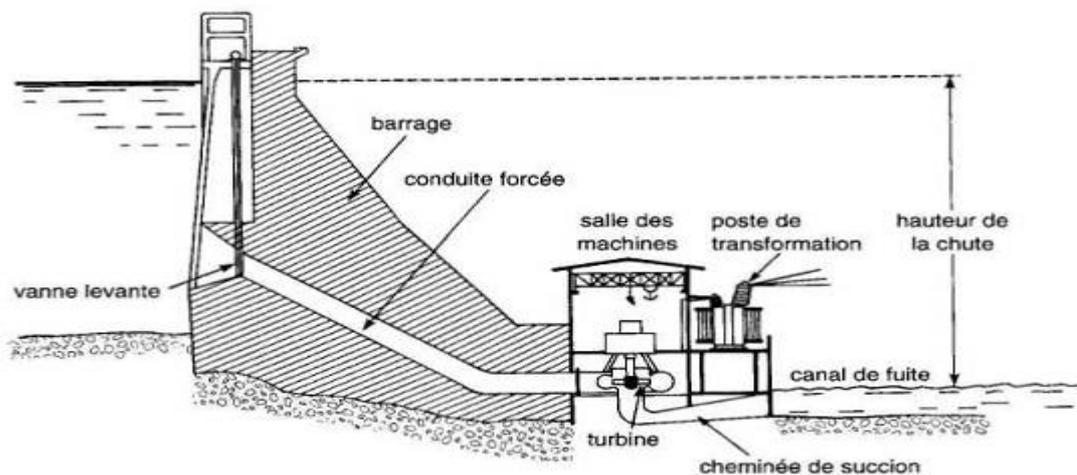


Fig. I.8 parties essentielle d'une centrale hydraulique

Une centrale hydro-électrique comporte essentiellement :

- **Barrage :** les barrages de retenue sont établies en travers du lit de rivière ; ils servent à concentrer les chutes près des usines et à former des réservoirs d'emmagasinage. On peut ainsi créer des réserves d'eau pour compenser

l'insuffisance de débit pendant les périodes de sécheresse et assurer à l'usine une alimentation en eau plus uniforme.

Les barrages peuvent être en béton, en enrochement ou en terre. Les barrages de type poids sont les plus utilisés ; ils s'opposent à la poussée des eaux par leur masse même.

Les déversoirs (ou évacuateurs de crue), installés près des barrages sont destinés à laisser passer l'eau lorsque son niveau dépasse une certaine hauteur. Ils permettent d'évacuer sans dégâts les débits considérables résultant de la fonte des neiges ou provoqués par des pluies de longue durée.

La charge d'un réseau varie considérablement au cours d'une journée ; elle est très faible la nuit. Il en résulte que, durant la période des fortes crues du printemps, le débit d'une rivière ne peut être entièrement employé pour produire de l'énergie à certaines heures du jour, car la demande est trop basse. Si le bassin d'emménagement du barrage est insuffisant, ou encore à peu près inexistant (cas des centrales au fil d'eau), on est obligé de laisser passer l'eau par-dessus le déversoir, sans l'utiliser.

- **Conduite d'amenée :** la conduite d'amenée conduit l'eau du barrage jusqu'au turbines. A l'extérieur de l'usine, elle est constituée par un canal, un tunnel ou un tuyau. La partie intérieure, appelée conduite forcée, est en biton, en acier ou en fonte. On dispose, à l'entrée de la conduite forcée, des vannes qui permettent de contrôler l'admission de l'eau.

A la sortie de la conduite forcée des aménagements à moyenne et à basse chute, l'eau arrive dans la chambre de mise en charge d'où elle est distribuée aux différentes turbines. Une couronne fixe (bâche spirale) entoure chaque turbine et assure une répartition uniforme de l'eau sur son porteur. Une série de portes, ou vannes mobiles, disposées autour de la turbine permettent de régler l'admission de l'eau dans celle-ci. Ces vannes sont actionnées par des vérins hydrauliques commandés par le régulateur de vitesse.

- **Conduite d'échappement :** après être passée dans les turbines, l'eau retourne dans la rivière par la conduite d'échappement. La conduite d'échappement comporte une cheminier de succion et canal de fuite qui peut être le lit même de la rivière.
- **Salle de commande :** les appareils de commande et de contrôle sont groupés ensemble dans une salle d'où le personnel peut surveiller la marche des groupes générateurs.

Les appareils de signalisation et les appareils de commande à distance de l'excitatrice, du régulateur de vitesse et du disjoncteur de chaque groupe générateur sont montés sur un pupitre.

Les instruments de mesures, indicatrices et enregistreuses (voltmètres, ampèremètres, wattmètres, wattheuremètre, fréquencemètre, etc.) les régulateurs de tension ainsi que les relais de protection et les différents systèmes d'alarme sont réunis dans les armoires et panneaux de commande.

I.3.5.4. Centrales à réserve pompée

On a vu que la variation de l'appel de puissance d'un réseau nécessite l'installation de centrales de pointe.

Considérons un réseau simple dont l'appel de puissance varie entre 100 MW et 160 MW selon la courbe de la figure I.10

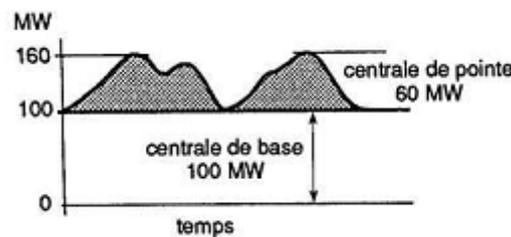


Fig. I.9 centrales de base et centrale de pointe conventionnelle alimentant une charge maximale de 160 MW

On pourrait installer une centrale hydraulique de base de 100MW et une centrale de pointe de 60 MW.

Cependant, on peut envisager une deuxième solution : elle consiste à installer une centrale de base de 130 MW et une centrale de pointe de 30 MW. Cette centrale aura la propriété, non seulement de débiter de l'énergie électrique, mais aussi d'en recevoir. Pendant les périodes creuses (identifiées par un signe (-) sur la figure I.10), la centrale de pointe reçoit et emmagasine de l'énergie de la centrale de base. Ensuite, lors des heures de pointes (identifiées par un signe (+)) la centrale de pointe

restitue au réseau l'énergie qu'elle avait emmagasinée.

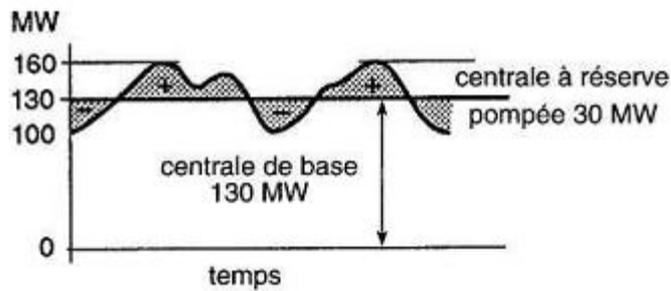


Fig. I.10 centrale de base et centrale à réserve pompée alimentant une charge maximale de 160 MW

Ce système possède plusieurs avantages :

- 1) On peut utiliser une plus grande centrale de base, ce qui augmente le rendement
- 2) La capacité de la centrale de pointe est réduite de beaucoup, ce qui diminue son coût. Ces quantités énormes d'énergie ne peuvent être emmagasinées que par des méthodes mécaniques. C'est ainsi qu'on emploie des centrales à réserve pompée.

Pendant les heures de pointes, ces centrales fonctionnent comme des centrales hydrauliques classiques, utilisant l'énergie de l'eau qui s'écoule d'un réservoir supérieur dans un réservoir inférieur. Pendant les périodes creuses, le processus est renversé. Les alternateurs fonctionnent alors comme des moteurs synchrones et entraînent les turbines qui deviennent d'énormes pompes d'eau dans le réservoir inférieur pour la renvoyer dans le réservoir supérieur.

Le cycle se répète une ou deux fois par jour, selon la nature de réseau et de la charge. Les machines ont une puissance comprise entre 5 MW et 500MW et elles doivent être réversibles, car on doit changer le sens de rotation lorsque la turbine fonctionne comme pompe. Le démarrage de ces gros moteurs synchrones impose une forte charge sur la ligne d'alimentation et l'on utilise parfois les méthodes spéciales pour éviter une sur charge excessive.

Les centrales à réservoir pompée complètent bien les centrales nucléaires qui atteignent leur rendement maximal lorsqu'elles fonctionnent à débit constant.

CHPITRE II

PRESENTATION DE LA CENTRALE HAMMA II

II.1.SONALGAZ production Electricité(SPE) [8]

La société, SONELGAZ Production Electricité (SPE) a pour mission la production d'électricité à partir des sources thermiques et hydrauliques répondant aux exigences de disponibilité, fiabilité, sécurité et protection de l'environnement. Elle est également chargée de commercialiser l'électricité produite. Créée en Janvier 2004, elle dispose d'un parc de production d'une capacité qui totalise une puissance installée de 6740MW, composé de quatre filières de types et de paliers de puissance différentes.

Celui ci se décompose comme suit :

- Turbine à Vapeur : 2740 MW,
- Turbine à Gaz : 3576 MW,
- Hydraulique : 249 MW,
- Diesel : 175 MW

Elle ambitionne de demeurer l'opérateur dominant en matière de fourniture de l'énergie électrique. Son programme de développement est orienté vers l'augmentation de la disponibilité et la fiabilité des groupes de production, et tout cela passe par une centrale de production d'énergie électrique.

II.2. Présentation de la centrale HAMMA II [8]

La centrale électrique est située au quartier résidentiel d'el hamma au centre d'Alger, à 150m de la côte, elle représente le noyau de la production dans le sous groupement TV/TG centre.

D'une part, elle est destinée à faire face à la demande d'énergie résultante de l'implantation de divers aménagement industriels ,tertiaires et domestiques, et d'autre part pour assurer un appoint du réseau général interconnecté. La conception de ces installations est réalisée de sorte à permettre un haut degré d'autonomie de fonctionnement, où chaque groupe pourra démarrer rapidement à partir de l'état froid.



Figure II.1. Localisation de la centrale d'El HAMMA II

II.3. Description d'une tranche de production [8]

La centrale HAMMA II, contient deux tranches de production d'énergie électrique identiques qui présentent chacune une puissance de 209MW et une tension de 225KV par l'intermédiaire d'un transformateur élévateur de tension vers le réseau de transport.

La tranche de production est composée de trois éléments principaux qui sont :

- Turbine à gaz.
- Alternateur.
- Transformateurs.

II.3.1. Turbine à gaz

II. 3.1.1. Description

La turbine à gaz est une machine tournante qui convertit l'énergie thermique issue de sa chambre de combustion en énergie mécanique ; plus généralement ,c'est un organe permettant la détente d'un fluide en recueillant son énergie sous forme mécanique .L'élément de base d'une turbine est une roue ou un rotor à ailettes disposées sur sa circonférence de façon que le fluide en mouvement exerce une force tangentielle qui fait tourner la roue en lui conférant l'énergie requise.

La turbine à gaz de la centrale HAMMAII est référencée V94.3A, elle est de type industriel .La conception de cette machine avec une seule enveloppe et un arbre en commun avec

l'alternateur, fournit la base pour garantir un alignement approprié et constant ainsi que des qualités de marche excellentes.

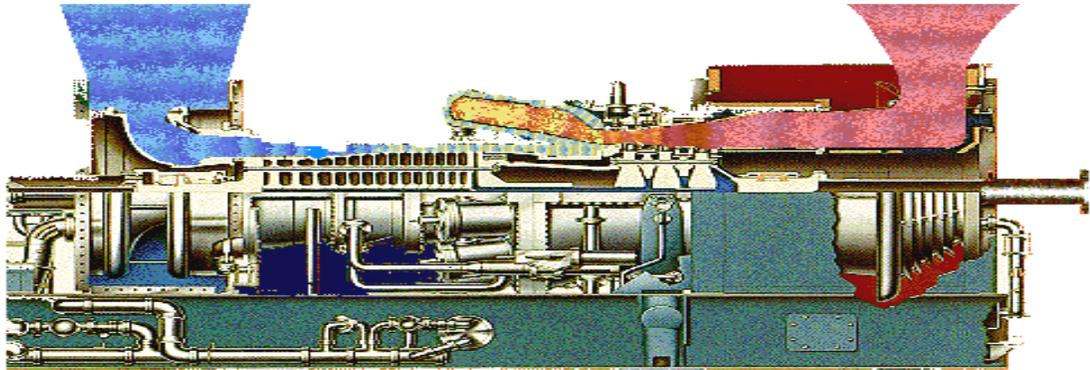


Fig II.2. Turbine à gaz V94.3A

On notera qu'une turbine à gaz est appelée aussi turbine à combustion interne à flux continu ; le terme de turbine à gaz provient de l'état du fluide de travail, qui reste toujours gazeux, et non du combustible utilisé, qui peut être aussi bien gazeux que liquide (la turbine à gaz du HAMMA II utilise du gaz Naturel ou des distillats légers).

II.3.1.2. Constitution

Dans la forme la plus simple et la plus répandue, une turbine à gaz fonctionne selon le cycle thermodynamique de Joule ; elle comprend les éléments constitutifs suivants :

- Compresseur adiabatique qui consomme de l'énergie mécanique.
- Chambre de combustion avec injecteurs rotatifs
- Turbine.
- Système d'échappement

a) Compresseur

Le compresseur, centrifuge ou plus généralement axial, qui a pour rôle d'aspirer de l'air ambiant en vue de le comprimer à une pression comprise entre 10 à 30 bars environ, le compresseur de notre étude est un compresseur qui comporte dix - sept (17) étages et présente un taux de compression de 16 environ. Il est constitué de deux types d'aubes différentes par leur emplacement et leur fonction, appelées aubes mobiles et aubes stationnaires.



Figure II.3.Compresseur

❖ **Caractéristiques techniques du Compresseur**

- Nombre d'étages : 17.
- Nombre d'étages IGV : 1.

❖ **Système d'aspiration d'air et filtration**

Le système d'aspiration fournit de l'air filtre au compresseur de la turbine à gaz, en quantité et en qualité nécessaire au fonctionnement de cette dernière dans les conditions ambiantes locales, l'air à l'entrée pénètre la chambre de filtration, puis il transperce le dispositif silencieux, le coude, la conduite verticale jusqu'à son arrivée à l'admission du compresseur.



Figure II.4.Vue externe du système d'aspiration d'air et de filtration

b) Chambre de combustion

❖ Description

La chambre de combustion est équipée d'un cylindre torique et de vingt-quatre (24) brûleurs hybrides répartis régulièrement sur son périmètre afin de garantir une zone de température homogène.

Cette conception assure un écoulement concentrique de l'air entre le compresseur et la chambre de combustion, puis entre cette dernière et la turbine ce qui permet une perte de charge réduite.

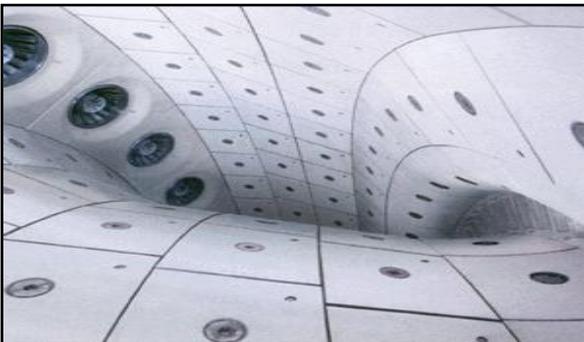
Ainsi, dans le but de réaliser des réactions optimales, provoquant moins de pollution et plus d'énergie, tous les brûleurs hybrides sont constitués de plusieurs injecteurs qui fonctionnent à cet effet, en mode pré-mélange dans la plage supérieure où le combustible est mélangé dans l'injecteur avant d'être brûlé et en mode diffusion quand le combustible est brûlé pendant qu'il est mélangé à l'air.

❖ Système de protection et de contrôle

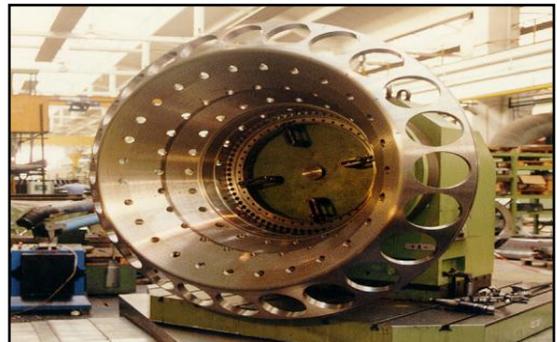
Pour mieux protéger la chambre de combustion, on associe des instruments de mesure pour détecter les chutes de pression à travers les instabilités du système de combustion.

Une instrumentation adéquate permet d'effectuer les tâches suivantes :

- Contrôle de chute de pression.
- Monitoring des flammes.
- Monitoring du combustible.



Vue interne de la chambre de combustion



La carcasse de la chambre de combustion

Figure : II.5.Chambre de combustion

c) La turbine**❖ Description**

La turbine comporte quatre étages, qui sont constitués de deux types d'aubes différentes par leurs emplacements et leurs fonctions.



