

الجمهورية الديمقراطية الشعبية الجزائرية

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur
et de la Recherche Scientifique
Ecole Supérieure des Sciences Appliquées
d'Alger



وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
المدرسة العليا في العلوم التطبيقية بالجزائر

Département du second cycle

Mémoire de Fin d'Etudes

En vue de l'obtention du diplôme de MASTER

Filière : Electrotechnique

Spécialité : Traction électrique

Thème :

État de l'art sur les centrales hydroélectriques et la
conception des machines électriques en particulier
(générateurs)

Présenté par : **SAIM Sami**

Encadré par : **BENKRAOUDA Souleyman**
Co-encadré par : **DJELLOUL KHEDDA**
Zakarya

Soutenu le : 28/06/2022

Devant le jury composé de :

Président :	Dr TEFFAHI Abdelkader	ESSA Alger
Examineur :	Dr GUELLAL Amar	ESSA Alger
Encadreur :	Dr BENKRAOUDA Souleyman	ESSA Alger
Co-Encadreur :	Dr DJELLOUL KHEDDA Zakarya	SONELGAZ

Monôme N° : 04/Master /TR/ 2022

ملخص :

الهدف من هذا العمل هو تقديم محطات الطاقة الكهرومائية والإجراء الذي يجب إتباعه لتصميم مولد التيار المتردد الخاص بهم. أولاً ، عرفنا الطاقة الكهرومائية ، وقدمنا محطات الطاقة وأنواعها المختلفة ، ووصفنا العناصر الرئيسية التي تتكون منها وكيف تعمل. ثم يتم وصف الآلة المتزامنة وتحديدها جيداً من أجل فهم تشغيل المولد بشكل كامل. أخيراً ، تم تقديم منهجية تصميم تعتمد على نموذج تحليلي.

Abstract :

The objective of this work is to present the hydroelectric power plants and the procedure to be followed for the design of their alternator. First we defined hydroelectricity, presented the power plants and their different types, described the main elements that make them up and how they work. Then the synchronous machine is described and well defined in order to fully understand the operation of the alternator. Finally, a design methodology based on an analytical model is presented.

Résumé :

L'objectif de ce travail est de présenter les centrales hydroélectrique et la procédure à suivre pour la conception de leur alternateur. Dans un premier temps nous avons définie l'hydroélectricité, présenter les centrales électriques et leurs différents types, décrit les éléments principaux qui les composent et leur fonctionnement. Ensuite la machine synchrone est décrite et bien définie afin de bien comprendre le fonctionnement de l'alternateur. Enfin une méthodologie de conception basée sur un modèle analytique est présentée.

Dédicaces

Je dédie ce mémoire à tous ceux qui ont cru en moi et qui m'ont beaucoup aidé lors de mon parcours. A ceux qui ont donné de leurs temps et effort pour ma réussite.

A mes parents.

A mon frère et ma sœur.

A mes amis.

Remerciements

Avant tout développement, il apparaît opportun de commencer ce mémoire par des remerciements.

Donc je tiens à remercier mon encadrant Monsieur Souleyman BENKRAOUDA pour toute l'aide qu'il m'a apporté, tout le temps qu'il m'a consacré et tout l'effort qu'il a fourni afin que je puisse accomplir mon travail sous les meilleures conditions possibles.

Ensuite je tiens à remercier mon autre encadrant Monsieur Zakarya DJELLOUL KHEDDA qui, avec ses connaissances et expériences, m'a beaucoup appris et m'a apporté les connaissances nécessaires pour pouvoir accomplir mon travail.

Aussi je remercie les membres du jury, Dr. Amar GUELLAL et Dr. Abdelkader TEFFAHI.

Enfin, je tiens également à remercier toutes les personnes qui ont participé de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Sommaire

1.1	Introduction	1
1.2	Hydroélectricité	1
1.3	Fonctionnement de la centrale hydroélectrique	2
1.4	Classification des centrales hydroélectriques	3
1.4.1	Type d'aménagement	3
1.4.2	Type de centrale en fonction de la puissance	5
1.5	Principaux éléments d'un groupe de production hydraulique	6
1.5.1	Turbine.....	6
1.5.2	Alternateur	8
1.5.3	Vanne de pied	8
1.5.4	Transformateur.....	9
1.6	La Machine Synchrone	9
1.6.1	Définition.....	9
1.6.2	Historique	9
1.6.3	Aspects générale de la machine synchrone	10
1.6.4	Principes de base	10
1.6.5	Classification des machines synchrones.....	11
1.6.6	Les composants de la machine synchrone	11
1.6.7	Amortisseur.....	14
1.6.8	Circuit d'excitation.....	14
1.6.9	Fonctionnement de l'alternateur	14
1.6.10	Bobinage du stator.....	15
1.6.11	Isolation	19
1.7	Méthodologie de conception de l'alternateur	19
1.7.1	Dimensionnement du circuit magnétique	19
1.7.2	Dimensionnement de la longueur effective du noyau de fer	21
1.7.3	Dimensionnement de l'entrefer.....	21
1.7.4	Dimensionnement du stator	22
1.7.5	Dimensionnement du rotor	24

1.8 Dimensionnement des enroulements	25
1.8.1 Bobinage du stator.....	26
1.8.2 Bobinage du rotor.....	28
1.9 Conclusion.....	32
Bibliographie	33

Liste des figures

Figure 1. 1 Sources de la production mondiale de l'électricité en 2018	2	
Figure 1. 2 Centrale hydraulique [4]	2	
Figure 1. 3 Centrale Rhinau sur le Rhin [22]	4	
Figure 1. 4 Barrage de Voulgans.....	5	
Figure 1. 5 Exemple d'une centrale de lac [22]	5	
Figure 1. 6 Types de turbine [20]	6	
Figure 1. 7 Groupe turbine alternateur à axe vertical.....	8	
Figure 1. 8 Mode générateur	Figure 1. 9 Mode moteur.....	11
Figure 1. 10 Classification des machines synchrones	11	
Figure 1. 11 Alternateur avec rotor à pôles saillants	12	
Figure 1. 12 Composants du rotor à pôles saillants.....	13	
Figure 1. 13 Rotor à pôles lisses	13	
Figure 1. 14 Exemple de caractéristique interne d'un alternateur.....	15	
Figure 1. 15 Bobinage imbriqué à simple couche [12]	16	
Figure 1. 16 Bobinage triphasé à double couche [12]	17	
Figure 1. 17 Bobinage ondulé	18	
Figure 1. 18 Bobinage concentriques	18	
Figure 1. 19 Géométrie de base du stator de la génératrice synchrone	22	
Figure 1. 20 Géométrie de base du rotor de la génératrice synchrone	24	
Figure 1. 21 Circuit de réluctances de la génératrice synchrone.....	28	

Liste des tableaux

Tableau 1. 1 Classification des centrales suivant leur puissance	6
Tableau 1. 2 Variables d'entrée du dimensionnement de la génératrice synchrone à pôles saillants	20
Tableau 1. 3 Coefficient γ pour différents types d'entrefer de la machine synchrone à pôles saillants [16].....	22

Liste des symboles et acronymes

B	Densité de flux ou induction magnétique
B_n	Composante normale de l'induction
B_t	Composante tangentielle de l'induction
B_δ	Induction à l'entrefer
B_d	Induction dans les dents du stator
B_{bs}	Induction dans les becs du stator
B_{cs}	Induction dans la culasse du stator
B_p	Induction dans les pôles du rotor
B_{br}	Induction dans les becs du rotor
B_{cr}	Induction dans la culasse du rotor
d_{bs}	Distance entre deux becs au stator
D	Déplacement électrique
$D(x)$	Distance de rapprochement
D_{er}	Diamètre de fond d'encoches
D_{es}	Diamètre de fond d'encoches
D_{ext}	Diamètre extérieur du stator
D_r	Diamètre du rotor à la périphérie de l'entrefer
D_{int}	Diamètre intérieur du rotor
E	Champ électrique
E_m	Force électromotrice
E_c	Force électromotrice induite dans le conducteur
E_a	Force électromotrice induite dans la phase-a
B_{br}	Épaisseur des becs du rotor
B_{cs}	Épaisseur de la culasse du stator
d_{bs}	Épaisseur des becs du stator