Figure II.6.Turbine

❖ Fonctionnement de la turbine

Dans cet élément, les gaz se détendent en passant par quatre étages constitués de deux types d'aubes différentes : les aubes mobiles et les aubes stationnaires.

Cette opération est suivie par la production d'une grande quantité d'énergie mécanique faisant entrainer le rotor de la turbine à gaz et donc l'arbre d'accouplement.

Dans les turbines à gaz à cycle ouvert, les principales contraintes technologiques se situent au niveau des premiers étages de la turbine de détente, qui sont soumis au flux des gaz d'échappement à très haute température.

Les pièces les plus exposées sont en particulier les aubages du rotor, qui sont très difficiles à refroidir et, de plus, particulièrement sensibles à l'abrasion. Il importe donc d'utiliser un Combustible très propre (absence de particules et de composants chimiques indésirables) et de limiter la température en fonction des caractéristiques mécaniques des aubages.

Comme le rendement du cycle est lui-même une fonction croissante de la température, d'importants développements technologiques ont été consacrés à la mise au point, d'une part de systèmes de refroidissement efficaces des aubages, et d'autre part de matériaux résistant aux températures élevées. Depuis un demi-siècle, le niveau de température d'entrée dans la turbine, ne cesse de croître pour atteindre aujourd'hui 1300 à 1500 °C.

Le système de refroidissement, de la turbine est basé sur l'air de refroidissement qui l'entoure de toutes parts, le rotor n'est pas soumis aux pointes de contraintes thermiques qui pourraient provoquer sa déformation lors des variations de charge dues au démarrage rapide. Le fait de refroidir le rotor de la turbine avec de l'air venant de compresseur permet également de réchauffer les disques de la turbine après un démarrage de l'état froid. Cela réduit les tensions dans les disques.

❖ **Caractéristiques techniques de la Turbine**

- Nombre d'étages : 4.
- Débit massique de gaz d'échappement : 629 Kg/s.
- Température des gaz d'échappement : 571°C.
- Type : V94.3A.
- Puissance nominale : 209 MW.
- Fréquence : 50Hz.

d) Système d'échappement

❖ **Description**

Ce système comprend quatre ensembles principaux :

- La partie inférieure de la cheminée.
- La partie supérieure de la cheminée.
- Le diffuseur abritant le silencieux.
- Le cadre de support



FigureII.7. Système d'échappement

❖ **Fonctionnement**

Le système d'échappement est conçu pour faire pénétrer les gaz chauds à la cheminée d'évacuation.

II. 3.1.3 Principe de fonctionnement de la turbine à gaz

Le compresseur (repère C) constitué d'un ensemble de roues munies d'ailettes aspire l'air froid de l'environnement extérieur ; cet air est filtré et comprimé, puis réchauffé en traversant ses différents organes.

Du gaz (repère G) ou un combustible liquide, est injecté dans la chambre de combustion (repéré Ch.) ; il s'y mélange avec l'air comprimé et s'enflamme ; la réaction chimique du mélange produit une augmentation de température et de pression.

En passant dans la turbine (repère T), les gaz chauds se détendent, leur pression et leur température, ou l'énergie thermique des gaz chauds est transformée en énergie mécanique, la dite turbine est constituée d'une ou de plusieurs roues également munies d'ailettes et s'échappent dans le chemin (repère Ec) à travers un diffuseur. Le mouvement de rotation de la turbine est communiqué à l'arbre- A- qui actionne d'une part le compresseur, et d'autre part une grande charge qui n'est autre qu'une machine tournante réceptrice (pompe, alternateur...) accouplée à son extrémité droite.

Pour la mise en route, on utilise un moteur de lancement (repère M), appelé aussi vireur, qui est fixé par des brides à l'avant de l'alternateur. Son rôle est de faire éviter un refroidissement inégal qui entraînerait une déformation du rotor et aussi joue le rôle de démarreur. Le réglage de la puissance et de la vitesse de rotation est possible en agissant sur le débit du carburant.

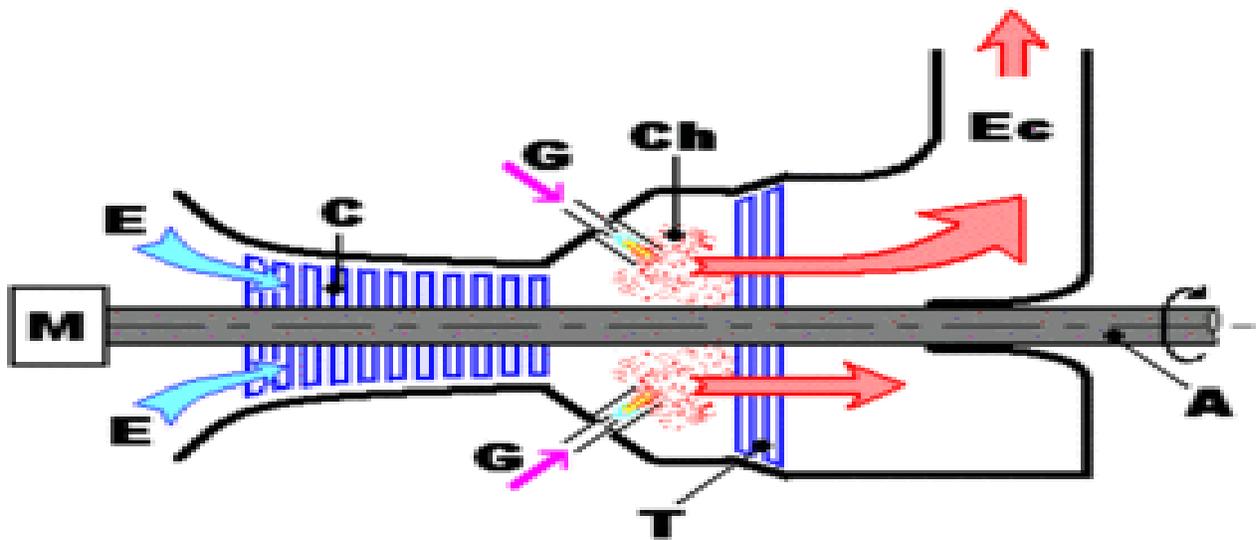


Figure II.8. Coupe longitudinale d'une turbine à gaz « différents organes »

II.3.1.3.1. Alimentation en gaz combustible

Le système de commande de la turbine à gaz (régulateur de la turbine à gaz) contrôle le flux de combustible dans le système de combustion pour tous les modes de fonctionnement de la turbine à combustion. Des mesures de protection contre les surchauffes et les opérations en survitesse sont fournies au sein du système. Les dispositifs de vannes « d'isolement et de purge » sont

fournis pour isoler complètement la turbine à combustion de l'approvisionnement en gaz combustible quand l'unité est à l'arrêt.

Le système à gaz combustible est conçu pour fonctionner au gaz naturel. La qualité du Combustible doit être conforme aux réglementations en matière de combustible. Le système D'approvisionnement en gaz combustible fournit le système à gaz combustible. Le système D'approvisionnement doit veiller à ce que le gaz combustible soit distribué à une pression presque constante dans un environnement sec et propre afin de prévenir l'apparition de traces de corrosion, d'érosion et de dommages sur les composants de système

II.3.1.3.2. Démarrage de la turbine à combustion et fonctionnement en mode de diffusion

La turbine à gaz utilise le convertisseur de fréquence de démarrage (SFC) pendant le démarrage pour produire une accélération initiale et assister l'accélération de la turbine à ~70% de la vitesse synchrone. Au cours de la période de préparation du SFC, le clapet de dégazage du gaz combustible est fermé et la valve de commande d'approvisionnement est placée en position initiale. La position initiale permet d'assurer un bon écoulement de gaz combustible pour l'allumage. Quand le SFC accélère la turbine à la vitesse d'allumage (~396 t/mn), les transformateurs d'allumage sont enclenchés et la soupape d'arrêt d'urgence (ESV) est ouverte pour allumer la turbine à gaz. Neuf secondes après que cette soupape soit ouverte, les transformateurs d'allumage sont désactivés. Approximativement douze secondes après que la soupape d'arrêt d'urgence ne quitte sa position fermée, les dispositifs de contrôle de flamme doivent détecter la flamme principale ou le système de contrôle avortera la procédure d'allumage en fermant la soupape d'arrêt d'urgence.

Quand la turbine à gaz atteint ~660 T/MN, la soupape de commande de diffusion commence à s'ouvrir de manière linéaire selon une courbe d'approvisionnement en gaz combustible établie lors du démarrage. Le flux de gaz continue à augmenter, et assistée par le SFC, la turbine à gaz continue à accélérer. À ~1560 T/MN, l'ouverture de la soupape de réglage d'approvisionnement passe à une seconde étape de gradient d'ouverture pour ouvrir la soupape plus rapidement. Quand la vitesse de la turbine à gaz atteint ~2100 T/MN, le convertisseur SFC s'arrête et la turbine à gaz continue à prendre de la vitesse.

Lorsque la turbine à gaz a atteint ~2850 T/MN, le contrôleur de vitesse se charge de la Commande de la soupape de réglage de diffusion pour tourner la turbine à gaz à la vitesse Synchrones. Après synchronisation, le régulateur de puissance assume la commande des Soupapes de réglage du gaz pilote et de diffusion. Le gaz pilote peut être distribué au cours du mode de diffusion dans le cas où il faudrait stabiliser Une flamme ou réduire des oscillations de combustion. Le régulateur de la turbine à gaz régulera la quantité de gaz pilote exigée en fonction des besoins du moteur.

II.3.1.3.3. Du mode de diffusion au mode de mélange

Pour les gammes de charges les plus faibles, les brûleurs à gaz de diffusion sont en service. À mesure que la charge de la turbine à gaz augmente, la température corrigée du gaz D'échappement (TATK) atteindra une limite prédéterminée (~310°C). Le système commencera la phase de transition vers le mode de mélange pour réduire au maximum la production de NOx dans le gaz combustible.

Le système de commande exerce une "prise de charge" sur le système. La soupape de réglage de pré mélange est ouverte au moment où la soupape de réglage de diffusion est fermée, et ce, tout en maintenant un approvisionnement constant de gaz combustible à la turbine à gaz. A partir de là, l'unité est en mode de mélange et les soupapes de réglage de pré mélange et de diffusion régulent l'approvisionnement en combustible de la turbine.

Le gaz pilote peut être distribué au cours du mode de mélange dans le cas où il faudrait stabiliser une flamme ou réduire des oscillations de combustion. Le régulateur de la turbine à gaz régulera la quantité de gaz pilote exigée en fonction des besoins du moteur.

II. 3.1.3.4. Du mode de mélange au mode de pré mélange

Lorsque la charge de la turbine à gaz augmente davantage, la température corrigée TATK du gaz d'échappement atteindra une limite prédéterminée (approximativement 540°C). Le système commencera la phase de transition vers le mode de pré mélange. Une autre prise de charge est exercée sur le système. Le gaz pilote est exigé dans le mode de pré mélange pour stabiliser les flammes du pré mélange. Le contrôleur positionne la soupape de réglage du gaz pilote afin de libérer une quantité déterminée de gaz avant que les soupapes de réglage du gaz de diffusion et de pré mélange ne soient activées. Quand la soupape de réglage du gaz pilote atteint son point de réglage de pré mélange, celle du gaz de diffusion est fermée tandis que celle de gaz de pré

mélange reste ouverte. Un approvisionnement constant de gaz combustible à la turbine à gaz est maintenu lors de cette phase. La turbine à gaz est maintenant en mode de pré mélange et la prise en charge précédemment activée est désactivée. Le point de réglage de la charge peut être augmenté.

Une fois la phase de transition terminée, la soupape de réglage du gaz pilote doit être réglée pour maintenir la flamme de pré mélange stable. La position de la soupape dépend des variables suivantes :

- La position des aubes de guidage d'admission (IGV : Inlet Guide Vanes);
- La température de l'air ambiant;
- La pression d'approvisionnement en gaz combustible.

II.3.1.3.5. Transition du mode de pré mélange au mode de diffusion en passant par le mode de Mélange

A mesure que la charge de la turbine à gaz est réduite par rapport à la pleine charge, lorsque la température corrigée du gaz d'échappement atteint $\sim 530^{\circ}\text{C}$, le système passe du mode de pré-mélange au mode de mélange dans le sens inverse. A mesure que la charge est réduite davantage, lorsque la température corrigée du gaz d'échappement diminue à $\sim 300^{\circ}\text{C}$, le système passe du mode de mélange au mode de diffusion.

II.3.1.3.6. Arrêt de l'opération de charge en mode de diffusion

Lors de l'arrêt de la turbine à gaz, la soupape de réglage du gaz de diffusion se ferme à mesure que la charge est réduite. Quand la charge du générateur passe en deçà de ~ 2 MW, le rupteur du générateur s'ouvre et le contrôleur de vitesse gère la turbine à gaz. Les soupapes de réglage du gaz de diffusion et pilote, ainsi que les soupapes d'arrêt d'urgence sont immédiatement fermées. La soupape d'évacuation est ouverte.

La turbine à gaz ralentira librement jusqu'à atteindre la vitesse de rotation du vireur. La turbine est placée sur vireur pour que le refroidissement soit uniforme. Le système à gaz combustible est prêt pour le prochain démarrage.

II.3.2. Alternateur

II.3.2.1. Description

C'est une machine électrique synchrone fonctionnant, comme toutes les machines synchrones, à une vitesse dépendant du champ magnétique tournant et de nombre de pôles.

Les alternateurs de la centrale HAMMA II sont du type 50THR – L45, d'une puissance apparente de 270 MVA à pôles lisses avec enroulement triphasés au stator, et excitation au rotor. L'alternateur élémentaire comporte essentiellement deux enroulements :

- L'enroulement statorique dit induit.
- L'enroulement rotorique dit inducteur.

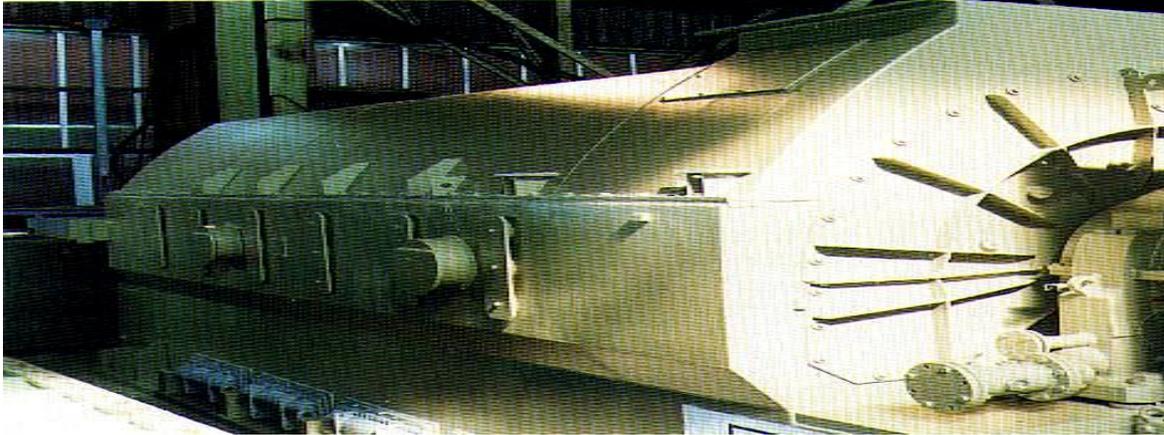


Figure II.9. L'Alternateur de la centrale

❖ L'induit

Il s'agit du stator qui comprend un circuit magnétique constitué par un empilage de tôles en forme de couronne, isolées les unes des autres.

Dans sa partie inférieure, le circuit magnétique comporte des encoches uniformément réparties dans lesquelles vient se loger l'enroulement triphasé du stator.

D'autre part, on distingue les réfrigérants d'hydrogène, placés aux quatre coins de la carcasse à l'intérieur des deux extensions frontales, alimentée à l'eau fournie par le système eaux de refroidissement de la centrale.

La sortie de chacune des phases de stator est connectée au réseau triphasé d'étatisation par l'intermédiaire d'un disjoncteur.

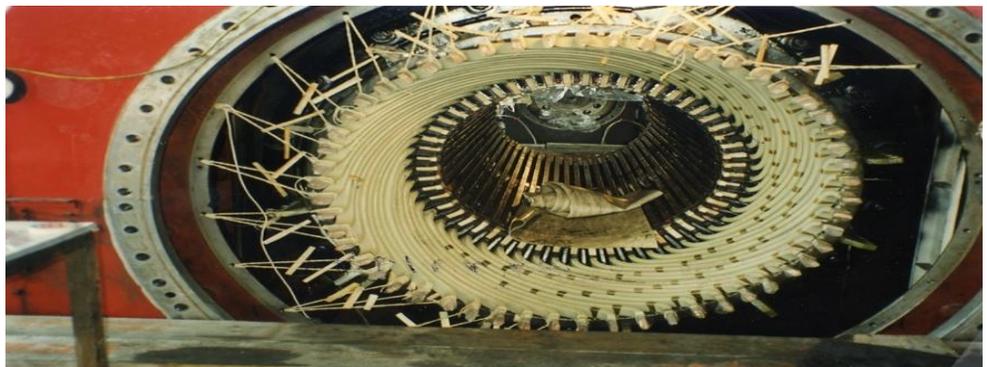


Figure II.10. La carcasse du stator de la centrale

❖ L'inducteur

C'est la partie mobile de la machine, d'où le nom rotor. Son corps est tiré d'une seule pièce forgée en acier à haute perméabilité magnétique. Environ les 2/3 de sa circonférence sont occupés par l'enroulement d'excitation. Les bobines concentriques de l'enroulement sont ainsi disposées de façon à obtenir une distribution du champ magnétique à l'entrefer presque sinusoïdale. L'isolation contre masse des conducteurs est réalisée par du papier aramide.

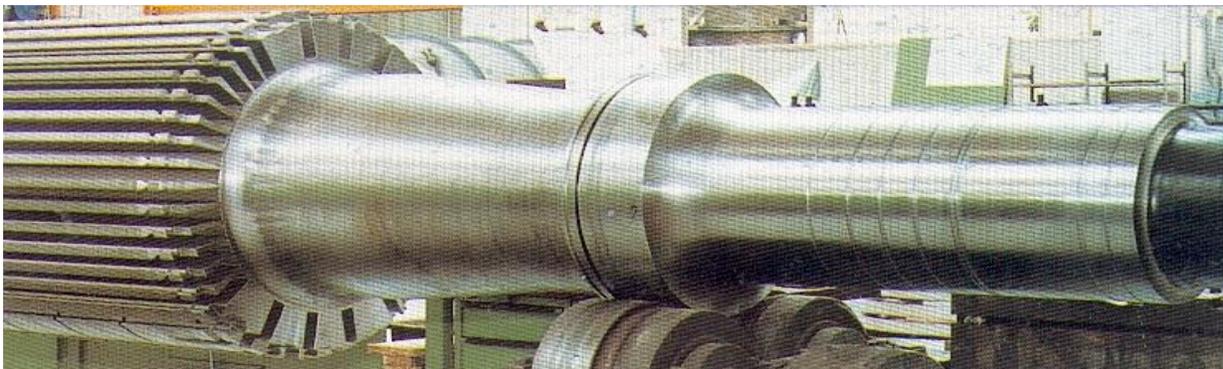


Figure II.11. Rotor du l'alternateur de la centrale

❖ Caractéristiques techniques de l'alternateur

- Type : 50 THR-L45.
- Sens de rotation (cote turbine) : horaire.
- Puissance nominale : 270MVA.
- Tension nominale : 15,75 KV.
- Facteur de puissance nominale: 0,8.
- Fréquence nominale : 50Hz.
- Courant nominal: 9897 A.
- Vitesse nominale /vitesse (essais pendant 2 minutes) :3000/3600tr/min.
- Nombre et couplage des phases : 3/y.
- Type de système d'excitation : statique.
- Courant d'excitation à puissance nominale : 2700A.

- Tension d'excitation à puissance nominale (120°C) :343V.
- Type de refroidissement des enroulements du stator : indirect.
- Type de refroidissement des enroulements du rotor : direct.
- Température de l'hydrogène de refroidissement : 40°C.
- Température d'enroulement statique (par RTD) :108°C.
- Température d'enroulement rotorique (par résistance) :120°C.
- Moment d'inertie (WR2) : 6500(Kg m²).
- Degré de protection : IP55.

II.3.2.2. Fonctionnement : Le rotor excité par un courant continu, produit un champ tournant au cours de sa rotation, ce champ tournant engendre des forces électromotrices induites dans chacune des phases de l'enroulement du stator.

Le champ tournant est une fonction de courant de démarrage et de la vitesse d'entraînement.

La tension aux bornes de la sortie de l'alternateur est plus faible que la f.é.m. (E), à cause de la chute de tension dans l'impédance interne du circuit statorique.

Pendant la marche normale, l'alternateur débite l'énergie électrique sur le réseau sur lequel il est interconnecté, cette fonction n'est permise qu'après la vérification de certaines conditions :

- L'égalité des tensions efficaces de l'alternateur et de leurs homologues du réseau.
- L'identité de leurs phases.
- L'égalité des fréquences.

II.3.2.3. Système de démarrage

Etant donné que le moteur synchrone ne fonctionne qu'à la vitesse de synchronisation qui est elle-même la vitesse de rotation du champ magnétique de l'induit, la mise en marche d'un tel moteur nécessite l'emploi d'un artifice de lancement, qui accélère le groupe de la vitesse zéro jusqu'à atteindre 70% environ sa vitesse assignée, au-dessus de cette vitesse la turbine s'occupe d'amener le groupe à la vitesse de synchronisation.

A ces fins, un dispositif électronique dit convertisseur de démarrage est installé, il consiste à alimenter le circuit rotorique de l'alternateur, qui va fonctionner en moteur, avec une tension dans la fréquence est asservie à la tension consommée par chaque phase.

II. 3.2.4. Système d'excitation

L'excitation de l'alternateur est de type statique (3 ponts à 6 thyristors) qui assure le redressement de la tension alternative soutirée du tableau moyenne tension 6 KV par un transformateur d'énergie ;le courant d'excitation attaque l'inducteur, en passant par un convertisseur statique, au moyen d'un système balais bagues.

D'autre part, l'excès de vibration des balais doit être éliminé immédiatement car le mauvais contact balais bagues collectrices peut causer des étincelles ainsi que l'augmentation de l'usure des ressorts des portes balais. L'origine principale de ces vibrations et le décentrement des surfaces des contacts.

❖ Principe de fonctionnement du convertisseur d'excitation

Un montage redresseur fournit à l'inducteur une tension d'excitation continue variable .Son électronique de commande constitue un variateur de tension et de courant.

Pratiquement, le montage employé pour l'excitation de notre alternateur est un pont de greatz à thyristor.

II.3.2.5. Refroidissement

L'alternateur est le siège des pertes importantes, parmi lesquelles en distingue :

- Les pertes par effet joule.
- Les pertes par courant de Foucault.
- Les pertes par hystérésis.
- Les pertes par frottement de l'arbre dans ses paliers.

Les pertes produites dans les parties actives pendant le fonctionnement du générateur sont emportées par la circulation d'hydrogène sous pression qui à son tour cède la chaleur aux réfrigérants (échangeur hydrogène eau).

L'enroulement rotorique est refroidi par hydrogène en contact direct avec le cuivre, alors que les pertes de l'enroulement statorique sont emportées indirectement.

Le cuivre cède la chaleur à travers l'isolation au paquet stator, ensuite au fluide réfrigérant parcourant les canaux radiaux placés parmi les paquets de tôles et disposés sur toute la longueur de la machine, ainsi la température des gaz froids peut se contrôler en réglant le circuit eau alimentant les réfrigérants d'hydrogène.

Le fluide réfrigérant circule dans le générateur avec deux ventilateurs axiaux mis en rotation par le rotor même.

La configuration générale du refroidissement est symétrique par rapport au centre de la machine, et prévoit la création de différents parcours pour le gaz refroidissant, chacun de ces parcours est en outre constitué de nombreux flux parallèles.

Ainsi une première partie du gaz réfrigérant entre dans le rotor, dans la zone des têtes rotoriques par l'espace entre frette de blindage et l'arbre, et sous les frettes de blindage, une deuxième partie de gaz entre dans ces spéciaux trous ouverts dans les enroulements.

Alors qu'une troisième partie du gaz ou bien du fluide réfrigérant entre directement dans l'entrefer de la dent à l'extrémité de la machine.

La partie restante du gaz réfrigérant arrive directement aux conducteurs des tôles statoriques et les parties terminales du noyau avant d'être acheminée à la partie externe du circuit magnétique.

Pour des mesures de sécurité l'utilisation de l'hydrogène nécessite d'importantes précautions car l'hydrogène forme avec l'air un mélange explosif, quand le mélange contient 5 à 70% d'hydrogène.

II.3.3. Transformateur

II. 3.3.1. Description

Le transformateur est une machine statique à induction il est très utilisé dans le transport, la distribution et la livraison de l'énergie électrique, son rôle est de transformer un système de tensions alternatives en un autre système de tensions différentes en modifiant leurs valeurs efficaces selon le rapport de transformation, tout en conservant la puissance.

Les transformateurs de la centrale Hamma II montrent que leurs circuits magnétiques sont constitués par des tôles minces en acier empilées et isolées entre elles. En outre, les bobines sont constituées par du fil rond isolé et séparées par des isolants.

Lors de fonctionnement normal d'un transformateur, les pertes par effet joule et par courant de Foucault sont toujours constantes.

II. 3.3.2. Les différents types de transformateurs

La tranche de production est munie de plusieurs transformateurs chacun d'eux à un rôle précis

a) Transformateur principal

Le transformateur principal du HAMMA II est un élévateur de tension qui sert à transmettre l'énergie produite par l'alternateur au réseau 225 KV

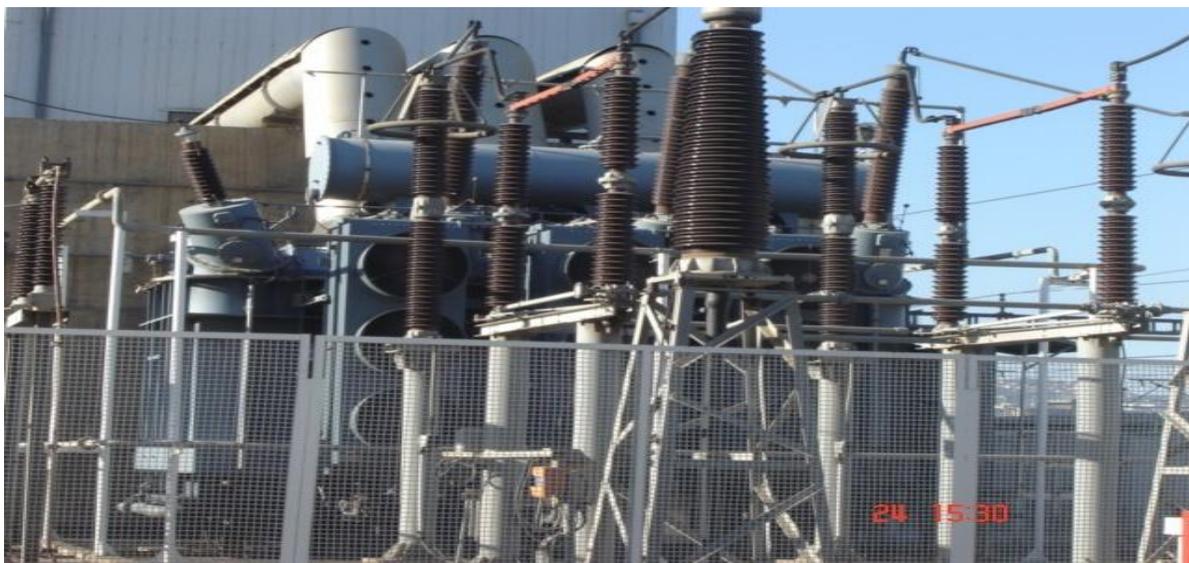


Figure II.11. Transformateur principal

❖ Caractéristiques techniques du transformateur principal

- Nombre de phases : 3 phases.
- Fréquence nominale : 50Hz.
- Puissance nominale : 260MVA.
- Type de refroidissement : OFAF.
- Tension nominale : 225KV/15,75KV.
- Pôles : 225kv+/2x2, 5%.
- Intensité nominale de courant : 667.2A coté 225KV ; 9530.9 coté 15,75KV.
- Symbole de fonction : Y1D11.

❖ Alimentation MT/BT des auxiliaires de la centrale HAMMAII

Afin d'assurer l'alimentation des différents équipements et systèmes auxiliaires de la centrale nécessaire au fonctionnement du turbo alternateur, plusieurs tranches de tension sont installées. Les principales sont soutirées à partir des transformateurs suivants :

b) Transformateur de soutirage.

Ce sont des transformateurs abaisseurs de tension caractérisés par :

- Type : trois phases immergées dans l'huile.
- Rapport de transformation : $15.75+ \text{ ou } - 1.25\% / 63\text{KV}$
- Puissance nominale : 6.5KVA
- Groupe vecteur : D_{Y1}
- Fréquence : 50HZ

c) Transformateur de réseau :

C'est le deuxième secours pour alimenter les auxiliaires et démarrer les groupes, caractérisé par :

- Type : trois phases immergées dans l'huile.
- Rapport de transformation : $63 \pm 1,25\% / 6,3 \text{ KV}$
- Puissance nominale : 6,5 MVA.
- Groupe vecteur : YN Y0
- Fréquence : 50HZ

d) Transformateur d'excitation. Servent à exciter les circuits inducteurs des groupes. Leurs caractéristiques générales sont :

- Rapport de transformation : $6 \pm 1,25\% / 0,54\text{KV}$
- Puissance nominale : 2800KVA
- Groupe vecteur : DY5
- Fréquence : 50HZ

e) Transformateur de démarrage. Ils n'interviennent que pendant le démarrage des groupes.

Leurs caractéristiques générales sont :

- Rapport de transformation : $6 \pm 1,25\% / 2,5\text{KV}$
- Puissance nominale : 2500KVA
- Groupe vecteur : DY5
- Fréquence : 50HZ

f) Transformateur d'isolation.

Ils alimentent la barre 220V, leurs caractéristiques générales sont :

- Rapport de transformation : 380/400V
- Puissance nominale : 630KVA
- Groupe vecteur : D_{Yn11}
- Fréquence : 50HZ

II.3.4. Le groupe diesel de secours

Le groupe diesel est constitué de trois parties essentielles :

- Un moteur thermique équipé des systèmes mécaniques nécessaires.
- Un compresseur d'air.
- Le système de commande et de protection.

a) Fonctionnement de groupe diesel

Le groupe diesel est un ensemble de machines destinées à produire l'énergie électrique indispensable au lancement d'un des groupe de la centrale et à l'alimentation de ses auxiliaires ainsi qu'aux auxiliaires généraux assurant la bonne marche durant toute cette phase .



Figure II.12. Groupe diesel

L'énergie mécanique fournie est transmise à l'alternateur moyennant un arbre, se dernier là transforme en énergie électrique et la débite au tableau moyenne tension.

b) caractéristiques générales de groupe diesel

- Puissance active nominale : 4114 KW.
- Puissance apparente nominale : 6050 KVA.
- $\cos \phi$: 0,68 .

- Vitesse nominale : 1000tr/mn.
- Fréquence : 50Hz.
- Courant : 582 ,2A .
- Phases : 3.

II.3.5.Les systèmes de commande de la centrale HAMMA II

II. 3.5.1. Le power contrôle center (PCC)

C'est un système qui comprend tout l'équipement électrique de commande indispensable au démarrage, au fonctionnement normal et à l'arrêt des sécurités des turbines à gaz et les systèmes auxiliaires de la centrale.



Vue de la cote gauche du PCC

Vue de la cote droite du PCC

Figure II.14. Vue générale du PCC

II. 3.5.2. Salle de commande : Il s'agit du centre de supervision de la centrale, à partir d'elle toutes les commandes disponibles sont centralisées ; en bref, c'est un type de SNCC dont l'interaction avec le processus de la centrale permet d'assurer :

- La surveillance des états et paramètres.
- La rapidité et la sécurité des actions.
- La détection des anomalies et l'élimination des défauts.
- L'optimisation des réglages.