<i>EDP</i>	Équations aux Dérivées Partielles
<i>EF</i>	Éléments Finis
<i>f</i>	Fréquence [Hz]; Fonction objet à optimiser
<i>F_m</i>	Force magnétomotrice
<i>F_t</i>	Force électromagnétique tangentielle
<i>F.é.m</i>	Force électromotrice
<i>H</i>	Champ magnétique
<i>I</i>	Courant électrique
<i>i_a</i>	Courant dans la phase
<i>I_d</i>	Courant d'axe direct
<i>I_q</i>	Courant d'axe de quadrature
<i>I_s</i>	Valeur efficace du courant au stator
<i>J</i>	Densité de courant de charges libres
<i>K_{bs}</i>	Facteur de fermeture des encoches par les becs
<i>K_c</i>	Coefficient de Carter
<i>K_d</i>	Coefficient de distribution
<i>K_{es}</i>	Facteur d'ouverture d'encoches
<i>K_{pr}</i>	Facteur d'ouverture de pôle par pas polaire
<i>K_r</i>	Coefficient de raccourcissement
<i>K_s</i>	Coefficient de foisonnement au stator
<i>K_w</i>	Coefficient de bobinage
<i>L</i>	Inductance propre
<i>m</i>	Nombre de phases de la machine
<i>MEF</i>	Méthodes des Éléments Finis
<i>n</i>	Vecteur unitaire normal; Nombre d'individus dans une population
<i>n_s</i>	Nombre de secteurs de symétrie dans la machine

N	Vitesse de rotation du rotor
OMO	Optimisation multi -objets
p	Nombre de paires de pôles du rotor
P_{fer}	Pertes fer de la machine
P_{jr}	Pertes joule au rotor
P_{js}	Pertes joule au stator
P_a	Puissance mécanique fournie à la machine
PVM	Potentiel Vecteur Magnétique
q_s	Nombre d'encoches par pôle par phase
Q	Nombre d'encoches au stator de la machine
r	Rayon
R_{bob}	Résistance d'une bobine
S	Surface ; Puissance apparente
S_{cu}	Section d'un conducteur
S_{enc}	Section d'une encoche au stator
t	Temps
T	Nombre de tours dans un enroulement
T_a	Couple moteur de la génératrice
T_e	Couple électromagnétique
U	Tension de ligne au stator
U_m	Chute de potentiel magnétique
V_d, V_q	Tension d'axe d et q
X	Espace de décision
Y	Espace des solutions
z_q	Nombre de conducteurs par encoches au stator
α	Coefficient d'exploration

α_r	Coefficient de remplissage au rotor
α_s	Facteur de remplissage d'encoches au stator
α_u	Angle électrique par encoches
β	Facteur d'ouverture des pôles ; Coefficient
Γ	Interface; Contour d'intégration
γ	Coefficient
δ	Épaisseur de l'entrefer
η	Rendement de la machine
θ	Angle entre l'axe direct et l'axe d'une phase
θ_p	Largeur des pôles du rotor
θ_{pas}	Pas d'encoche
θ_{dent}	Largeur angulaire d'une dent
θ_{enco}	Largeur angulaire d'encoche
μ	Espérance réelle
μ_0	Perméabilité du vide
μ_r	Perméabilité relative du milieu
σ	Conductivité du milieu ; variance moyenne
τ_p	Pas polaire
τ_v	Distribution des zones de phases
φ	Angle de déphasage tension-courant
\emptyset	Flux magnétique
ω	Fréquence angulaire
ω_m	Vitesse de rotation du rotor
Ω	Domaine de maillage

1.1 Introduction

L'énergie électrique est indispensable dans notre vie quotidienne. Partout dans le monde, l'électricité a trouvé de nombreuses applications, dans divers domaines de la vie, dans l'industrie, l'agriculture, le transport et les usages domestiques. L'électricité est considérée comme étant une énergie secondaire parce qu'elle provient de sources primaires différentes. En raison des différentes possibilités de conversion, c'est une source d'énergie bien adaptée pour les applications demandées par la consommation. La demande mondiale d'énergie a augmenté à un rythme exponentiel au cours des dernières années. D'une part, la population urbaine a augmenté rapidement tout en exigeant une production d'énergie de plus en plus importante afin de répondre à leurs besoins énergétiques. C'est pour cela que l'énergie électrique doit être exploitée de façon optimale [28].

Les énergies fossiles occupent encore une grande place dans le marché de l'énergie. Ce type d'énergies fossiles produit beaucoup de gaz à effet de serre qui pollue la planète et affectent l'écosystème de manière négative, entraînant une dégradation de l'environnement et un changement climatique [28].

L'énergie hydroélectrique, ou hydroélectricité, est une énergie électrique verte (qui ne pollue pas) et renouvelable qui est issue de la conversion de l'énergie hydraulique en électricité. Elle est la principale énergie renouvelable alternative aux énergies fossiles. Contrairement aux autres énergies renouvelables l'énergie hydraulique est plus souple et plus maniable et surtout elle ne dépend pas des conditions climatiques comme le solaire et l'éolien [5].

L'alternateur est l'élément clés de la production de l'électricité. Il s'agit d'une machine synchrone qui permet de transformer l'énergie mécanique en énergie électrique [12]. Dans ce qui suit on verra une description de la centrale hydroélectrique, ensuite on verra une description détaillée de la machine synchrone, et enfin, on présentera la méthodologie à suivre afin de concevoir un alternateur.

1.2 Hydroélectricité

L'énergie hydroélectrique, ou hydroélectricité, est une énergie électrique renouvelable qui provient de la conversion de l'énergie hydraulique en électricité. L'énergie cinétique du courant d'eau, naturelle ou générée par le dénivelé, est transformée en énergie mécanique par une turbine hydraulique, puis en énergie électrique par un alternateur [4].

L'hydroélectricité constitue la première source renouvelable et la troisième source - toutes filières confondues - de production électrique au monde (16% en 2018) derrière le charbon (38%) et le gaz (23%) [1].

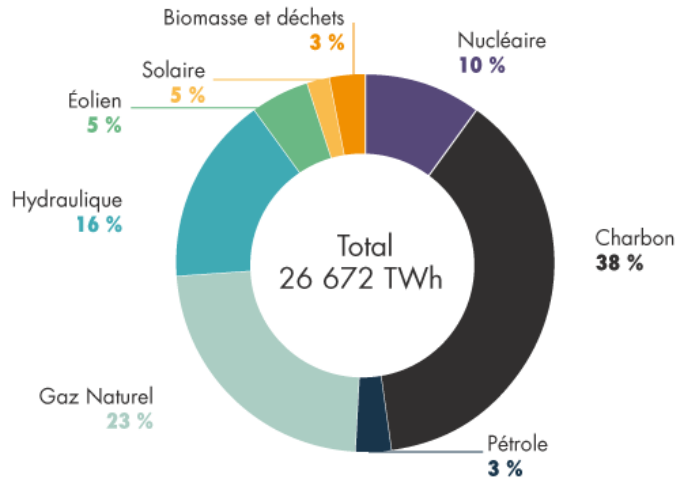


Figure 1.1 Sources de la production mondiale de l'électricité en 2018

1.3 Fonctionnement de la centrale hydroélectrique

La centrale hydroélectrique moderne se compose d'un réservoir, d'un barrage, de conduites forcées, de turbines et de générateurs. Le réservoir stocke le "carburant" et permet de contrôler la quantité d'eau alimentant les turbines. Le réservoir sert aussi de bassin de décantation, les saletés et les débris présents dans l'eau se déposent au fond, loin de la zone d'aspiration [4].

L'eau du réservoir est dirigée vers les turbines par une entrée (barrage d'écluse) et une conduite forcée. Pour s'assurer que l'eau est exempte de solides en suspension, elle passe par un système de filtre d'entrée qui la nettoie davantage, tout cela est fait pour éviter d'endommager les aubes de la turbine. Les systèmes hydrauliques (régulateur, freins, commandes de volets roulants, etc.) fonctionnent ensemble pour ouvrir et fermer les vannes qui permettent à l'eau de couler en aval du bassin [2].

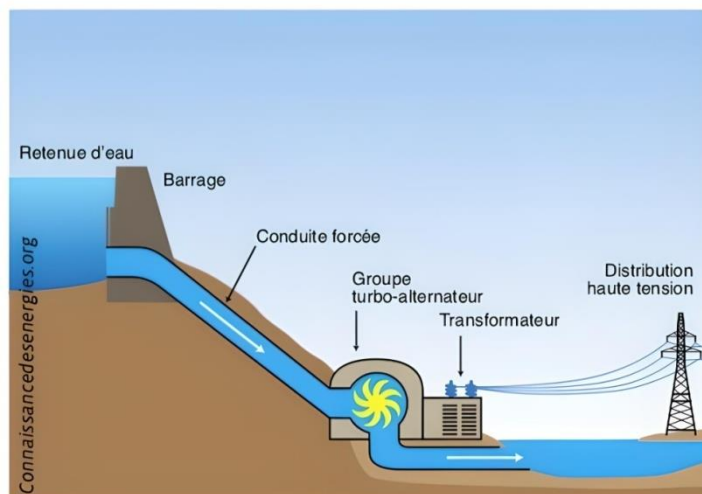


Figure 1.2 Centrale hydraulique [4]

Les trois principaux types de turbines sont *Francis*, *Kaplan* et *Pelton*, du nom de leurs inventeurs. Quel que soit le type de la turbine, elle convertit l'énergie cinétique du mouvement ou de la chute de l'eau en énergie mécanique. La turbine est reliée par l'arbre au rotor d'un alternateur qui convertit l'énergie mécanique en électricité. Pour une efficacité optimale, les turbines sont fabriquées sur mesure pour chaque centrale hydroélectrique [3].