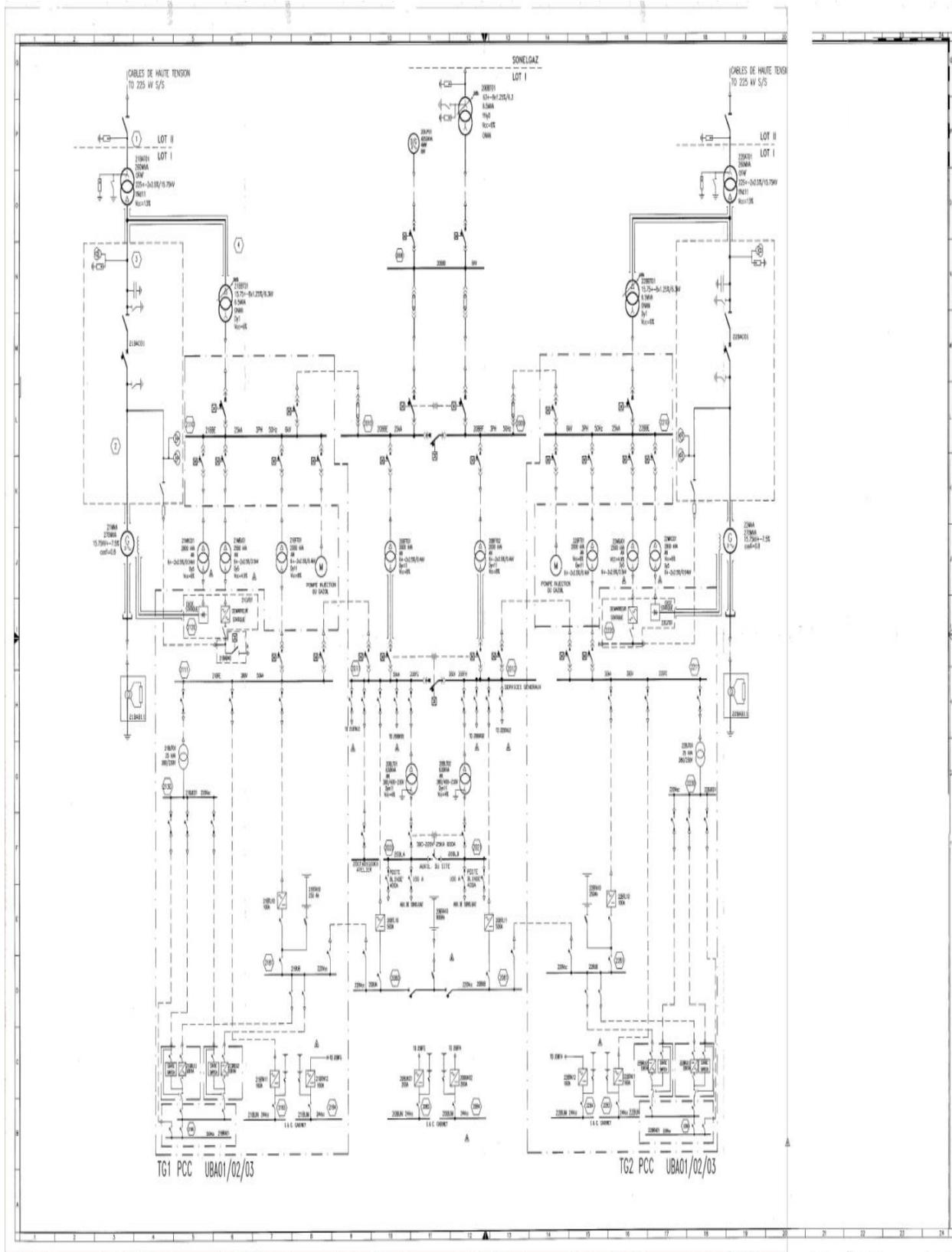


Figure II.14. Vue générale de la salle de commande

II.4. Présentation du schéma unifilaire [8]

la centrale HAMMA II, débite au réseau national via deux groupes ou bien alternateurs de puissance nominale de 209 MW chacun.

Chaque alternateur, à sa sortie a une tension de 15,75 KV, protégé par un disjoncteur de couplage MT de type **FKG**.



A partir du schéma ci-dessus on peut interpréter ce qui suit :

La sortie du disjoncteur est connectée à un transformateur élévateur de tension (15,75 kV/ 225 kV), ce dernier est connecté au réseau national via un jeu de barre de 225 kV située à quelque mètre de la centrale.

Pour l'alimentation des différents auxiliaire de la centrale, nous avons soutiré à l'aide d'un transformateur de soutirage de tension (15,75/ 6,3 KV) pour alimenter un jeu de barre de tension 6 KV, à travers ce dernier et c'est notre premier niveau de tension nous avons plusieurs départs qui sont :

- Pour l'excitation de l'alternateur nous avons un départ qui alimente l'excitateur statique via un transformateur de tension (6 kV/0,54 kV)
- Pour l'alimentation du démarreur statique qui prend en charge la turbine au démarrage en agissant sur la vitesse de rotation du moteur en changeant graduellement la fréquence du réseau f selon la relation suivante : $N = 60 f / p$ P : nombre de paire de pole, nous l'avons alimenté via un transformateur de tension(6 kV/2,5kv)
- Pour l'alimentation de la pompe injection du gazoil nous avons directement un départ qui alimente le moteur de la pompe via le jeu de barre 6 kV.

Les deux tranches de la centrale ont un commun d'auxiliaire qui est alimenté par les deux jeux de barre de tension 6KV des deux tranches.ces auxiliaires commun présentent comme sont indiqués sur le schéma unifilaire, les deux postes blindés de 400 A, auxiliaire du site, l'atelier, ainsi que les auxiliaires de SONALGAZ.

Pour passer à autre niveau de tension qui est le niveau basse tension nous avons un départ qui alimente via un transformateur de tension (6 kV/0,4 kV) un jeu de barre de tension 380 V, via ce jeu de barre, nous avons un départ qui alimente un autre jeu de barre de 220 V via un transformateur abaisseur de tension (380 V/220V) à partir de ce dernier on assure l'alimentation du système des batteries. Le système batterie assure l'alimentation de deux jeu de barre l'un est de 220V_{cc} l'autre est de 24V_{cc}, en cas d'absence totale de tension, via les deux jeux de barre à courant continu on assure l'alimentation des auxiliaires les plus important tel que les pompes de

graissage, d'étanchéité ainsi que le système de commande qui est alimenté via le jeu de barre $24V_{cc}$.

-Le transformateur du réseau 63KV / 6,3KV :

Il est alimenté par un réseau de 63KV, cette tension est prélevée du réseau d'interconnexion, la transformation de 63 KV à 6,3 KV est effectuée par un transformateur de démarrage commun pour les deux tranches, il est aussi appelé transformateur de secours ainsi qu'un autre organe de secours qui est le groupe diesel. Les deux derniers organes de secours suscités assurent l'alimentation de la centrale en cas d'une défaillance au niveau des deux groupes, pour assurer le fonctionnement normal de la centrale.

Conclusion : Pour injecter au réseau national l'énergie produite par le turboalternateur, nous avons remarqué qu'il faudra la contribution de plusieurs éléments, assurant chacun un rôle bien déterminé, ce sont les différents éléments constituant une tranche de production.

Les éléments de la tranche étudiée dans ce chapitre ont grand besoin de protection contre toutes formes d'avaries en particulier l'alternateur et le transformateur. Pour cela notre étude est basée sur la protection de ces deux éléments par le disjoncteur de couplage MT type FKG.

CHPITRE III

CALCUL DES COURANTS DE COURT-CIRCUIT

III.1.Introduction :

Les réseaux électriques peuvent être le siège de nombreux incidents dus à l'apparition de différentes perturbations liées soit au réseau lui-même, ou bien soit à des phénomènes extérieurs.

Nous allons dans ce chapitre voir les différents défauts qui peuvent se produire au niveau d'un réseau électrique, car ceux-ci peuvent dans certains cas, constituer un danger pour les différents constituants d'un réseau électrique, et donc les comprendre permettra de bien saisir le principe de fonctionnement de certaines protections.

III.2.Différentes perturbation touchant les réseaux électriques

III.2.1 Les courts circuits

Le court-circuit se traduit par une réduction de l'impédance entre les phases ou entre la phase et la terre à zéro ou à une petite valeur, ce qui engendre, ainsi, une augmentation importante de l'intensité du courant.

Ces courts-circuits sont causés par des agents de nature externes tels que les coups de foudres, les orages, les animaux, la croissance des plantes, ou de nature internes tels que les fausses manœuvres, défauts dans les machines

III.2.1.1.Nature des courts-circuits

➤ Court-circuit monophasé

Les défauts monophasés sont les défauts les plus fréquents, ils résultent de la mise en contact d'un conducteur de phase avec la terre.

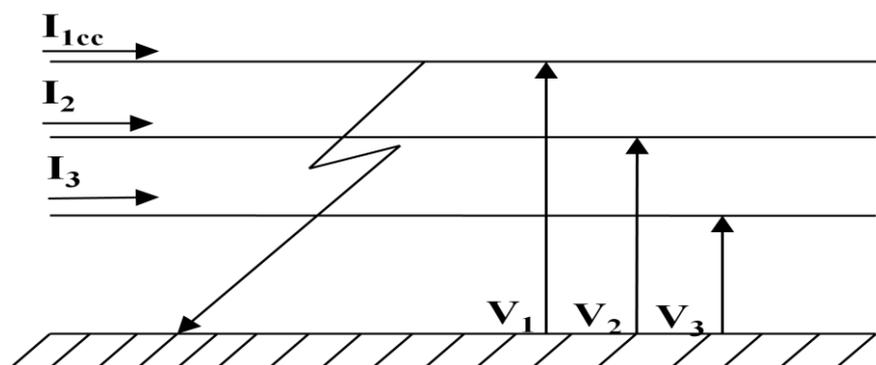


Figure III.1 : schéma d'un défaut monophasé

➤ **Courts-circuits biphasés**

C'est la mise en contact de deux conducteurs de phase

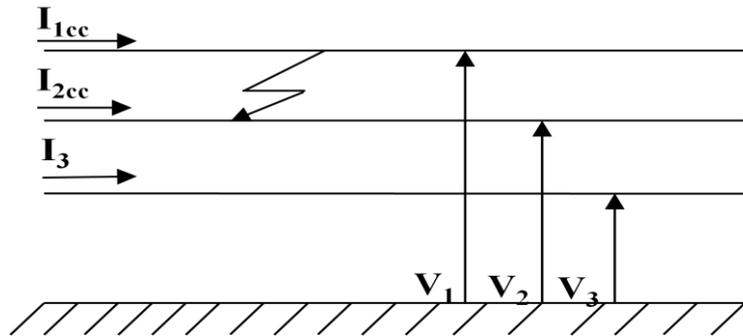


Figure III.2. Schéma d'un défaut biphasé

➤ **Courts-circuits biphasé terre**

C'est la mise en contact de deux conducteurs de phase se trouvant à la terre

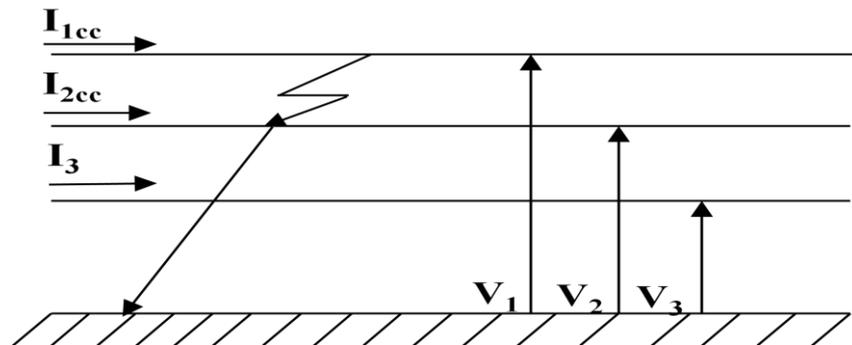


Figure.III.3. schéma d'un défaut biphasé-terre

➤ **Courts-circuits triphasés**

C'est la mise en contact de trois phases.

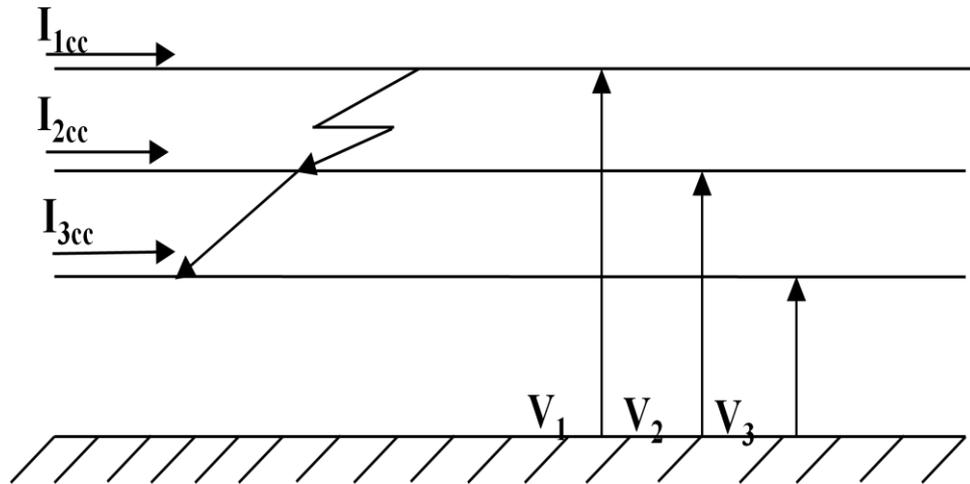


Figure.III.4. Schéma d'un défaut triphasé

➤ **Court-circuit triphasé terre**

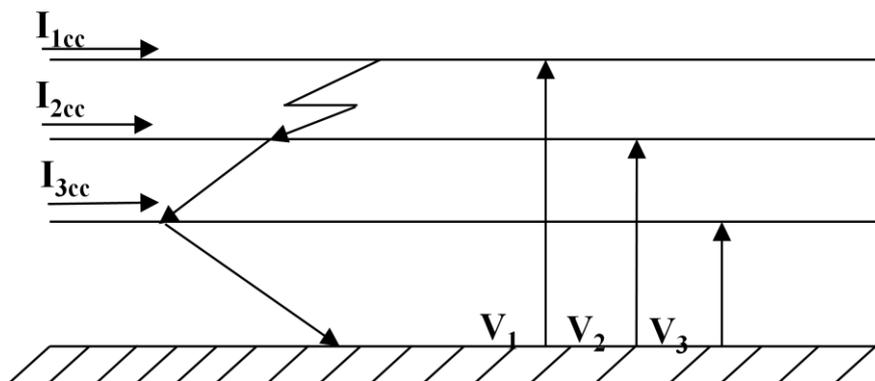


Figure: III.5. Schéma d'un défaut triphasé terre

III.2.1.2. Conséquences des courts-circuits [9]

Parmi les effets des courts-circuits, on peut citer :

- A l'endroit du court-circuit, un arc électrique apparaît et entraîne l'échauffement des conducteurs créant, ainsi, détérioration des isolants, ce qui provoque à la longue leur claquage.
- Apparition d'une surintensité.
- Apparition d'efforts électrodynamiques avec déformation des jeux de barres et arrachement des câbles.

- Chute de tension qui provoque le décrochage des machines.
- Déséquilibre du réseau.
- Perte de synchronisme.
- Influence sur les lignes de télécommunication.

III.2.2. Les surtensions

On appelle surtension toute tension fonction du temps qui dépasse la tension de crête du régime permanent.

III.2.2.1. Causes des surtensions

Les surtensions sont dues à différentes causes :

➤ Causes internes

- Déclenchement ou extinction des courants inductifs ou bien capacitifs
- Arrachage d'un arc électrique
- Commutation de l'électronique de puissance
- Apparition ou disparition d'un défaut
- Perte de charge

➤ Causes externes

Une foudre touchant directement ou indirectement une ligne électrique.

III.2.3. Les surcharge [9]

La surcharge est caractérisée par l'augmentation de la valeur de la puissance demandée, ainsi que celle du courant appelé sur la ligne d'alimentation au-delà de la valeur nominale.

III.2.3.1. Conséquences

L'augmentation de la puissance appelée est traduite par un appel de courant plus important qui engendre l'augmentation de la température de l'installation au-delà de ses limites normales de fonctionnement. Cette augmentation de température provoque l'usure des isolants qui entraîne à la longue leurs claquages ainsi que l'apparition d'autres défauts.

III.2.4. Les Déséquilibres [10]

On parle de déséquilibre dans un système triphasé lorsque les trois tensions de ce dernier ne sont pas égales en amplitudes et/ou ne sont pas déphasés les unes par rapport aux autres de 120° .

III.2.4.1. Causes des déséquilibres

Le déséquilibre est causé par :

- Le court-circuit.
- La rupture de phase.
- Le mauvais fonctionnement du disjoncteur.

III.2.4.2. Conséquences

Les conséquences des déséquilibres sont :

- Echauffement des conducteurs.
- Vibration des machines tournantes.

III.2.5. Creux de tension [11]

On appelle creux de tension toute baisse ou diminution de l'amplitude de la tension pendant un temps compris entre 10ms et 1s. Ils sont souvent dus aux déséquilibres dans les réseaux triphasés.

Ces creux engendrent :

- Une perte de synchronisme des moteurs synchrones et instabilité des moteurs asynchrones.
- Une perturbation de l'éclairage par la baisse de son intensité.

III.2.6. Harmoniques [11]

Les courants et tensions harmoniques sont des courants ou tensions parasites du réseau électrique. Ils déforment l'onde de courant ou de tension. Ils sont caractérisés par leurs fréquences qui sont des multiples de la fréquence du réseau (50 HZ).

Les courants harmoniques sont dus aux transformateurs d'intensité, aux arcs électriques et surtout aux redresseurs et convertisseurs statiques (électronique de puissance.)

Les tensions harmoniques sont dues à la circulation des courants harmoniques dans les impédances du réseau.

III.2.6.1 Conséquences

Les conséquences qu'un courant harmonique peut engendrer sont :

- L'augmentation de la valeur efficace du courant.
- La circulation d'un courant dans le neutre pouvant être supérieur au courant de phase.
- La saturation des transformateurs.
- Le déclanchement intempestif des appareils de protection.
- Des mesures fausses.

III.3. Calcul des courants de court-circuit [12]

III.3.1. Calcul des courants de court-circuit symétriques sans tenir compte des charges de la centrale

- **Choix des valeurs de bases**

$$S_b = 1000 \text{ MVA}$$

$$U_{bk1} = 15.75 \text{ KV}, U_{bk2} = 230 \text{ KV}, U_{bk3} = 6 \text{ KV} \quad (1)$$

$$I_{bk1} = \frac{S_b}{\sqrt{3}U_{bk1}} = \frac{1000}{\sqrt{3}.15,75.10^3} = 36,657 \text{ KA} \quad (2)$$

$$I_{bk2} = \frac{S_b}{\sqrt{3}U_{bk2}} = \frac{1000}{\sqrt{3}.230.10^3} = 2.51 \text{ KA} \quad (3)$$

$$I_{bk3} = \frac{S_b}{\sqrt{3}U_{bk3}} = \frac{1000}{\sqrt{3}.6.10^3} = 96.22 \text{ KA} \quad (4)$$

▪ Valeur des différentes réactances en pu

$$\text{Réactance des transformateurs } X_{*T} = X_{*T1} = X_{*T2} = \frac{U_{cc} \cdot S_b}{100 \cdot S_n} = \frac{13.1000 \cdot 10^6}{100 \cdot 260 \cdot 10^6} = 0,5 \text{ pu}$$

$$X_{*T3} = \frac{U_{cc}}{100} \cdot \frac{S_b}{S_n} = \frac{6}{100} \cdot \frac{1000}{6,5} = 9,230 \text{ pu}$$

Réactances des générateurs

$$X_{*A} = X_{A1} = X_{A2} = X'_d \cdot \frac{S_b}{S_n} = 0,188 \cdot \frac{1000}{270} = 0,696 \text{ pu}$$

Réactance du réseau

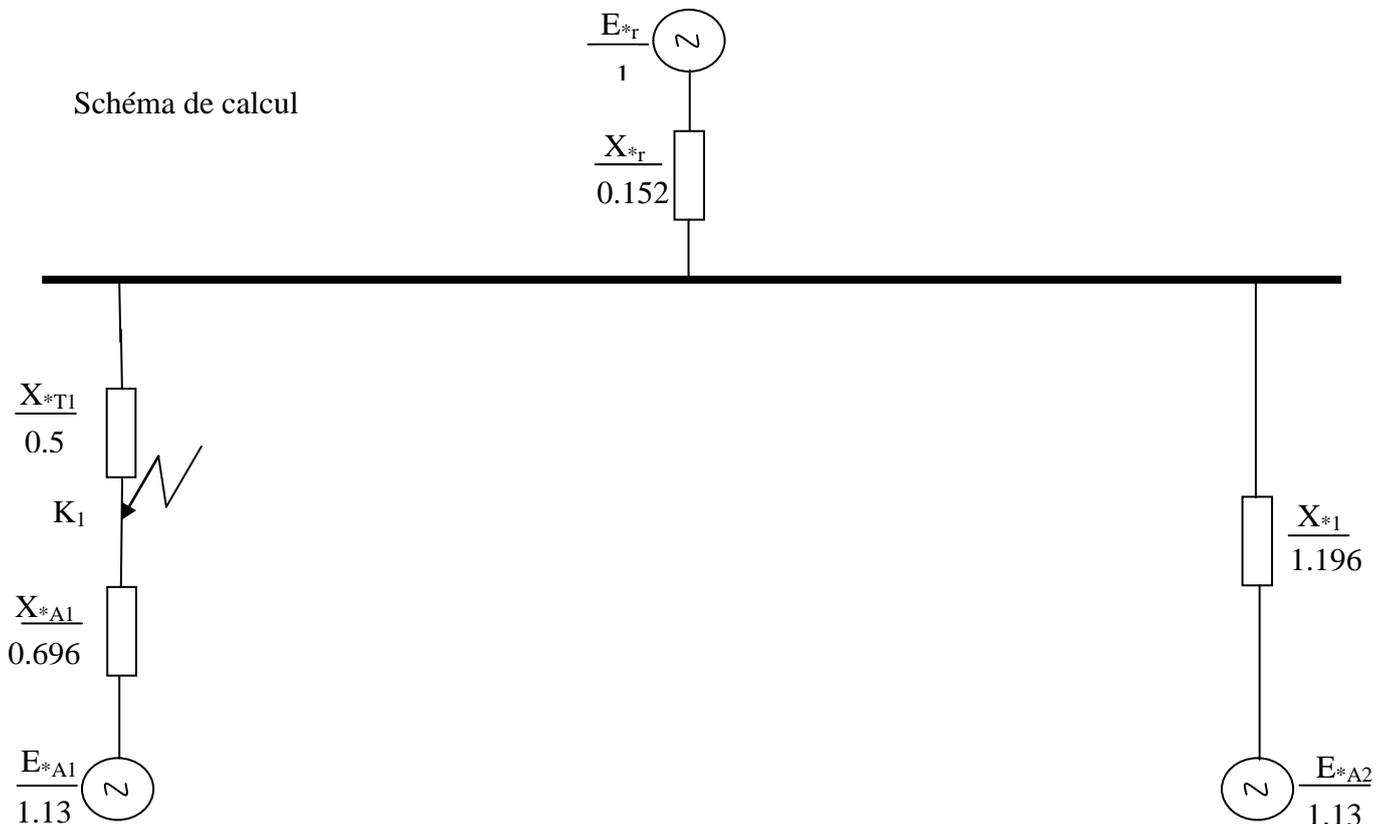
$$X_{*r} = \frac{S_b}{S_r} = \frac{1000}{6565} = 0,152 \text{ pu}$$

FEM des alternateurs

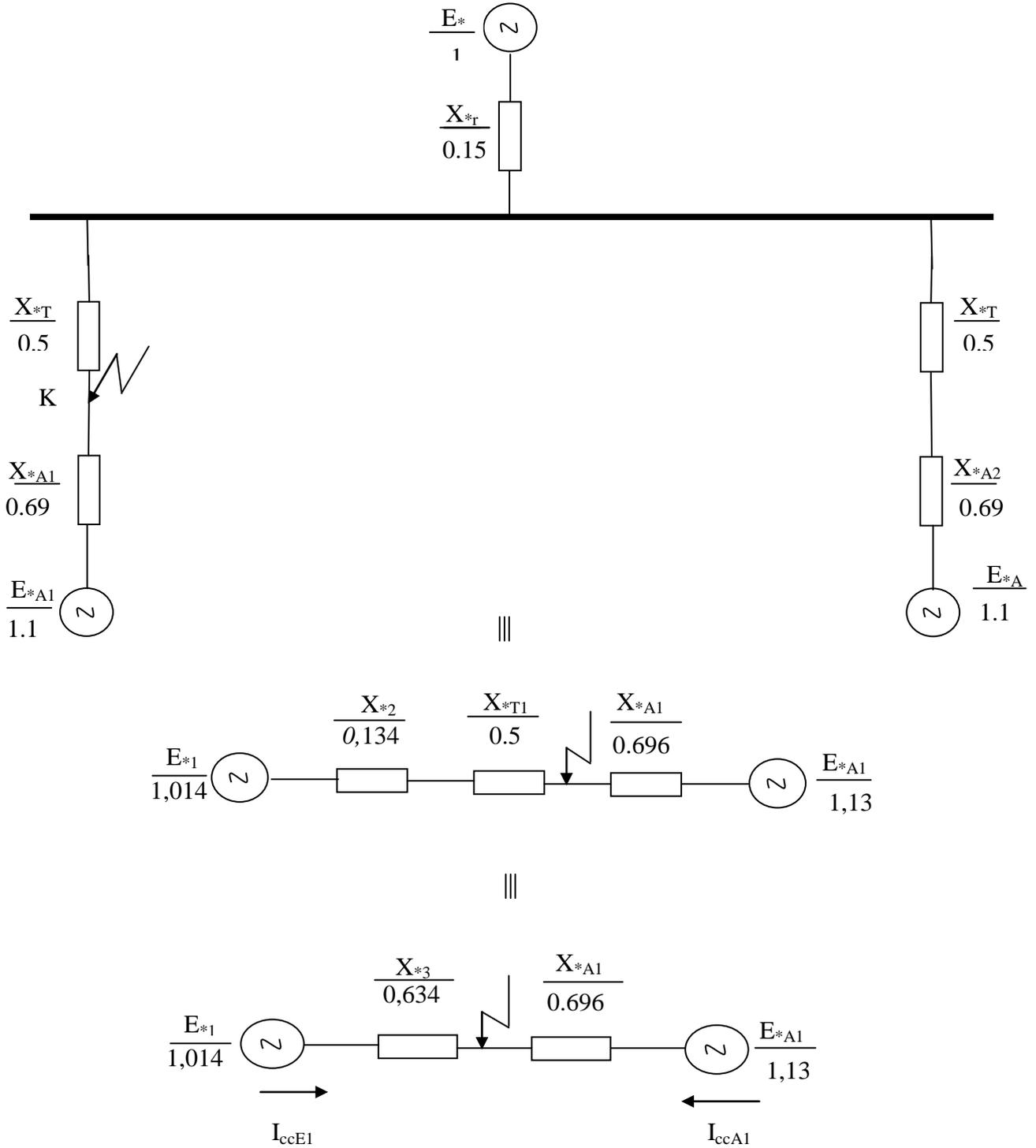
$$E_{*A} = E_{*A1} = E_{*A2} = 1,13 \text{ pu}$$

FEM du réseau $E_{*r} = 1 \text{ pu}$

III.3.1.1. Courant de court-circuit sur le point K_1 (sortie de l'alternateur $U = 15.75 \text{ KV}$)



Schémas de calcul simplifiés



Le courant de court-circuit sur le point K_1 est la contribution des deux courants qui sont :

I_{ccE1} et I_{ccA1} .

$$X_{*1} = X_{*A2} + X_{*T2} = 0,5 + 0,696 = 1,196$$

$$X_{*2} = X_{*1} // X_{*r} = \frac{X_{*1} \cdot X_{*r}}{X_{*1} + X_{*r}} = \frac{1,196 \cdot 0,152}{1,196 + 0,152} = \frac{0,181}{1,348} = 0,134 \text{ pu}$$

$$X_{*3} = X_{*2} + X_{*T1} = 0,134 + 0,5 = 0,634$$

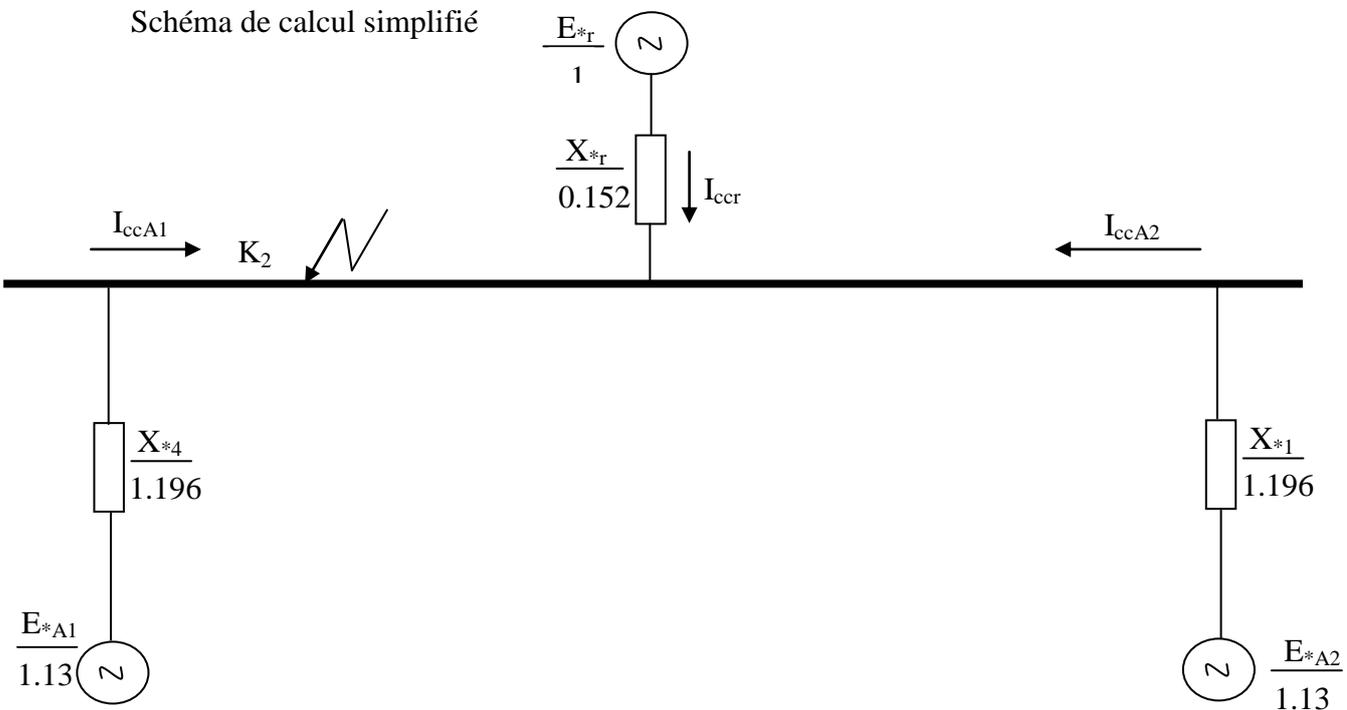
$$E_{*1} = \frac{\left[\frac{E_{*A2} + E_{*r}}{X_{*1} + X_{*r}} \right]}{\left[\frac{1}{X_{*1}} + \frac{1}{X_{*r}} \right]} = \frac{\left[\frac{1,13 + 1}{1,196 + 0,152} \right]}{\left[\frac{1}{1,196} + \frac{1}{0,152} \right]} = 1,014 \text{ pu}$$

D'où :

$$I_{cc3\phi}^{k1} = \left[\frac{E_{*A1}}{X_{*A1}} + \frac{E_{*1}}{X_{*3}} \right] [I_{bk1}] = \left[\frac{1,13}{0,696} + \frac{1,014}{0,634} \right] [36,657] = 118,143 \text{ KA}$$

III.3.1.2. Courant de court-circuit sur le point K_2 (Jeux de barre 220 KV)

Schéma de calcul simplifié



Le courant de court-circuit sur le point K_2 est la contribution des trois courants, qui sont :