Bien que les concepts de l'hydroélectricité soient simples et directs, l'exploitation est une chose bien différente. Toute centrale hydroélectrique moderne repose sur plusieurs systèmes complexes qui surveillent, contrôlent et améliorent les conditions pour en assurer le bon fonctionnement. Les roulements et les systèmes de lubrification minimisent les frottements et l'usure des pièces. Les filtres retiennent les particules qui peuvent abîmer les aubes de la turbine. De puissants systèmes hydrauliques ouvrent et ferment les robinets-vannes. Les systèmes de refroidissement maintiennent les températures sous contrôle pour éviter la surchauffe et les incendies dans les transformateurs, les câbles, les tableaux de distribution et autres mécanismes électriques et mécaniques [3].

1.4 Classification des centrales hydroélectriques

Les centrales hydroélectriques peuvent être classées suivant leur type d'aménagement ou bien leur puissance.

1.4.1 Type d'aménagement

La centrale est classifiée selon le temps de remplissage de son réservoir. Le temps de remplissage est donné par [5]:

$$t_r = \frac{V_u}{M} \quad (1.1)$$

Où t_r est le temps de remplissage [h], V_u le volume utile [m^3] et M le module moyen (débit égal au débit moyen annuel) [m^3/h].

Donc les centrales hydroélectriques peuvent être classées en trois catégories [5]:

- Centrales au fil de l'eau : $t_r \leq 2h$;
- Centrales d'éclusées : $2h < t_r < 400h$;
- Centrales des lacs : $t_r \geq 400h$.

a) Centrale au fil de l'eau

Les centrales hydroélectriques au fil de l'eau sont des centrales qui utilisent le débit de l'eau pour produire de l'électricité sans utiliser un grand barrage ou un réservoir, c'est leurs grandes différences par rapport aux centrales classiques. Un petit barrage est quand même

utilisé pour s'assurer qu'il y a suffisamment d'eau dans la conduite forcée, et éventuellement un certain stockage (pour une utilisation le jour même). Le système au fil de l'eau utilise principalement le débit naturel de l'eau pour produire de l'électricité (au lieu de la puissance de l'eau tombant sur une grande distance). De ce fait, elles essaient de fonctionner avec très peu d'arrêts pour ne pas perdre l'énergie et produire autant que possible. Ces centrales sont situées dans des zones où il y a peu ou pas de stockage d'eau, comme dans une rivière [6]. La figure 1.3 montre la centrale Rhinau sur le Rhin à la frontière entre la France et l'Allemagne.



Figure 1.3 Centrale Rhinau sur le Rhin [22]

b) Centrale d'écluse

Les usines d'écluse sont caractérisées par une hauteur de chute et une réserve d'eau de moyenne importance. L'eau est généralement stockée dans réservoirs durant la nuit pour alimenter les turbines le jour, aux heures de forte charge. La centrale où est produite l'électricité est le plus souvent située au pied du barrage. Ces centrales sont comparativement plus fiables et leur capacité de production dépend moins du débit d'eau disponible [5]. Dans la Figure 1.4, on voit le barrage de Vouglans avec le lac et la centrale au pied du barrage.



Figure 1.4 Barrage de Voulgans

c) Centrale de lac

L'eau est stockée dans un grand réservoir, soit par un parc naturel, soit par un lac artificiel derrière un barrage, ensuite, elle est dirigée vers la centrale par des galeries d'amenées et des conduites forcées. La figure 1.5 montre entre le barrage et l'usine (centrale). L'avantage de ce type de centrale est qu'il est possible de contrôler le débit de l'eau et de l'utiliser le plus efficacement possible. La plupart des centrales hydroélectriques dans le monde sont de ce type [6].



Figure 1.5Exemple d'une centrale de lac [22]

1.4.2 Type de centrale en fonction de la puissance

Les centrales hydroélectriques sont généralement réparties en fonction de leur taille suivant la puissance qu'elles fournissent comme le montre le tableau 1.1 :

Tableau 1.1 Classification des centrales suivant leur puissance

Micro	1 kW à 100 kW
Mini	100 kW à 1 MW
Petit	1 MW à 10 MW
Moyenne	10 MW à 50 MW
Grande	Plus de 50 MW

Les centrales moyennes et grandes représentent la majeure partie des centrales en service aujourd'hui. Les centrales au fil de l'eau sont petites et fournissent une puissance moins importante que les autres, les centrales d'écluse peuvent être petites, moyennes ou grandes et enfin les centrales de lac sont grandes et fournissent une puissance supérieure à 50 MW [5].

1.5 Principaux éléments d'un groupe de production hydraulique

Les principaux éléments de la centrale hydroélectrique sont montrés dans la figure 1.2. Ainsi on peut voir l'eau du barrage dirigée à la turbine hydraulique par la conduite forcée, et l'énergie potentielle de l'eau stockée en hauteur est transformée en énergie cinétique. La turbine hydraulique convertit l'énergie hydraulique en énergie mécanique et l'alternateur transforme l'énergie mécanique en énergie électrique [3].

Dans ce qui suit, nous présenterons les principaux composants de la centrale hydroélectrique, leur rôle et leur mode de fonctionnement.

1.5.1 Turbine

La turbine est un dispositif rotatif qui convertit partiellement l'énergie interne d'un fluide, liquide (comme l'eau) ou gazeux (vapeur, air, gaz de combustion), en énergie mécanique au moyen d'aubes disposées sur un arbre tournant à grande vitesse [21].

Dans les centrales hydroélectriques il y a trois types de turbines principalement utilisés. Ces turbines sont appelés *Pelton*, *Francis* et *Kaplan*, du nom de leurs inventeurs (voir figure 1.6).

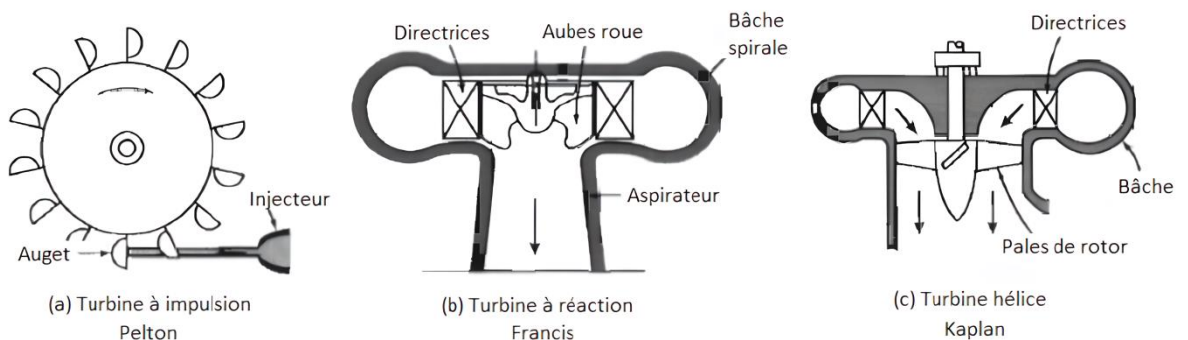


Figure 1.6 Types de turbine [20]

a) Pelton

La turbine *Pelton* est une turbine hydraulique à augets utilisées dans les centrales hydroélectriques. Elle a été inventée en 1879 par *Lester Allan Pelton* [21].

Cette turbine est du type « à action » ou « à impulsion » car l'énergie cinétique de l'eau s'écoulant en sortie de la conduite forcée est transmise à la turbine à l'aide d'un jet d'eau qui agit directement sur les augets de la roue.

La turbine ne dispose pas de diffuseur (ou aspirateur) en sortie d'eau, car elle s'écoule librement à la pression atmosphérique dès qu'elle quitte l'injecteur sous forme de jet. Plus exactement, le jet se divise en deux au moment où il atteint l'auget, chaque demi-jet est ensuite dévié par la forme concave de l'auget dans lequel il s'écrase (transmettant ici son énergie cinétique au mouvement de la roue), puis l'eau s'échappe latéralement de la roue avec une vitesse faible. Elle est finalement récupérée par la bêche le long de laquelle elle s'écoule par gravité [21].

D'après le calcul de la vitesse spécifique, ces turbines sont adaptées à des chutes dites « hautes chutes » (supérieures à 400 m) avec un faible débit d'eau (inférieur à $15 \text{ m}^3/\text{s}$) [23].

b) Francis

La turbine *Francis* est une turbine hydraulique de type « à réaction ». Elle est adaptée à des hauteurs de chute moyennes (de 30 à 300 mètres), pour des puissances et débits moyens ou forts, à savoir de quelques kilowatts à plusieurs centaines de mégawatts pour des débits de 10 à $700 \text{ m}^3/\text{s}$ [23].