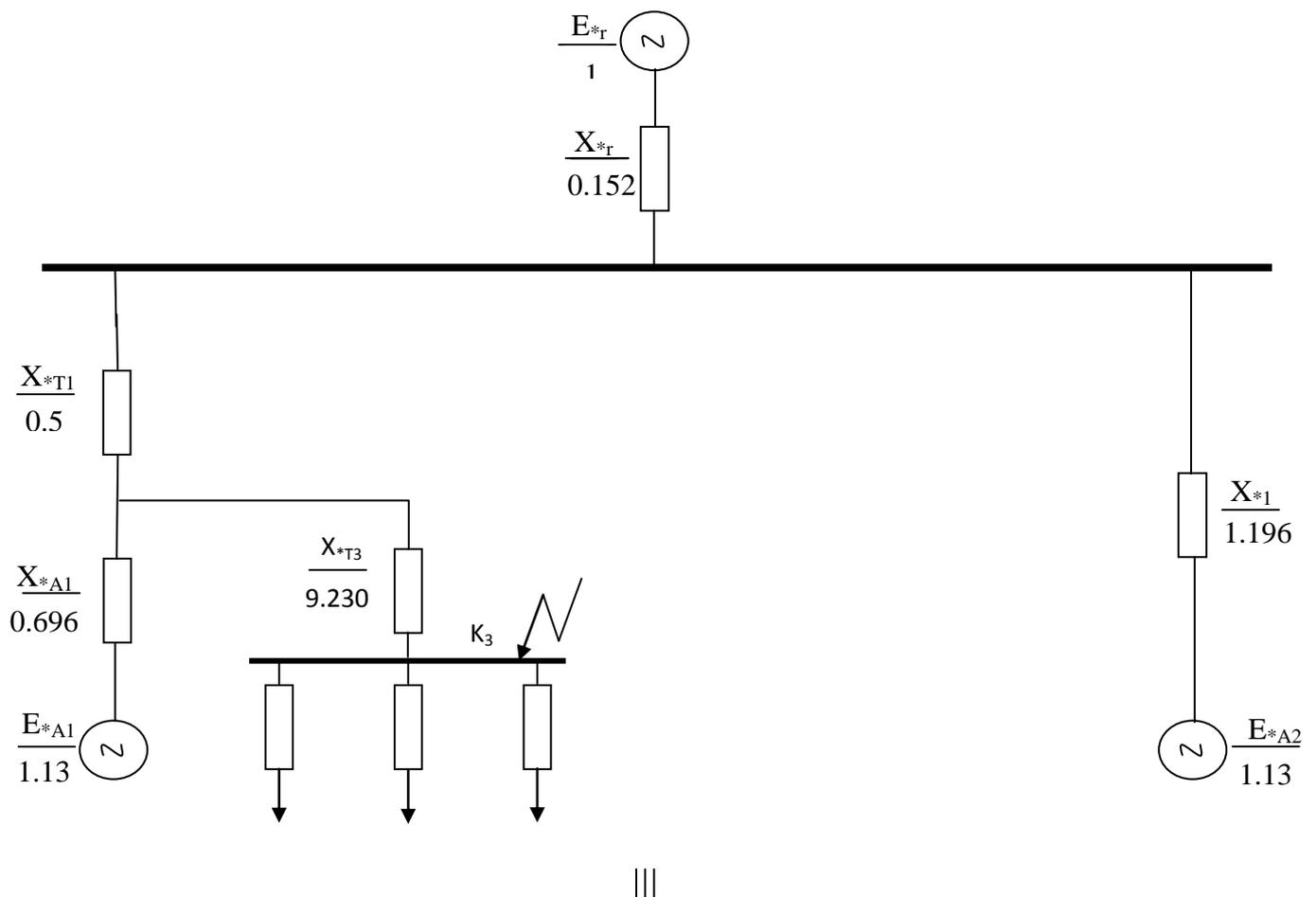
I_{ccA1} , I_{ccA2} , et I_{ccr}

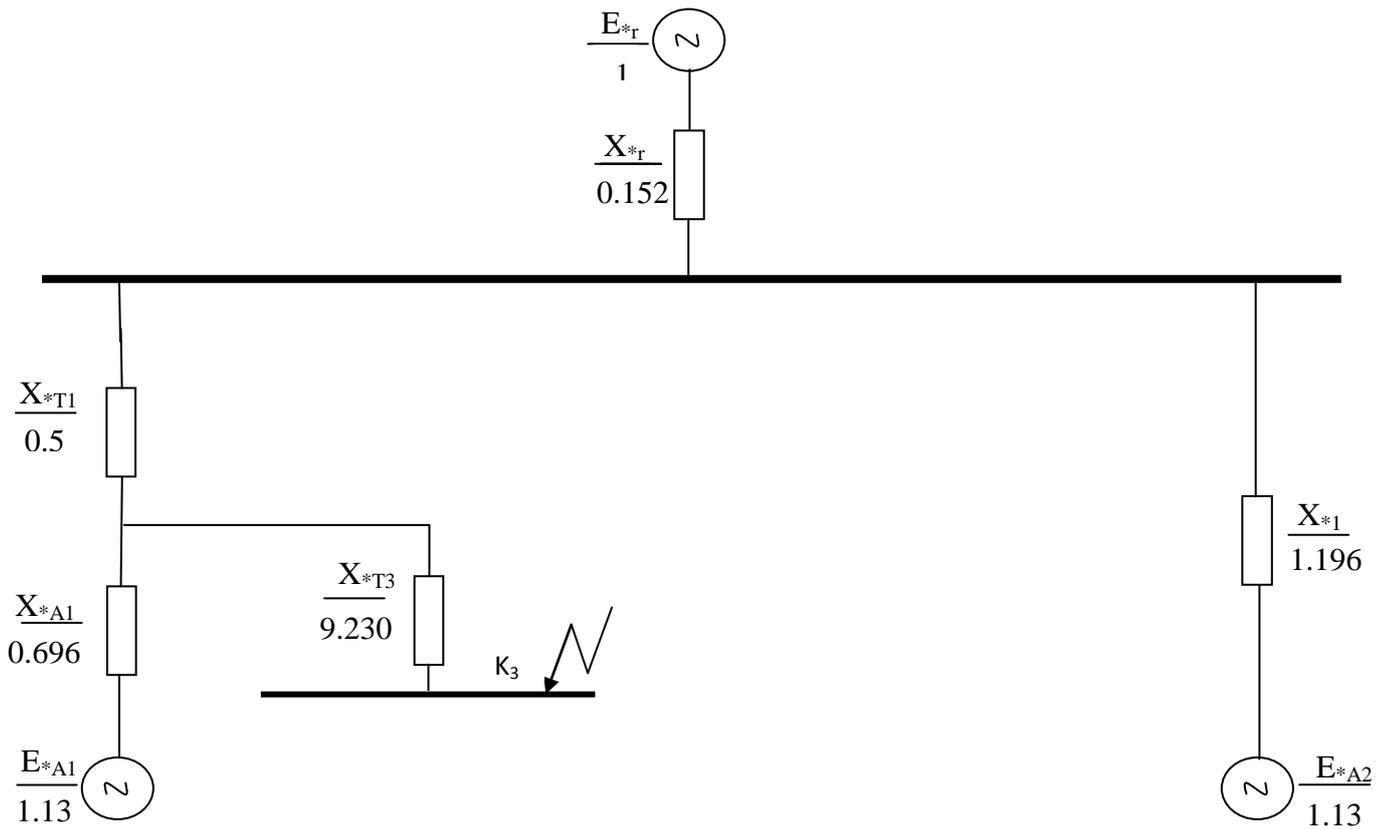
$$X_{*4} = X_{*1} = 1,196 \text{ pu}$$

$$D'o\grave{u} : I_{cc3\phi}^{k_2} = \left[\frac{E_{*A1}}{X_{*A4}} + \frac{E_{*A2}}{X_{*1}} + \frac{E_{*r}}{X_{*r}} \right] [I_{bk2}] = \left[\frac{1,13}{1,196} + \frac{1,13}{1,196} + \frac{1}{0,152} \right] [2,51] = 21,256 \text{ KA}$$

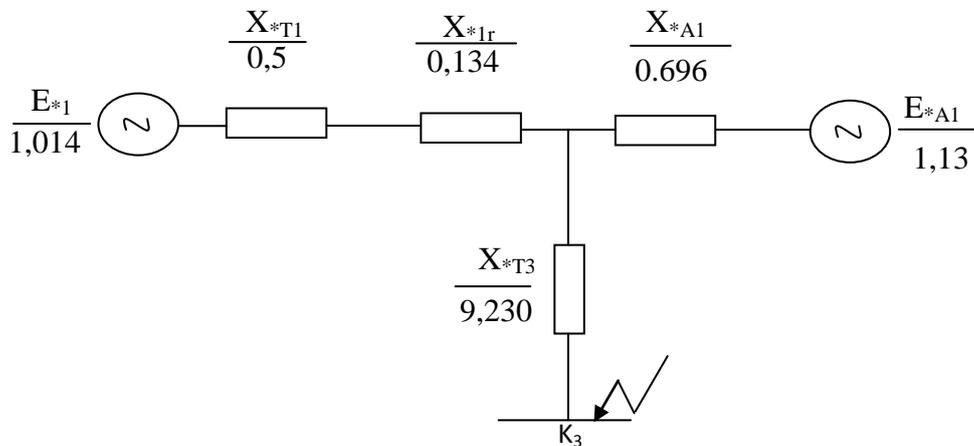
III.3.1.3. Courant de court-circuit sur le point K_3 (Jeux de barre 6 KV)

Schéma de calcul simplifié

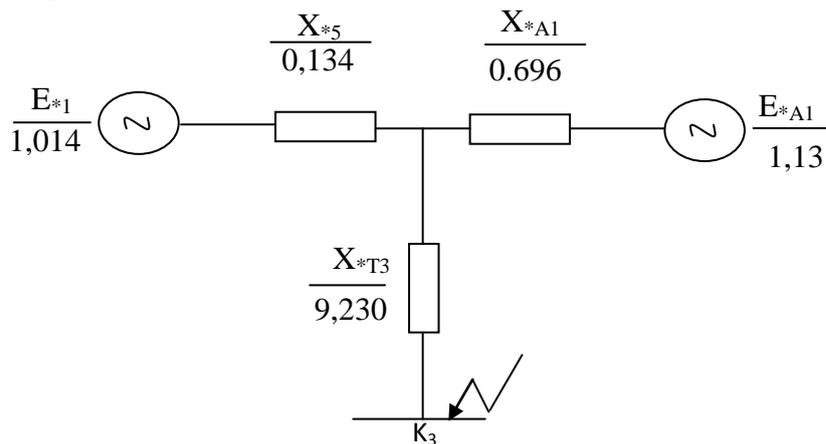




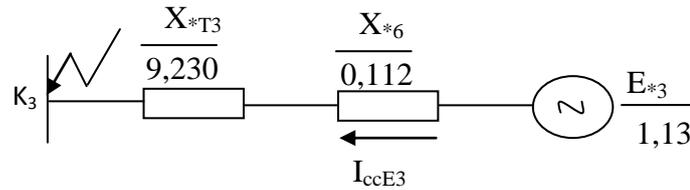
|||



$$X_{*1r} = X_{*1} // X_{*r} = \frac{X_{*1} \cdot X_{*r}}{X_{*1} + X_{*r}} = \frac{1,196 \cdot 0,152}{1,196 + 0,152} = 0,134$$



$$X_{*5} = X_{*T1} + X_{*1r} = 0,5 + 0,134 = 0,634 \text{ pu}$$



Le courant de court-circuit sur le point K_3 est la contribution du courant I_{ccE3}

$$E_{*6} = X_{*5} // X_{*A1} = 0,112 \text{ pu}$$

$$E_{*3} = \frac{\frac{E_{*A1}}{X_{*A1}} + \frac{E_{*1}}{X_{*5}}}{\frac{1}{X_{*A1}} + \frac{1}{X_{*5}}} = \frac{\frac{1,13}{0,696} + \frac{1,014}{0,134}}{\frac{1}{0,696} + \frac{1}{0,134}} = 1,032 \text{ pu}$$

D'où :

$$I_{cc3\emptyset}^{k3} = \frac{E_{*3}}{X_{*T3} + X_{*6}} \cdot I_{bk3} = \frac{1,032}{9,230 + 0,112} \cdot 96,22 = 10,629 \text{ KA}$$

III.3.2. Calcul des courants de court-circuit asymétriques

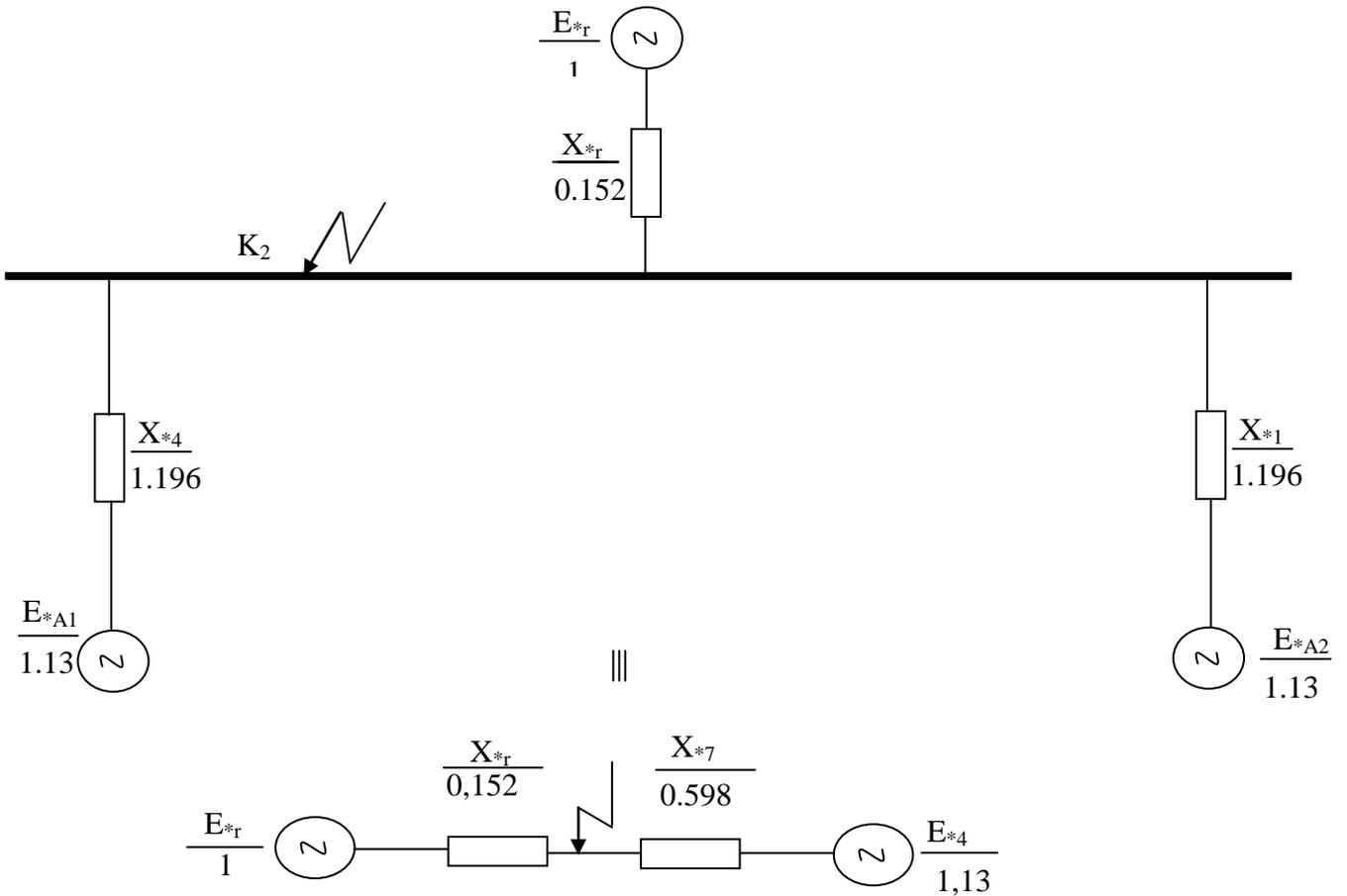
On procédera seulement au calcul du courant de court-circuit monophasé, car il est le seul courant qui peut prendre des valeurs considérables par rapport aux autres courants de court-circuit. D'après le schéma électrique de la centrale, le seul point sur lequel peut se produire un court-circuit asymétrique monophasé, est le point K_2 car le transformateur alimentant le jeu de barre de tension 225 KV, est le seul qui est mis à la terre.

III.3.2.1. Calcul du courant de court-circuit monophasé sur le point k_2 (jeu de barre

220 KV)

La composante directe

Le schéma de la composante directe étant le même que celui pour le calcul du courant de court-circuit triphasé, ce qui donne le schéma de calcul équivalent suivant :



$$X_{*7} = X_{*4} // X_{*1} = \frac{1,196}{2} = 0,598 \text{ pu}$$

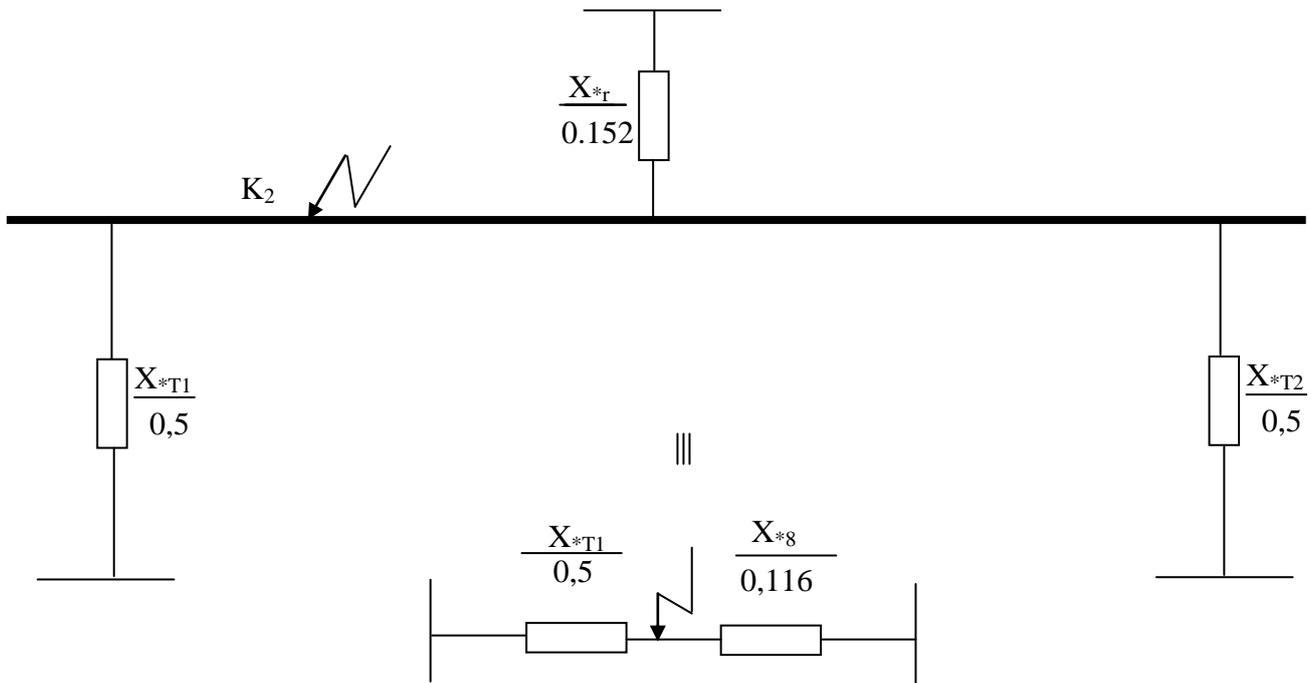
$$E_{*4} = \frac{\frac{E_{*A1}}{X_{*4}} + \frac{E_{*A2}}{X_{*1}}}{\frac{1}{X_{*4}} + \frac{1}{X_{*1}}} = \frac{\frac{1,13}{1,196} + \frac{1,13}{1,196}}{\frac{1}{1,196} + \frac{1}{1,196}} = 1,13 \text{ pu}$$

$$X_{*\Sigma 3\phi}^{k_2} = X_{*\Sigma d}^{k_2} = X_{*r} // X_{*7} = \frac{X_{*r} \cdot X_{*7}}{X_{*r} + X_{*7}} = \frac{0,152 \cdot 0,598}{0,152 + 0,598} = 0,121 \text{ pu}$$

$$E_{*\Sigma d}^{k_2} = \frac{\frac{E_{*r}}{X_{*r}} + \frac{E_{*4}}{X_{*4}}}{\frac{1}{X_{*r}} + \frac{1}{X_{*4}}} = \frac{\frac{1}{0,152} + \frac{1,13}{0,598}}{\frac{1}{0,152} + \frac{1}{0,598}} = 1,026 \text{ pu}$$

La composante homopolaire :

Le schéma de calcul



$$X_{*8} = X_{*r} // X_{*T2} = \frac{0,152 \cdot 0,5}{0,152 + 0,116} = 0,283 \text{ pu}$$

$$X_{*\Sigma 0}^{k_2} = X_{*T1} + X_{*8} = \frac{0,5 \cdot 0,116}{0,5 + 0,116} = 0,094 \text{ pu}$$

La composante inverse :

En prend $X_i = X_d$ (absence des machines tournantes)

Détermination de la composante directe du courant de court-circuit

$$I_{*d}^{k_2} = \frac{jE_{*d\Sigma}^{k_2}}{jX_{*d\Sigma}^{k_2} + jX_{i\Sigma}^{k_2} + jX_{*\Sigma 0}^{k_2}}$$

AN :

$$I_{*d}^{k_2} = \frac{1,026}{0,121 + 0,121 + 0,094}$$

$$I_{*d}^{k_2} = 3,053 \text{ pu}$$

La valeur efficace de la composante périodique du courant de court-circuit est :

$$I_{\text{monophas } \acute{e}}^{k_2} = 3 \cdot I_{*d}^{k_2} \cdot I_{*b2}^{k_2}$$

AN:

$$I_{\text{monophas } \acute{e}}^{k_2} = 3 \cdot 3,053 \cdot 2,51$$

$$I_{\text{monophas } \acute{e}}^{k_2} = 22,989 \text{ KA}$$

Remarque:

On a $I_{\text{monophas } \acute{e}}^{k_2} > I_{\text{cc } 3\phi}^{k_2}$, les disjoncteurs sur le point k_2 doivent être choisis suivant la valeur de courant de court-circuit monophasé.