Cette turbine est une turbine dans laquelle le fluide entre sous une grande pression et transmet son énergie aux pales solidaires du rotor. L'énergie est partiellement transmise par le fluide sur les pales en raison du changement de pression alors que le reste de l'énergie est extraite par la spirale qui entoure la turbine. À la sortie, le fluide a une vitesse et énergie faibles. La forme du tube de sortie est conçue pour diminuer la vitesse du fluide, et le faire remonter en pression [24].

c) Kaplan

La turbine *Kaplan* est une turbine hydraulique à hélice, de type « réaction » qui a été inventée en 1912 par l'ingénieur autrichien *Viktor Kaplan* [21].

Elle est adaptée pour les chutes de faible hauteur (2 à 25 m) Note 1, et les très grands débits de 70 à $800 \text{ m}^3/\text{s}$ [23].

La turbine Kaplan à des pales orientables, dont on peut faire varier le pas pendant le fonctionnement, ce qu'il lui permet d'avoir un rendement énergétique élevé pour des débits d'eau variables. Son rendement est entre 90 % et 95 % [24].

Les diamètres peuvent varier entre 2 et 11 mètres avec un intervalle de la rotation de la turbine, pouvant varier de 50 à 250 tr/min, pour une puissance installée jusqu'à 250 MW [21].

1.5.2 Alternateur

L'alternateur est une machine qui convertit l'énergie mécanique de la turbine en énergie électrique. Les principaux composants de l'alternateur sont le rotor et le stator. Le rotor est la partie mobile à laquelle est appliqué le couple mécanique de l'arbre de la turbine. En injectant un courant d'excitation dans le rotor, une tension est induite dans le stator. La vitesse de l'alternateur est déterminée par celle de la turbine, sauf si la machine est équipée d'un multiplicateur de vitesse [12].

L'emplacement et l'orientation d'alternateur sont influencés par des facteurs tels que le type de turbine et son orientation. Généralement pour les petites turbines un alternateur horizontal est utilisé, et pour les grandes installations un alternateur à axe vertical avec un pivot et un palier buté est plus approprié (voir figure 1.7) [25].

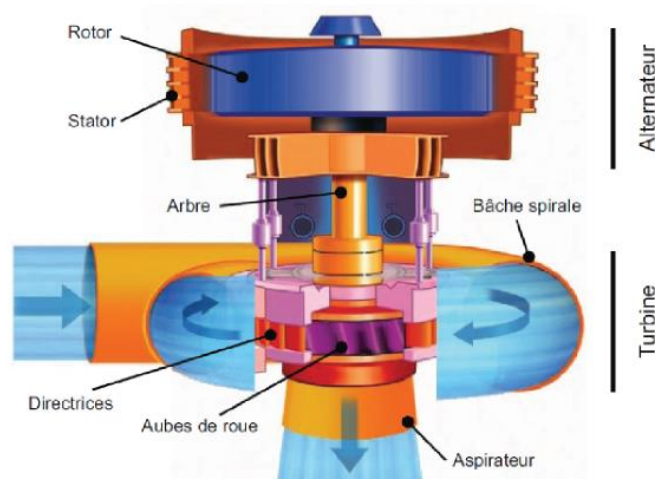


Figure 1.7 Groupe turbine alternateur à axe vertical

1.5.3 Vanne de pied

La vanne de pied isole la turbine de la conduite forcée et protège la centrale hydroélectrique. Elle permet aussi l'entretien de la turbine pendant l'arrêt ou de régler le débit. Elle fonctionne normalement dans des conditions de hauteur de chute équilibrée, mais elle est parfois conçue, pour se fermer en cas de surcharge de la turbine et d'emballement. La vanne de pied s'ouvre par l'intermédiaire d'un vérin hydraulique et se ferme par l'intermédiaire d'un contrepoids ou servomoteur en mode de fermeture de sécurité pour protéger la turbine en cas d'urgence ou de panne de courant. De plus, la vanne de pied est conçue pour une augmentation maximale de la pression, y compris en cas de coup de bélier [26].

Il existe différents types de vannes de pied. Les plus utilisés sont les robinets sphériques et les vannes papillon. Les vannes wagon représentent un autre type, toutefois moins courant [27].

1.5.4 Transformateur

Le transformateur est une machine électrique qui permet de modifier les valeurs de tension et d'intensité du courant données à son entrée en un système de tension et de courant de valeurs différentes, mais de même fréquence et de même forme [21].

Dans les centrales hydroélectriques, les transformateurs sont pour fonction d'élever la tension produite par les alternateurs et la fournir au réseau. Selon la configuration du site, les transformateurs peuvent être connectés soit directement au groupe, c'est-à-dire directement aux alternateurs, avec ou sans disjoncteur d'alternateurs, soit après un disjoncteur. Les transformateurs sont immergés dans un liquide et sont situés à l'extérieur dans le poste de sectionnement ou sur une plateforme dédiée de la centrale électrique [25].

1.6 La Machine Synchrone

1.6.1 Définition

Le terme de machine synchrone englobe toutes les machines dont la vitesse de rotation de l'arbre est égale à la vitesse de rotation du champ tournant, cette vitesse est appelée vitesse de synchronisme. Pour avoir un tel fonctionnement, le champ magnétique rotorique est généré soit par des aimants, soit par un circuit d'excitation. La position du champ magnétique rotorique est fixe par rapport au rotor, ce qui oblige lors du fonctionnement normal une vitesse de rotation identique entre le rotor et le champ tournant statorique [7].

La machine synchrone est un système électrique qui permet de convertir l'énergie mécanique en énergie électrique « alternateur » et inversement « moteur synchrone ». Cependant, elle est très peu utilisée dans les applications domestiques à cause de son coût de fabrication élevé est de son manque de robustesse, à l'inverse de la machine asynchrone, qui elle est plus robuste et avec un coût de fabrication plus bas [7].

1.6.2 Historique

La machine synchrone est une invention de Nikola Tesla. Son concept apparaît dans un dépôt de sept brevets du 1er mai 1888 où il en décrit plusieurs variantes ainsi que le principe du courant alternatif biphasé / triphasé et leur distribution. Tesla aurait développé cette idée de la machine électrique quand il était étudiant à l'École polytechnique de Graz (1875-1876) [8].

1.6.3 Aspects générale de la machine synchrone

Une machine dans laquelle la relation suivante est maintenue pour son bon fonctionnement est appelée une machine synchrone (la machine peut fonctionner en génératrice ou en moteur) [9] :

$$N_s = \frac{60f}{p} \quad (1.2)$$

Où N_s est la vitesse de synchronisme en [tr/min], f est la fréquence et p le nombre de paires de pôles de la machine.

Lorsque la machine fonctionne en générateur, elle doit fonctionner à vitesse synchrone (N_s) pour générer la puissance à une certaine fréquence f , appelée fréquence industrielle. En Algérie, sa valeur est de 50 Hz, alors qu'aux États-Unis, elle est maintenue à 60 Hz. Lorsque la machine fonctionne en moteur, elle ne peut tourner qu'à vitesse synchrone (N_s).

Par conséquent, une machine synchrone (générateur ou moteur) est une machine qui ne fonctionne qu'à vitesse synchrone et maintient la relation (1.2).

1.6.4 Principes de base

Une machine synchrone est une machine électromécanique qui convertit l'énergie mécanique en énergie électrique (Alternateur) ou inversement (Moteur synchrone). Les deux lois principales qui décrivent ces phénomènes de conversions sont [9] :

La loi de *Lenz-Faraday* et la loi de l'interaction entre le moment magnétique et le champ magnétique.

- **Loi de *Lenz-Faraday***: elle concerne la production de la force électromotrice e , c'est-à-dire la f.é.m. induite dans un conducteur lorsqu'il est traversé par un flux magnétique Φ (voir la figure 1.8). Pour un nombre de spires N la loi s'écrit :

$$e = -N \frac{d\Phi}{dt} \quad (1.3)$$

- **Loi d'interaction** : À chaque dipôle magnétique est associé un moment magnétique \vec{M} . En présence d'un champ magnétique \vec{B} , ce dipôle va être soumis à un couple \vec{T} (voir la figure 1.9) [14]. La relation est la suivante :

$$\vec{T} = \vec{M} \wedge \vec{B} \quad (1.4)$$

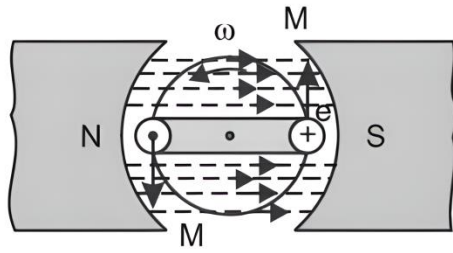


Figure 1.8 Mode générateur

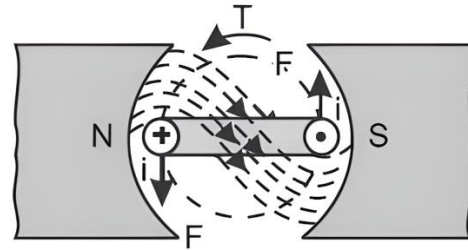


Figure 1.9 Mode moteur

1.6.5 Classification des machines synchrones

Les machines synchrones peuvent être classées selon la nature de leur excitation (bobinage ou aimants permanents) et par leur rapport de saillance qui est donné par [10]:

$$\xi = L_d/L_q \quad (1.5)$$

Où L_d est l'inductance sur l'axe directe et L_q est l'inductance sur l'axe en quadrature.

Le classement des machines synchrones est indiqué dans la figure 1.10 [10].

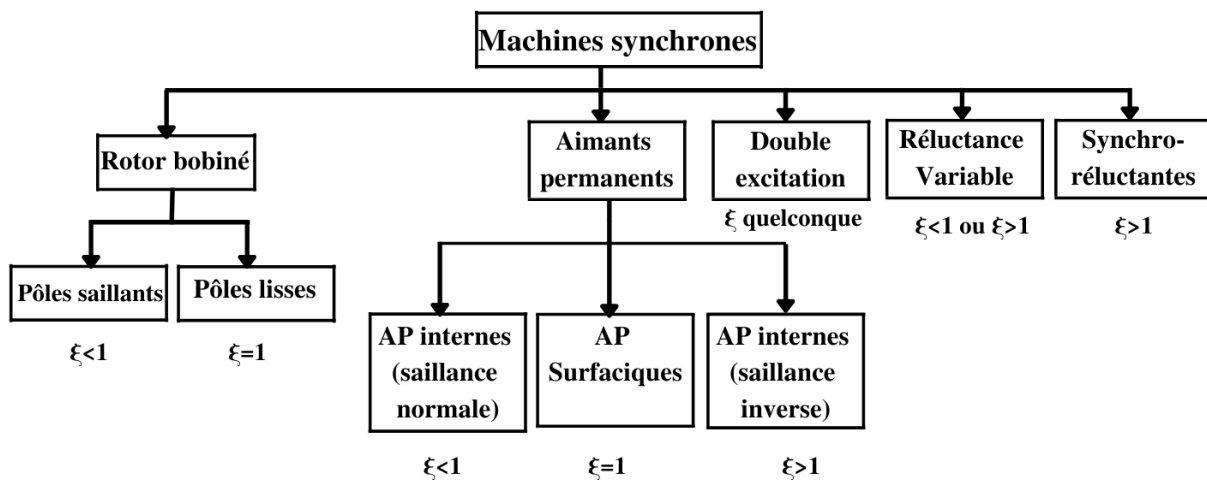


Figure 1.10 Classification des machines synchrones

1.6.6 Les composants de la machine synchrone

La machine synchrone est composée de [9]:

1.6.6.1 Stator

Le stator est la partie fixe externe de la machine il est formé d'un circuit magnétique feuilleté portant un enroulement réparti dans des encoches. Ce bobinage

constitue l'induit de la machine car il est le siège de forces électromotrices induites par le champ tournant. Il est constitué de:

- **Châssis du stator** : C'est le corps extérieur de la machine, il est fait en fonte et il protège l'intérieur de la machine. La fonte est utilisée en raison de sa grande résistance mécanique.
- **Noyau du stator** : Le noyau du stator est en fer doux. Il est composé d'emboutis isolés les uns des autres. Sa fonction est de fournir un chemin facile pour les lignes de force magnétiques et accueillir l'enroulement du stator.
- **Enroulement du stator** : Des fentes sont découpées sur la périphérie interne du noyau du stator dans lequel des enroulements sont placés. Le fil magnétique (fil émaillé) est utilisé comme matériau de bobinage.

1.6.6.2 Rotor

La partie rotative de la machine est appelée rotor. Du point de vue de la construction, il y a deux types de rotors bobinés : Rotor à pôles saillants et Rotor à pôles lisses.

- **Rotor à pôles saillants** : Les rotors à pôles saillants sont bien adaptés aux machines à nombre de paires de pôles élevés et à vitesse de rotation basse ou moyenne (alternateurs des centrales hydrauliques par exemple). Puisque la vitesse de ces machines est plutôt basse, pour avoir la fréquence requise il faut donc augmenter le nombre de pôles. Pour pouvoir intégrer un grand nombre de pôles, ces machines ont un diamètre important et une petite longueur.

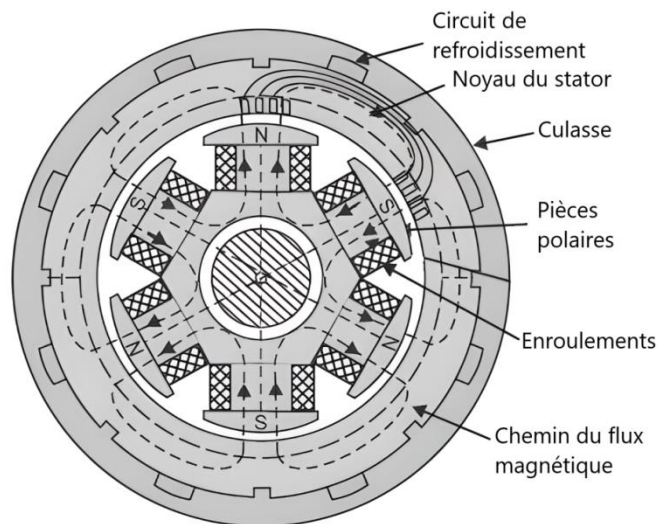


Figure 1.11 Alternateur avec rotor à pôles saillants

Par exemple, pour une vitesse de 200 tr/min (alternateur couplé avec une turbine à eau) le diamètre de la machine est de 14 m et sa longueur est de 1 m. La figure 1.12 montre les parties importantes du rotor à pôles saillants :

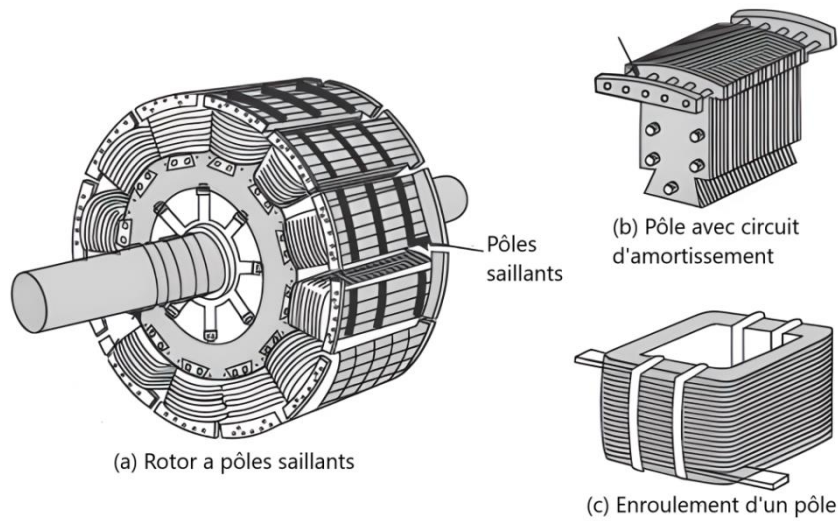


Figure 1.12 Composants du rotor à pôles saillants

- **Rotor à pôles lisses :** Les rotors à pôles lisses sont adaptés aux machines à faible nombre de paires de pôles (une ou deux) et à vitesse de rotation élevée (turboalternateurs des centrales classiques ou nucléaires par exemple)

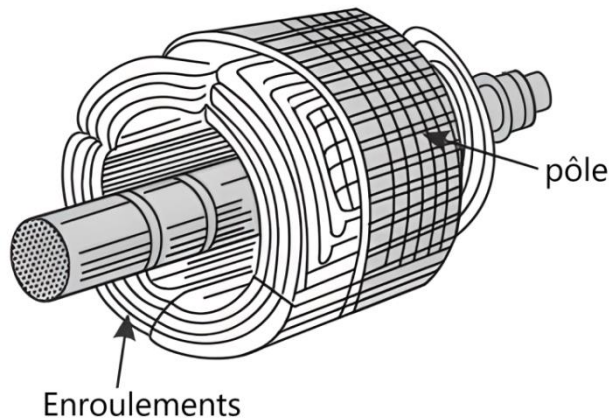


Figure 1.13 Rotor à pôles lisses

Remarque : Par la suite on s'intéressera seulement à l'alternateur à rotor bobiné à pôles saillants, car c'est celui qui est utilisé dans les centrales hydrauliques.