CHPITRE IV

DIMENSIONNEMENT DES PROTECTIONS

IV.1. Dispositif de protection :

L'apparition et la propagation d'un défaut dans un réseau électrique, engendre des effets néfastes sur ce dernier. C'est pour cette raison qu'il faut l'éliminer le plus rapidement possible et cela en utilisant des dispositifs de protection. Ces derniers surveillent en permanence l'état électrique des éléments d'un réseau et provoquent leurs mises hors tension, lorsqu'ils sont le siège d'une perturbation indésirable ; court-circuit, défaut d'isolement....

Le dispositif de protection est constitué d'un ensemble d'appareils reliés entre eux de dimensionnement soit rigoureusement bien fait.

Nous allons dans ce qui va suivre définir les différents appareils constituant un dispositif de protection.

IV.1.1. Réducteurs de mesure

La protection de l'alternateur ou du réseau électrique exige une connaissance permanente de grandeurs électriques fondamentales telles que le courant, et la tension, et pour des raisons techniques, économiques et de sécurité ces grandeurs ne peuvent être obtenues directement en haute tension. Il est nécessaire d'utiliser des dispositifs intermédiaires dénommés réducteurs de mesure ou capteurs.

IV.1.1.1. Les capteurs de courants

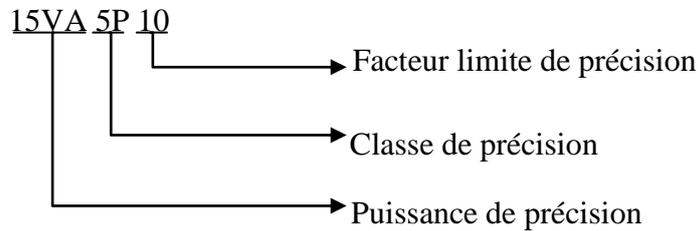
- **Les transformateurs de courant ferromagnétiques [13]**

Ce capteur comporte deux circuits électriques, un primaire, un secondaire, et un circuit magnétique. Il délivre un signal secondaire de même nature que la grandeur primaire à mesurer, c'est une source de courant.

Bien qu'il ne soit pas linéaire et que sa plage d'utilisation soit limitée par les phénomènes de saturation magnétique, il est aujourd'hui le type de capteur le plus employé en HTA et HTB.

La caractéristique la plus importante d'un transformateur de courant est donc son rapport de transformation, exprimé par exemple sous la forme 400A/1A.

Spécification : En plus de leur rapport de transformation, les TC sont caractérisés par leur puissance et leur classe de précision selon le modèle d'écriture décrit par l'exemple suivant :



IV.1.1.2. les transformateurs de tension [14]

La fonction d'un transformateur de tension est de fournir à son secondaire une tension image de celle qui lui est appliquée au primaire.

Les transformateurs de tensions sont caractérisés par :

- La fréquence du réseau
- La tension la plus élevés du réseau
- La puissance de précision
- La classe de précision
- La tension secondaire assignée $100\sqrt{3}$ ou 100 V (selon le mode de raccordement.)
- Le facteur de tension assigné servant à définir les prescriptions d'échauffement.

IV.1.2. Les relais

Les relais de protections sont des dispositifs plus ou moins complexes, décidant d'une action, généralement une ouverture des disjoncteurs. On appelle ces dispositifs relais, parce qu'ils sont un intermédiaire entre une grandeur physique contrôlée et un déclencheur.

IV.1.2.1 Construction d'un relais

➤ Relais électromécaniques

Ce type de relais est composé principalement d'un électroaimant, qui lorsqu'il est alimenté, transmet une force à un système de commutation électrique qui sont les contacts.

➤ Relais statiques

Le contacteur statique est composé d'un assemblage de semi-conducteurs. Il dispose d'une entrée de commande isolée galvaniquement et de deux ou plusieurs pôles de sortie. Le circuit d'entrée comporte un photocoupleur permettant de garantir une excellente isolation galvanique entre le circuit de commande et le circuit de puissance.

Il remplace de plus en plus les relais électromagnétiques pour les avantages suivants :

- Plus précis.
- Plus sensible.
- Rapide.
- Sélectifs.
- Rapidité de démarrage.
- Durée de vie plus longue.
- Faible consommation.
- Moins encombrant.

IV.1.3. Les disjoncteurs

Le disjoncteur est un appareil qui assure la commande et la protection d'un réseau. Il est capable d'établir et de supporter ainsi que d'interrompre les courants de service et les courants de court-circuit.

➤ **Classification des disjoncteurs**

Les disjoncteurs sont classés suivant le mode d'extinction de l'arc électrique qui s'établit lors de leurs fonctionnements.

- **Disjoncteur à l'huile**

Dans ces disjoncteurs, le contact mobile et le contact fixe sont séparés par un milieu diélectrique qui est l'huile. Au cours d'un défaut, le disjoncteur se déclenche et un arc électrique s'établit entre les deux contacts, l'huile sous l'effet de la température se décompose créant des gaz qui montent en pression et augmente la résistance.

- **Disjoncteur pneumatique** : Dans ce type de disjoncteur, l'extinction de l'arc s'effectue par un très puissant jet d'air comprimé. L'écoulement de ce dernier provoque le refroidissement de l'arc ainsi que son extinction.

- **Disjoncteur à l'hexafluorure de soufre SF6**

C'est le type utilisé pour protéger l'alternateur de la centrale HAMMA II.

Ces disjoncteurs ont le même principe que les disjoncteurs à air comprimé à la seule différence que pour ces disjoncteurs, on utilise l'hexafluorure de soufre pour l'extinction de l'arc.

➤ **Caractéristiques des disjoncteurs**

Les disjoncteurs sont caractérisés par différents paramètres résumés comme suit :

- Courant assigné (I_n): c'est le courant maximal permanent que peut supporter le disjoncteur en service normal. Il est déterminé en fonction de l'intensité du courant admissible passant dans la section du conducteur à protéger.
- Tension assignée (U_n): C'est la tension nominale d'utilisation et c'est également la tension à laquelle se rapporte le pouvoir de coupure et de fermeture du disjoncteur. Un disjoncteur peut avoir plusieurs tensions nominales et chacune d'elles correspond à un pouvoir de coupure différent.
- Courant de réglage (I_r): c'est le courant maximal que peut supporter le disjoncteur sans déclenchement.
- Pouvoir de coupure : c'est la plus grande intensité de courant de court-circuit qu'un disjoncteur peut interrompre sans se détériorer et sans mettre en danger l'entourage.
- Pouvoir de limitation : c'est la capacité d'un disjoncteur à ne laisser passer qu'un courant inférieur au courant de court-circuit présumé.

IV.1.4. Sectionneurs

Parmi les constituants classiques d'appareillage de coupure, seuls les sectionneurs échappent à la contrainte d'avoir à dominer un arc de coupure ou de fermeture. Ils sont en effet prévus pour ouvrir ou fermer les circuits lorsque ces derniers ne sont parcourus par aucun courant.

Ce sont, avant tout, des organes de sécurité chargés d'isoler, par rapport au reste du réseau, un ensemble de circuit, un appareil, une section de ligne ou de câble, afin de permettre aux personnels d'exploitation d'y accéder sans danger.

IV.1.4.1. Caractéristiques assignées des sectionneurs

- Tension assignée (tension nominale U_n)
- Fréquence assignée
- Courant assigné en service continu (courant nominal I_n)
- Courant de tenu thermique
- Courant de tenu dynamique

IV.1.5. Sélectivité [15]

Les protections constituent entre elles un ensemble cohérent dépendant de la structure du réseau et de son régime de neutre. Elles doivent donc être sous l'angle d'un système reposant sur le principe de sélectivité qui consiste à isoler le plus rapidement possible la partie du réseau affecté par un défaut et uniquement cette partie, en laissant sous tension toutes les autres parties saines du réseau.

Différents moyens peuvent être mis en œuvre pour assurer une bonne sélectivité dans la protection d'un réseau électrique :

IV.1.5.1. Sélectivité chronométrique par le temps

Son principe est consisté à donner des temporisations différentes aux protections à maximum de courant échelonnés le long du réseau.

Ces temporisations sont d'autant plus longues que le relais est plus proche de la source.

Avantages

- Il assure son propre secours (si une protection D est défaillante une protection C est activée un temps plus tard).
- Il est simple

Inconvénients

Lorsque le nombre de relais en cascade est grand, du fait que la protection située le plus amont à la temporisation la plus longue, on aboutit à un temps d'élimination de défaut prohibitif et incompatible avec la tenue des matériels au courant de court-circuit.

IV.1.5.2. Sélectivité ampérométrique

Son principe est basé sur le fait que dans un réseau, le courant de défaut est d'autant plus faible que le défaut est plus éloigné de la source.

Mode de fonctionnement

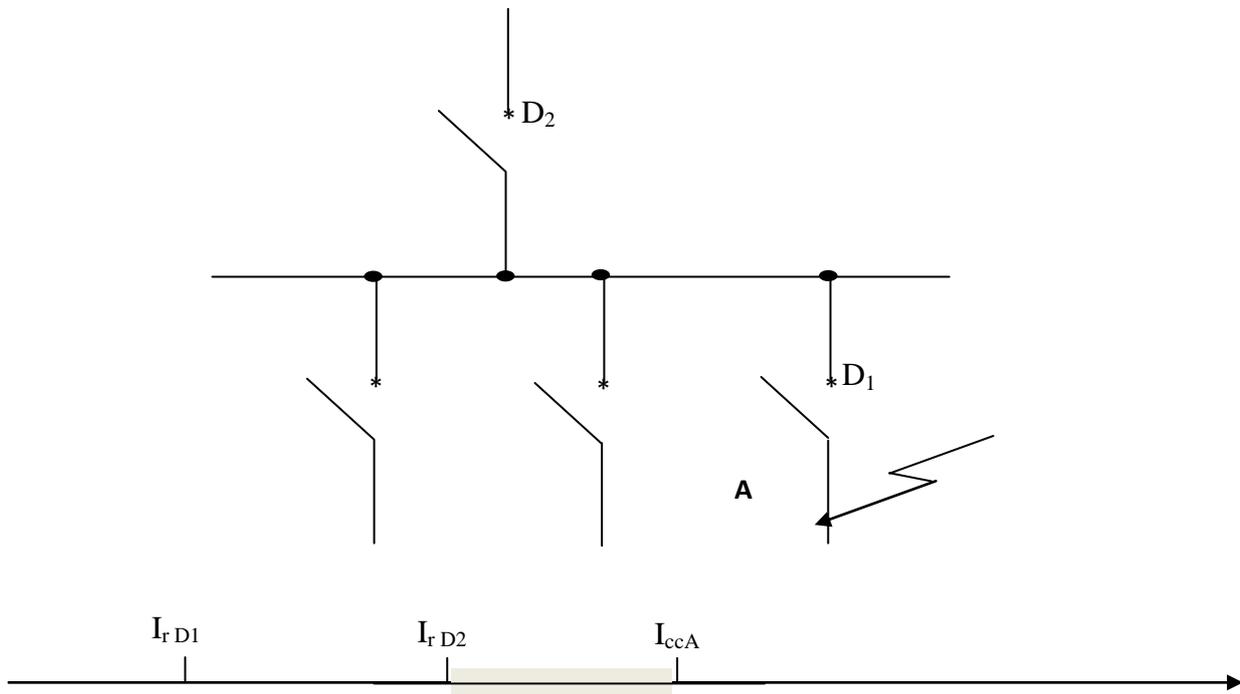


Figure IV.1 : sélectivité ampérométrique.

On désigne :

I_r : la valeur de réglage du courant de déclenchement instantané.

I_{ccA} : la valeur maximale de courant de court-circuit pouvant s'établir au point A

On sait que $I_{rD2} > I_{rD1}$

Et sachant que le déclenchement ne se fait que pour un courant de court-circuit $> I_r$ on peut définir une sélectivité totale : si $I_{rD2} > I_{ccA} > I_{rD1}$

Sélectivité partielle si $I_{ccA} > I_{rD1}$

On peut dire que le fonctionnement n'est sélectif que pour un courant de défaut $< I_{rD2}$.

Sélectivité assurée si :

$I_{rD1} < \text{courant de défaut} < I_{rD2}$

Sélectivité non assurée si :

$I_{rD2} < \text{courant de défaut} < I_{ccA}$

Avantage

Ce type de sélectivité à l'avantage de ne pas présenter une temporisation aussi importante pour les protections les plus en amont.

Inconvénients :

L'inconvénient de ce mode de sélectivité est que pour tout défaut se produisant entre D1 et D2, et dont la valeur du courant de court-circuit est inférieur au réglage de D2, aucune protection ne sera sollicitée.

IV.1.5.3 : Sélectivité logique :

Lorsqu'un défaut se produit dans un réseau en antenne, le courant de défaut parcourt le circuit situé entre la source et le point de défaut, les protections situées en amont du défaut sont sollicitées contrairement à celle situées en aval.

Chaque protection sollicitée par un défaut envoie un ordre d'attente logique à l'étage amont (ordre d'augmentation de la temporisation propre du relais amont) et un ordre de déclenchement à son disjoncteur associé, sauf si elle a reçu un ordre d'attente.

Mode de fonctionnement :

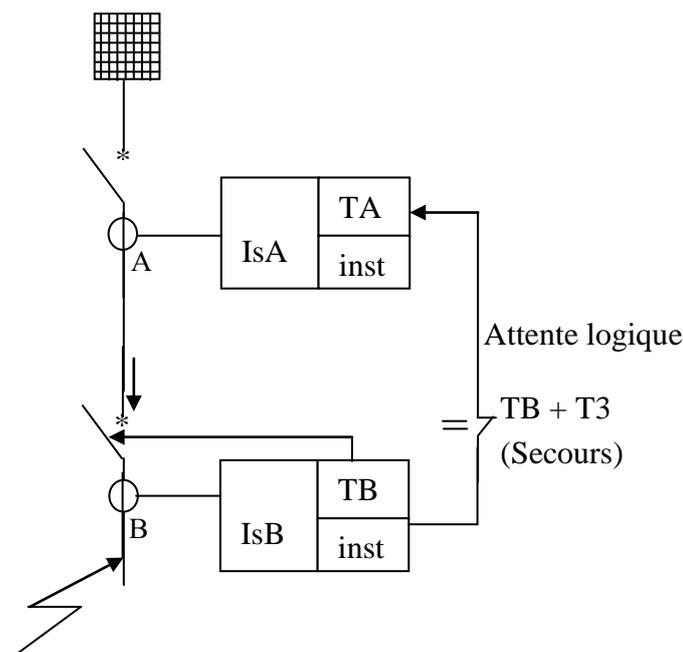


Figure .IV.2.: Sélectivité logique

Considérons la figure ci-dessus :

A l'apparition d'un défaut à aval de B, la protection en B bloc la protection en A, seule la protection B provoque le déclenchement après un temps T_B , si tout fois elle n'a pas reçu un ordre d'attente.

La protection A reçoit un ordre d'attente d'une durée limitée T_B+T_3 , avec T_3 le temps de coupure du disjoncteur ainsi dans le cas de non déclenchement du disjoncteur en B la protection A provoque le déclenchement après un temps T_B+T_3 .