1.6.7 Amortisseur

Les machines à rotor bobiné sont souvent munies d'amortisseurs. Ce sont des barres de cuivre placées dans des encoches à la périphérie des pôles et reliées entre elles pour former une portion de cage ou une cage complète analogue à celle d'un moteur asynchrone, les amortisseurs s'opposent aux oscillations consécutives aux changements brusques de fonctionnement. Ils permettent également de démarrer la machine comme un moteur asynchrone. Dans les machines à rotor massif l'effet d'amortissement est obtenu par la circulation des courants de Foucault dans le rotor massif [7].

1.6.8 Circuit d'excitation

Quand le rotor est bobiné, il faut alimenter l'enroulement inducteur qu'il porte.

- **Excitation par une source de tension continue extérieure**

Une source de tension continue est réalisée classiquement par un redresseur branché sur le réseau pour un moteur ou sur sa sortie pour un alternateur. Un système de bagues et balais assure la liaison avec le rotor. Ce type de dispositif présente néanmoins des inconvénients, particulièrement à cause de la maintenance plus exigeante liée à la présence de contacts mobiles [7,9].

- **Excitation par un alternateur auxiliaire et un redresseur**

Pour éviter l'utilisation d'un système de bagues et balais, l'excitation peut être fournie par un alternateur inversé, c'est-à-dire dont l'induit est tournante, solidaire de l'arbre de la machine principale, et dont l'inducteur est fixe. Un redresseur à diodes placées sur la partie tournante alimente directement l'inducteur de la machine principale. Ce circuit est toutefois soumis à des contraintes mécaniques importantes, particulièrement lorsque la vitesse de rotation est élevée. Pour les machines branchées sur le réseau général, l'inducteur de l'alternateur auxiliaire est alimenté par un redresseur branché sur le réseau, mais ici, les diodes sont sur la partie fixe du système. Pour obtenir un ensemble autonome quand la machine principale est un alternateur qui n'est pas relié au réseau général, un troisième générateur synchrone fournit l'excitation de l'alternateur inversé. S'agissant d'une machine de petite puissance, un modèle à aimants convient pour cette tâche [7,9].

1.6.9 Fonctionnement de l'alternateur

Le rotor est entraîné par une turbine à une fréquence de rotation n . L'enroulement inducteur qu'il porte, parcouru par un courant continu i_f appelé courant d'excitation, crée une tension magnétique tournante d'entrefer à la fréquence de rotation n . Le champ tournant qui en résulte induit dans l'enroulement du stator un système triphasé équilibré de forces électromotrices dont la fréquence est, pour une machine à p paires de pôles [9] :

$$f_s = pn \quad (1.6)$$

Le rotor et le champ tournant ont la même vitesse de rotation Ω_s , qualifiée de ce fait de vitesse synchrone. La valeur efficace des forces électromotrices à vide est proportionnelle au flux utile par pôle φ , à la fréquence f_s (ou à la fréquence de rotation n) et au nombre de conducteurs actifs N d'une phase :

$$E_v = KNf\varphi \quad (1.7)$$

La constante K , fixée pour un alternateur donné, est appelée coefficient de Kapp. La relation entre le flux et le courant d'excitation n'est pas linéaire du fait de la saturation du circuit magnétique. La courbe qui représente la valeur efficace E_v des forces électromotrices à vide en fonction de l'intensité i_f du courant d'excitation est appelée caractéristique interne de la machine (voir figure 1.14). Elle n'est linéaire que dans un domaine limité. Quand l'alternateur est chargé, le système triphasé de courants qui circule dans l'induit crée une tension magnétique tournante d'entrefer ayant la même vitesse que la tension magnétique créée par l'inducteur : c'est le phénomène de réaction d'induit. La tension magnétique tournante résultante induit dans l'enroulement statorique un système triphasé équilibré de forces électromotrices diffère de celui qui est obtenu à vide. Pour les machines à pôles saillants, le problème se complique du fait que la réluctance du circuit magnétique dépend du décalage entre la tension magnétique tournante d'entrefer créée par l'induit et celle créée par l'inducteur. Il faut alors décomposer la réaction magnétique d'induit en une composante longitudinale et une composante transversale [7].

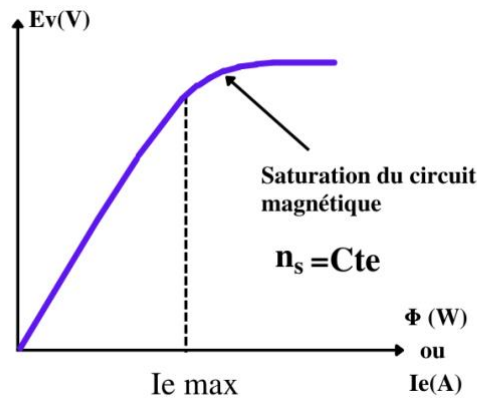


Figure 1.14 Exemple de caractéristique interne d'un alternateur

1.6.10 Bobinage du stator

La fonction principale du bobinage consiste à créer un champ tournant dont la forme peut être adaptée grâce à la répartition des conducteurs le long du stator. Une des autres fonctions du bobinage est de filtrer certains rangs d'harmoniques du flux à vide de façon à

obtenir une f.é.m., soit sinusoïdale, soit trapézoïdale, en fonction du type de courant d'alimentation et ainsi permettre la création d'un couple de bonne qualité. Il existe une multitude de possibilités de bobiner une machine tournante. Les choix du bobinage sont lourds de conséquences sur les performances d'une machine et une analyse qualitative des bobinages conduit à une bonne évaluation des performances de la machine, ainsi qu'à l'observation des effets néfastes (couples parasites, augmentation des pertes) résultant de la création d'harmoniques d'espace par certains types de bobinage [11]. Nous distinguons plusieurs familles et plusieurs sous-familles qui permettent de classifier les différents types de bobinage rencontrés dans les machines tournantes alternatives :

- Distribué ou imbriqué à pôles conséquents ou non, raccourcis ou diamétral.
- Ondulé.
- Concentrique.

a) Bobinage imbriqué (distribué)

- **Bobinage imbriqué à simple couche (pas diamétral)**

Ce sont des enroulements à une couche avec bobines d'égale largeur. Toutes les bobines de ces enroulements ont la même forme et peuvent être fabriquées sur un gabarit unique, pour cette raison on les appelle encore enroulements de gabarit. Ces enroulements ont l'avantage : ils permettent de réaliser des raccourcissements du pas, mais comme dans tous les enroulements à une couche des difficultés apparaissent lors de la mise en place des parties frontales. En effet, dans les encoches l'enroulement est placé en une seule couche et dans les parties frontales, vu le croisement des conducteurs, il doit être placé dans deux ou plusieurs plans [11].

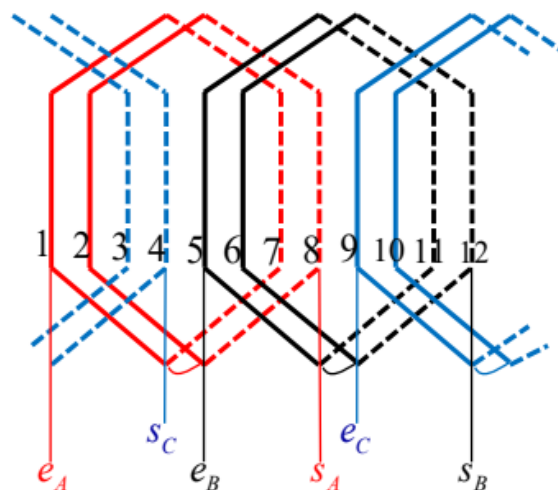


Figure 1.15 Bobinage imbriqué à simple couche

- **Bobinage imbriqué à double couche (pas raccourci)**

Ces bobinages sont très répandus, car ils ont l'avantage d'être réalisable avec des bobines égales (un seul moule pour former les bobines, calage des bobines plus homogène) sans avoir l'inconvénient du bobinage précédent [11].

En effet chaque bobine possède un faisceau situé dans la couche supérieure et un faisceau situé dans la couche inférieure, chacun des faisceaux occupant la mi-hauteur de l'encoche. Les têtes de bobines correspondant aux différents faisceaux de la couche supérieure s'éloignent hors du fer suivant des trajets parallèles, le passage d'une à l'autre se fait facilement au milieu des têtes de bobines [11].