Si le défaut apparait entre A et B, la protection A provoque le déclenchement après un temps T_A .

Avantage :

On voit bien que, contrairement à la sélectivité chronométrique, le temps de déclenchement est indépendant de la position du défaut dans la cascade de sélectivité, et du nombre de protection en cascade.

On peut aussi voire que ce système intègre un secours, c'est-à-dire dans le cas de défaillance d'un disjoncteur ou de protection, la protection située en amont assure le déclenchement.

Inconvénient :

La transmission des différents signaux logiques nécessite l'installation de filerie supplémentaire ce qui devient une forte contrainte lorsque les protections sont éloignées.

IV.2. Dimensionnement des disjoncteurs

IV.2.1. Le disjoncteur situé juste après l'alternateur (point K_1)

Paramètres déterminés	Paramètres du disjoncteur	Condition de choix
$U_{max} = 15,75 \text{ KV}$	$U_{nom} = 17,5 \text{ KV}$	$U_{max} < U_{nom}$ (vérifié)
$I_{max} = 9897,43 \text{ A}$	$I_{nom} = 10000 \text{ A}$	$I_{max} < I_{nom}$ (vérifié)
$I_{cc3\phi} = 118,13 \text{ KA}$	$I_{pdc} = 100 \text{ KA}$	$I_{pdc} < I_{cc3\phi}$ (non vérifié) voir remarque

$$\text{Tel que : } S = \sqrt{3} U I_{max} \text{ d'où } I_{max} = \frac{S}{\sqrt{3} U}$$

Remarque : Le pouvoir de coupure du disjoncteur est inférieur au courant de court-circuit déterminé sur le point K_1 , pour ce là nous avons une solution à proposer, qui consiste à mettre un disjoncteur en parallèle, chose qui peut revenir un peu chère sur le plan économique mais, c'est la seule solution qu'on peut proposer.

IV.2.2. Description générale d'une cellule disjoncteur combiné type FKG

L'appareillage de la centrale à coupure SF_6 présente des solutions adaptées aux différentes contraintes d'exploitation du réseau.

Le disjoncteur combiné de générateur à SF_6 type FKG accouplé à un sectionneur de barre de type SKG est un appareil tripolaire sous enveloppe métallique fixé sur un châssis commun aux pôles et à l'armoire de commande de l'ensemble cellule.

Les éléments décrits ci-après peuvent tous composer une cellule disjoncteur.

Composition de la cellule disjoncteur :

1. Les pôles (00.10)
2. Le châssis (00.20)
3. L'armoire de commande (00.30)

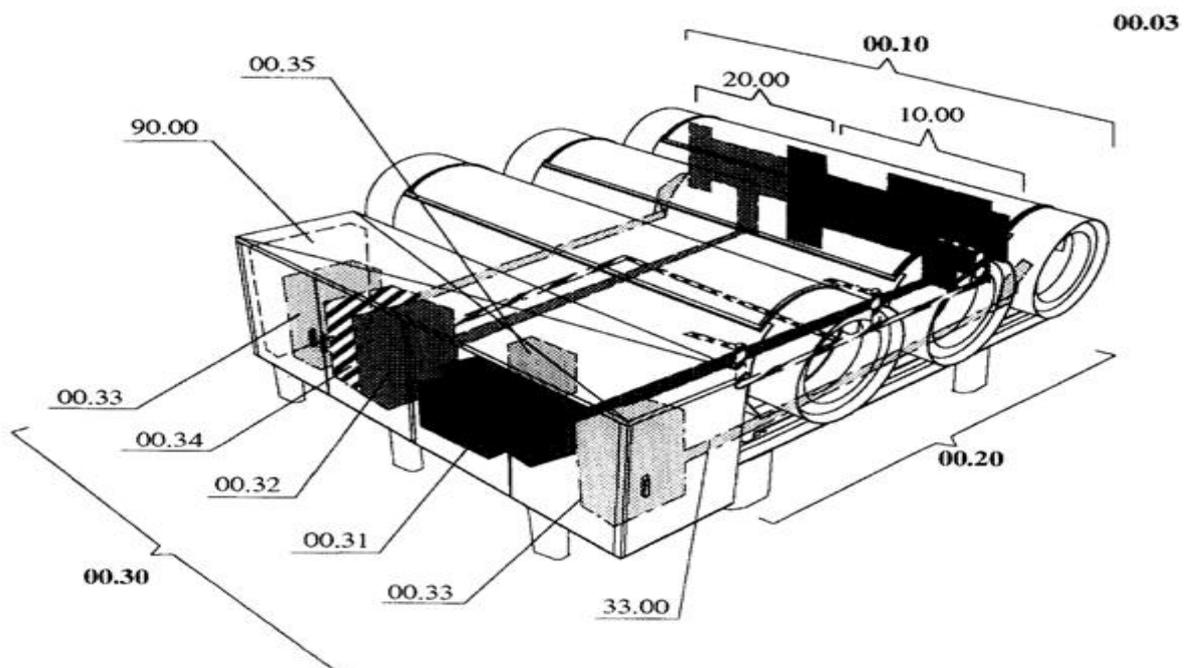


Fig. IV.3. cellule disjoncteur combiné

IV.2.3. Description des sous-ensembles constituant une cellule du disjoncteur combiné

3.1. Les pôles (00.10)

3.1.1. La gaine

Chaque gaine (73.10) est constituée d'une enveloppe en alliage d'aluminium à la pression du jeu de barre (atmosphérique ou surpression). Des soufflets relient la plaque support à la gaine et permettent le passage des isolateurs support, de l'arbre de manœuvre du disjoncteur, du sectionneur de barres, ainsi que les commandes de sectionneur de démarrage, et de sectionneur de terre (si applicable), tout en gardant l'étanchéité de la gaine.

Des hublots (77.00 et 78.00) situés de part et d'autre de la gaine permettent de s'assurer de la position des contacts du sectionneur de barres et du sectionneur de terre. Un hublot (79.00) situé sur le dessus du bossage de la gaine pour le sectionneur de démarrage (si applicable), permet de s'assurer de la position du contact.

Un capot (76.10) sur le dessus de la gaine permet l'accessibilité à la partie active du disjoncteur. Pour l'extérieur, dans certain cas le capot reçoit un part soleil, limitant l'échauffement de l'appareil.

3.1.2. La partie active du disjoncteur combiné (10.00+20.00)

Elle se compose :

- . d'une partie disjoncteur sous pression SF₆ disposée horizontalement et montée sur deux isolateurs support verticaux, comprenant la partie fixe et la partie mobile.

La chambre de coupure et les isolateurs support constituent un seul volume de SF₆

- . d'une partie sectionneur de barre dont la partie contact mobile est dans le prolongement du carter disjoncteur et la partie contact fixe montée sur un isolateur.

3.1.3. Le sectionneur de terre (30.00)

Selon le schéma client, on peut avoir 0,1 ou 2 sectionneurs de terre.

3.1.4. Le sectionneur de démarrage

Selon le schéma client, on peut avoir un sectionneur de démarrage.

3.2. Le châssis (00.20)

Le châssis sert de plate-forme support sur lequel sont assemblés les pôles ainsi que l'armoire de commande. Il est généralement équipé de pieds support ou dans certains cas il peut être directement monté sur un bâti après étude spécifique d'accessibilité.

3.3. L'armoire de commande (00.30)

Elle regroupe :

- L'ensemble hydraulique de manœuvre du disjoncteur (00.31)
- l'ensemble commande de manœuvre (00.32) pour le sectionneur de barre.
- L'ensemble commande de manœuvre (00.33) pour le sectionneur de terre.
- L'ensemble commande de manœuvre (00.34) pour le sectionneur de démarrage.
- La partie électrique de contrôle-commande (90.00).
- Un synoptique situé en face avant de l'armoire.

IV.2.4. Description de quelques éléments du disjoncteur combiné

4.1 Partie disjoncteur (10.00)

4.1.1 Chambre de coupure

Montée horizontalement, elle est du type thermique et auto-pneumatique à double soufflage. Le milieu extincteur de l'arc est du SF₆ sous basse pression.

La chambre a été conçue dans le souci d'accroître l'endurance mécanique et électrique de la partie active et de profiter des avantages de la faible usure des contacts soumis à l'arc dans le SF₆. La chambre de coupure est composée de deux parties :

➤ **La partie fixe (11.00) comprenant :**

- Le carter (11.11), et le porte contact fixe (11.13)
- Le contact permanent (11.20) équipé de la tulipe de contact (11.21)
- Le contact fixe (11.30), et sa tige de contact (11.31).

➤ **La partie mobile (12.00) comprenant :**

- Le carter (12.11), les prises de courant (12.12), le porte contact mobile (12.13).
- Le contact mobile (12.20), avec le tube de contact (12.21).

-Le dispositif de soufflage équipé de la buse, du guide porte clapet avant, et le clapet arrière

-Le tamis moléculaire.

Un isolateur (13.10) sépare ces 2 parties, en assurant, l'isolement entre entrée et sortie du disjoncteur. Les prises de courant (12.12 et 21.21) situées dans le prolongement des carters permettent le raccordement au jeu de barres.

4.1.2. Isolateurs support (13.30)

Montés verticalement sur chaque carter de la chambre de coupure, ils assurent l'isolement à la masse du disjoncteur. Coté partie mobile du disjoncteur l'isolateur renferme l'arbre tournant qui permet le déplacement du contact mobile (12.20). Le mouvement est transmis par un système de tringlerie et bielles, commandé par le vérin hydraulique (41.00) situé dans l'armoire de commande.

Coté partie fixe, à la base de l'isolateur se situe le dispositif de liaison SF₆, ainsi que le disque de rupture.

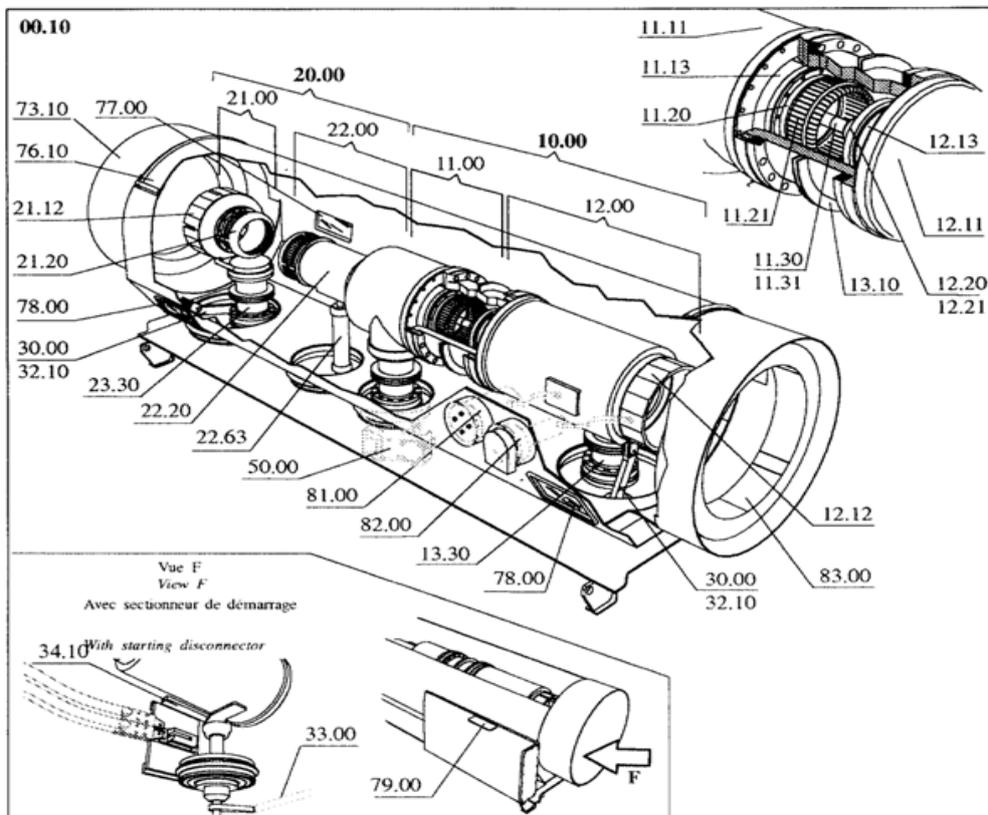


Fig. IV.4. quelques éléments du disjoncteur combiné

4.1.3. Surveillance SF6 (50.00)

Chaque cellule disjoncteur combiné comporte un bloc de contrôle SF6 fixé sous l'isolateur support coté contact fixe du 1^{er} pole (coté armoire).

Chaque pole est relié à ce bloc par l'intermédiaire d'une tuyauterie SF6. Le bloc de contrôle comprend le densimètre de surveillance de la masse volumique de SF6, ainsi qu'une vanne qui permet de l'isoler. Une tuyauterie relie le bloc de contrôle SF₆ au dispositif de remplissage situé dans l'armoire de commande et permet d'avoir une seule enceinte de gaz SF₆.

IV.2.5 Le disjoncteur situé sur le jeu de barre 225 KV (point K₂)

Paramètres déterminés	Paramètres du disjoncteur	Condition de choix
$U_{\max} = 225 \text{ KV}$	$U_{\text{nom}} = 245 \text{ KV}$	$U_{\max} < U_{\text{nom}}$ (vérifié)
$I_{\max} = 667,16 \text{ A}$	$I_{\text{nom}} = 3150 \text{ A}$	$I_{\max} < I_{\text{nom}}$ (vérifié)
$I_{\text{cc}1\emptyset} = 22,989 \text{ KA}$	$I_{\text{pdc}} = 40 \text{ KA}$	$I_{\max} < I_{\text{nom}}$ (vérifié)

IV.2.6. Le disjoncteur situé sur le jeu de barre 6 KV (point K₃) :

Paramètres déterminés	Paramètres du disjoncteur	Condition de choix
$U_{\max} = 6 \text{ KV}$	$U_{\text{nom}} = 7,2 \text{ KV}$	$U_{\max} < U_{\text{nom}}$ (vérifié)
$I_{\max} = 595,67 \text{ A}$	$I_{\text{nom}} = 1250 \text{ A}$	$I_{\max} < I_{\text{nom}}$ (vérifié)
$I_{\text{cc}3\emptyset} = 10,629 \text{ KA}$	$I_{\text{pdc}} = 25 \text{ KA}$	$I_{\text{cc}3\emptyset} < I_{\text{pdc}}$ (vérifié)

Conclusion générale

L'énergie électrique, peut être produite par plusieurs techniques et, ce en utilisant une énergie primaire tel que l'énergie potentielle de l'eau, l'énergie thermique issue de la combustion du gaz, l'énergie nucléaire dû à la fission d'un atome, ainsi que les énergies renouvelables, résultant de la vitesse du vent, la lumière du jour....etc.

La production de cette dernière, est une tâche très compliquée, car il fallait la contribution de plusieurs éléments au niveau d'une centrale électrique (compresseur, turbine, réacteur nucléaire, alternateur, transformateur...etc.) et des protections qui peuvent intervenir en cas d'anomalie au cours de fonctionnement normal de tous les éléments de la centrale.

Les protections que nous avons dimensionnées au cours de notre étude se limitent aux protections situées sur les deux jeux de barre de tension 225 KV et 6 KV, ainsi que le disjoncteur principal protégeant l'alternateur de la centrale.

Le courant de court-circuit calculé juste à la sortie de l'alternateur est supérieur au pouvoir de coupure du disjoncteur placé à ce point, ce qui nous a obligé de proposer une solution qui se traduit par l'ajout d'un disjoncteur en parallèle, chose qui peut revenir un peu chère sur le plan économique.

Ce projet de fin d'étude fut pour nous l'occasion d'étendre nos connaissances et constitue un complément à notre formation, espérons être un outil ou un guide pour ceux qui auront à le consulter.

Bibliographie

[1] Jean-Claude Sabonnadière et Nouridine Hadjsaid, Lignes et réseaux électriques 1, Edition Lavoisier 2007

[2] Michel PLUVIOSE, Conversion d'énergie par turbomachines, Edition Ellips 2005

[3] Théodore WILDI et Gilbert SYBILLE, ELECTROTECHNIQUE, Edition De Boeck 2005

[4] D. Bauer et R. Bourgeois et M. Jakubowicz, mémotech(science de l'ingénieur), Edition Casteilla 2003

[5] www.wikipédia.com

[6] document internet

[7] cours 5^{ème} année Tec 428(production d'énergie) de T.OTMANE-CHERIF

[8] manuel de formation de la centrale HAMMA II

[9] PATRICK LAGONOTTE {Installation électrique} Edition HERMES. Année 2000

[10] A. CHIBAH {Etude de la protection du réseau moyenne tension de l'ENEL}

Projet de fin d'études. Université de TIZIOUZOU, année 2008

[11] MICHEL LAMI. {Protection et surveillance des réseaux de transport d'énergie électrique} volume 1, année 2003, document interne EDF.

[12] cours 4^{ème} année Tec 425(Réseau électrique) de MUFIDZADA

[13] cahier technique Schneider électrique 194 {transformateur de courant : comment les spécifier}

[14] Guide de protection Schneider électrique {protection des réseaux électrique Guide de protection}

[15] cahier technique Schneider électrique 2 {Protection des réseaux électrique par le système de sélectivité logique}