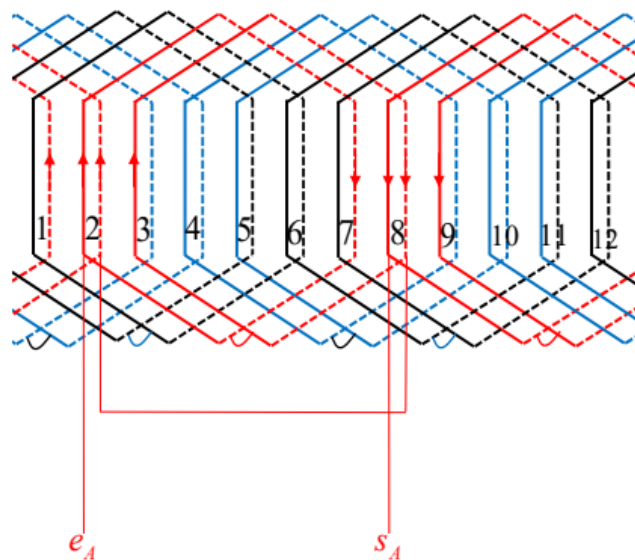


Figure 1.16 Bobinage triphasé à double couche

b) Bobinage ondulé

Comme le bobinage imbriqué, il s'agit d'un type d'enroulement habituellement fait à double couche. Dans ce type d'enroulement, les conducteurs qui occupent des places analogues sous deux pôles consécutifs sont connectés en série. Le circuit fait le tour du stator une ou plusieurs fois, sans revenir en arrière, en allant d'un pôle à l'autre. On nomme tronçon le circuit formé lorsque toutes les encoches d'une même phase contiennent un conducteur. Comme il s'agit d'un circuit à double couche, il est possible de superposer un deuxième tronçon au premier, mais ceci doit se faire en sens inverse [9,11].

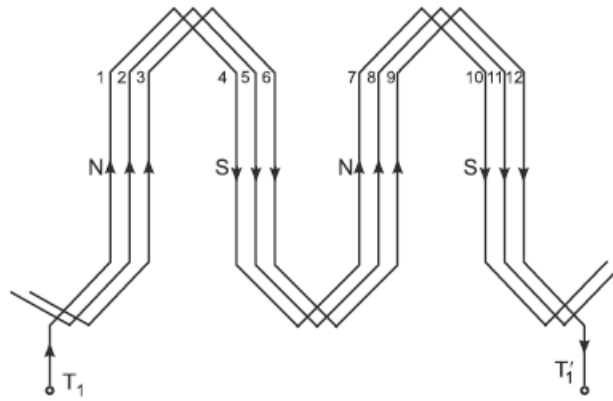


Figure 1.17 Bobinage ondulé

c) Bobinage concentrique

Le bobinage concentrique constitue le type de bobinage le plus généralement utilisé dans la fabrication de bobinage à simple couche. Comme dans l'enroulement imbriqué à simple couche, chaque bobine occupe et remplit deux encoches. La différence réside dans le fait que les bobines au lieu d'être toutes identiques et décalées d'une encoche les unes par rapport aux autres, sont à l'intérieur d'une phase, de dimensions différentes et placées les unes autour des autres [9,11].

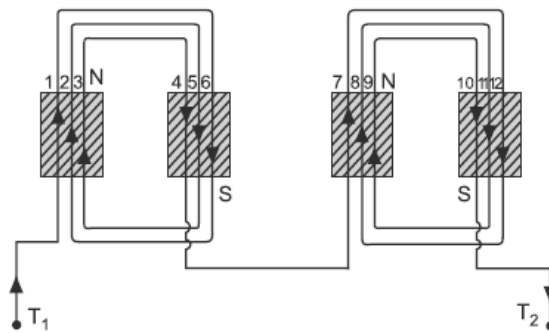


Figure 1.18 Bobinage concentriques

1.6.11 Facteur de bobinage

Dans la pratique, pour différentes raisons (facilité de construction, réduction des harmoniques, ...), on ne dispose pas la totalité de l'enroulement d'une même phase du stator dans deux encoches diamétralement opposées. Ce qui entraîne une réduction de la *f.é.m.* par rapport à la valeur théorique, donc elle doit être corrigée par un facteur de bobinage qui dépend de la distribution (répartition), de raccourcissement et d'inclinaison des encoches [11,12]. Le facteur de bobinage k_w peut être calculé par la formule suivante :

$$k_w = k_d k_r k_i \tag{1.8}$$

- k_d : Le facteur de distribution
- k_r : Le facteur de raccourcissement
- k_i : Le facteur d'inclinaison

1.6.12 Isolation

L'isolation entre conducteurs, enroulements et circuits magnétiques peut être réalisée avec plusieurs types de matériau. Auparavant on employait des matériaux tels que le papier ou le coton, imprégnés ou non d'huile. Les progrès dans le domaine de la chimie nous permettent d'avoir toute une gamme de produits synthétiques entre lesquels on choisit en fonction des caractéristiques isolantes et thermiques souhaitées. Par exemple le nylon, l'époxy, le polyester ou le polyvinyle. Ces matériaux sont regroupés en classes selon leur température maximale d'utilisation. Les vernis utilisés pour couvrir les fils ronds doivent rester flexibles. Suivant l'épaisseur du vernis on peut avoir des fils isolés simples, double ou triple couche, le double couche étant le plus utilisé [13].

1.7 Méthodologie de conception de l'alternateur

1.7.1 Dimensionnement du circuit magnétique

Le circuit magnétique d'une génératrice se compose d'une zone de matériau ferromagnétique et d'une zone d'air. Tous les bobinages de la machine contribuent plus ou moins à l'aimantation du circuit magnétique. En général, il y a autant de circuits magnétiques que de pôles dans la machine. Dans la littérature scientifique, l'analyse est usuellement réalisée sur un seul pôle en vue du dimensionnement complet du circuit magnétique.

Le dimensionnement du circuit magnétique est basé sur l'analyse de la densité de flux B et l'intensité du champ magnétique H le long d'un chemin bien défini. La loi d'Ampère est utilisée pour le dimensionnement du circuit magnétique [18]. La force magnétomotrice (FMM) F_m est ainsi évaluée comme suit :

$$F_m = \oint_c \underline{H} \cdot d\underline{l} = \sum i = \theta \quad (1.9)$$

Dans la conception primaire du circuit magnétique, seuls les enroulements destinés à la magnétisation de la machine sont prises en compte dans l'analyse ; c'est-à-dire la machine est analysée à vide, car pour une machine fonctionnant à des facteurs de puissance proches de l'unité, le régime à vide montre les valeurs les plus élevées du flux magnétique. On considère donc ce cas d'études comme le pire des cas en termes de choix dimensionnels basés sur les limitations d'induction imposées par les matériaux ferromagnétiques. L'influence du circuit d'induit, c'est-à-dire la réponse d'induit, est pris en compte ultérieurement lors de l'évaluation du fonctionnement de la machine. L'objectif final est de résoudre l'équation des potentiels magnétiques dans les différentes parties de la machine et d'évaluer à la fin la force magnétomotrice correspondant à la somme $\sum U_{m,i}$ [18].

$$U_{m,i} = \oint_c \underline{H}_i \cdot d\underline{l} \quad (1.10)$$

Partant de là, nous pouvons en déduire le courant de champ et le nombre de spires des bobines du circuit de champ. Cette tâche est effectuée directement après le dimensionnement du circuit magnétique. Dans cette partie, nous introduisons les équations de dimensionnement du rotor et du stator d'une génératrice synchrone à pôles saillants.

Avant de présenter les équations de dimensionnement, on prend comme hypothèses que :

- Les circuits magnétiques ont une perméabilité infinie;
- On néglige les effets de la saturation (pris en compte plus tard).

Ensuite on définit les variables d'entrée du dimensionnement qui vont servir ultérieurement comme variables d'optimisation du modèle analytique. Ces variables sont présentées dans le tableau 1.2.

Tableau 1.2 Variables d'entrée du dimensionnement de la génératrice synchrone à pôles saillants

Variables	Symboles	Unités
Diamètre d'alésage	D	mm
Courant de champ	I_f	A
Charge linéique au rotor	A_r	A/mm
Charge linéique au stator	A_s	A/mm
Densité de courant au rotor	J_r	A/mm ²
Densité de courant au stator	J_s	A/mm ²
Induction de l'entrefer	B_δ	T
Induction dans les dents du stator	B_{ds}	T
Induction dans les becs du stator	B_{bs}	T
Induction dans la culasse du stator	B_{cs}	T
Induction dans les pôles du rotor	B_p	T
Induction dans les becs du rotor	B_{br}	T
Induction dans la culasse du rotor	B_{cr}	T
Facteur de fermeture d'encoches	k_{bs}	%
Facteur de remplissage d'encoches au stator	α_s	%

1.7.2 Dimensionnement de la longueur effective du noyau de fer

La longueur axiale du noyau de fer, qui correspond en fait à longueur utile de la machine, est limitée principalement par:

- Des critères d'encombrement
- Les effets mécaniques dus à la rotation du rotor.

Les critères d'encombrement sont pris en compte en imposant des limites aux variables d'optimisation ; ces limites sont imposées par le client dans le cahier des charges. Quant à l'influence des forces centrifuges et vibratoires, on utilise le ratio de la longueur effective de la machine au diamètre à l'entrefer :

$$\chi = \frac{l_{fe}}{D} \quad (1.11)$$

Pour une machine synchrone ayant plus d'une paire de pôle, la valeur de χ est donnée par [16]:

$$\chi \approx \frac{\pi}{4p} \sqrt{p} \quad (1.12)$$

1.7.3 Dimensionnement de l'entrefer

La longueur de l'entrefer a une influence considérable. En principe, plus l'entrefer est petit plus le courant de magnétisation est faible, tandis que les courants induits à la surface du rotor et du stator sont plus élevés à cause des harmoniques de perméance générées par les encoches semi-ouvertes au stator et la saillance des pôles du rotor. Malgré l'importance du dimensionnement de l'entrefer, aucune relation optimale n'a été développée jusqu'à ce jour pour évaluer sa longueur; seules des équations empiriques sont utilisées.

La taille de l'entrefer est principalement déterminée par la réaction d'induit maximale admissible. Il faut donc s'assurer que la réaction d'induit (flux généré par la force magnétomotrice du circuit d'induit) ne réduise pas considérablement la densité de flux d'un pôle magnétique. Pour réaliser cette condition, la force magnétomotrice du circuit de champ doit être supérieure à celle du circuit d'induit [16]. Cette condition est donnée comme suit :

$$\frac{B_{\delta m}}{\mu_0} \delta k_C \geq \frac{1}{2} \alpha_{MS} \tau_p A_s \quad (1.13)$$

Où k_C est le coefficient de Carter. Ainsi, l'entrefer de la machine synchrone est donné par:

$$\delta \geq \frac{1}{2} \alpha_{MS} \mu_0 \tau_p \frac{A_s}{B_{\delta m}} = \gamma \tau_p \frac{A_s}{B_{\delta m}} \quad (1.14)$$

Où le coefficient γ (tableau 1.3) comprend la largeur relative des becs des pôles α_{MS} , μ_0 et la constante 1/2 .

Tableau 1.3 Coefficient γ pour différents types d'entrefer de la machine synchrone à pôles saillants [16]

Entrefer constant sous les becs des pôles	$\gamma = 7 \times 10^{-7}$
Entrefer conçu pour produire une distribution de densité de flux de forme sinusoïdale	$\gamma = 4 \times 10^{-7}$

1.7.4 Dimensionnement du stator

On peut voir à la figure 1.19 la géométrie de base du stator de l'alternateur. Le stator est composé d'encoches, de dents, de becs aux extrémités des dents et d'une culasse. Les bobines sont longées dans les encoches avec un certain coefficient de remplissage.

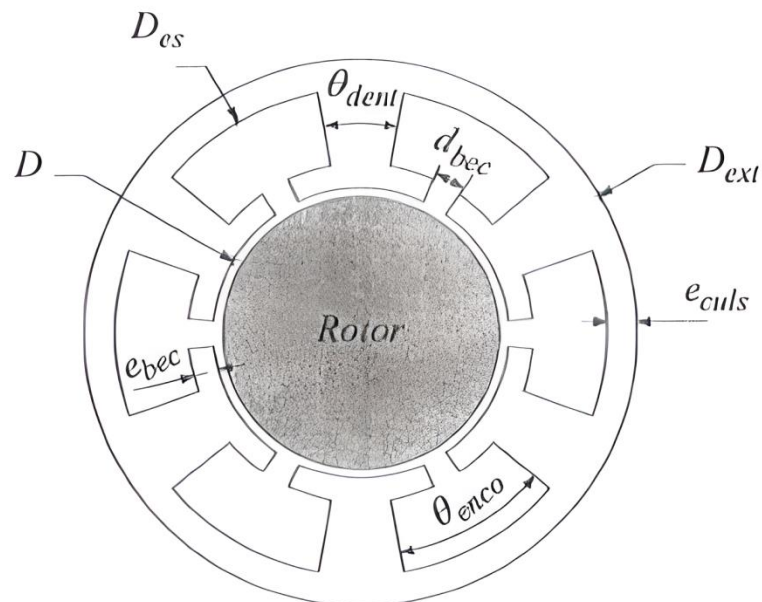


Figure 1.19 Géométrie de base du stator de la génératrice synchrone

Le pas d'encoche θ_{pas} correspond à la largeur angulaire d'une dent θ_{dent} et d'une encoche θ_{enc} . Ce pas est calculé à partir du nombre d'encoches Q :

$$\theta_{pas} = \theta_{dent} + \theta_{enc} = \frac{2\pi}{Q} \quad (1.15)$$

La largeur angulaire des dents θ_{dent} est calculée à partir de la conservation du flux entre l'entrefer et une dent comme suit :

$$\theta_{dent} = \alpha_i \beta \frac{B_{\delta m}}{B_{dm}} \quad (1.16)$$

Ici, la constante $\alpha_i = \frac{2}{\pi}$. On définit ainsi le facteur d'ouverture d'encoches k_{es} , compris entre 0 et 1, par :

$$k_{es} = \frac{\theta_{enc}}{\theta_{pas}} \quad (1.17)$$

Le rôle des becs aux extrémités des dents est très important. Ils servent de supports aux bobines logées dans les encoches et aussi à concentrer le flux provenant de l'entrefer dans les dents [15]. L'épaisseur des becs e_{bs} est calculée comme suit:

$$e_{bs} = k_{bs} \frac{\pi D k_{es} B_{\delta m}}{Q 2 B_{bsm}} \quad (1.18)$$

La distance entre deux becs d_{bs} est calculée par :

$$d_{bs} = k_{es}(1 - k_{bs}) \frac{\pi D}{Q} \quad (1.19)$$

Connaissant le coefficient de remplissage dans les encoches α_s , on peut évaluer le diamètre de fond d'encoches D_{es} par l'expression suivante :

$$D_{es} = \sqrt{(D + 2e_{bs})^2 + \frac{4A_s(D + 2e_{bs})}{J_s \alpha_s k_{es}}} \quad (1.20)$$

En appliquant la conservation du flux entre l'entrefer et la culasse on obtient l'épaisseur de la culasse du stator e_{cs} . Le flux total sous un pôle se divise en deux pour rejoindre les pôles magnétiques les plus proches de chaque côté. De ce fait, le flux dans la culasse est la moitié de celui sous un pôle [15]. On obtient donc :

$$e_{cs} = \beta \frac{\pi D B_{\delta m}}{4p B_{csm}} \quad (1.21)$$

Le diamètre extérieur du stator D_{ext} est égal à :

$$D_{ext} = D_{es} + 2e_{cs} \quad (1.22)$$

1.7.5 Dimensionnement du rotor

La figure 1.20 montre la géométrie de base du rotor de l'alternateur. Le rotor est composé de pôles avec des becs à leur extrémité et d'une culasse. Le rotor est alésé pour limiter la dispersion du flux et pour le couplage avec l'arbre de transmission.

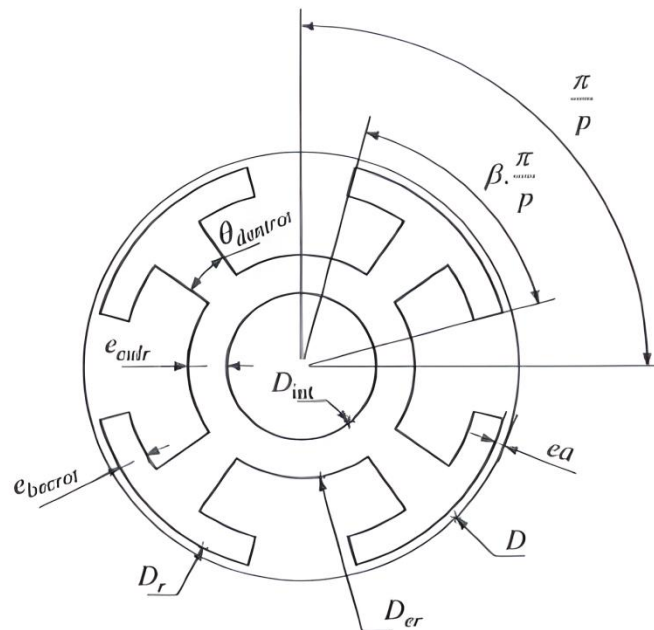


Figure 1.20 Géométrie de base du rotor de la génératrice synchrone

Le diamètre du rotor à la périphérie de l'entrefer D_r est déduit du diamètre d'alésage du stator et de la longueur de l'entrefer comme suit :

$$D_r = D - 2\delta \quad (1.23)$$

La largeur des pôles du rotor θ_p est déterminée par :

$$\theta_p = \beta \frac{\pi B_{\delta m}}{p B_{pm}} \quad (1.24)$$

On définit également le facteur d'ouverture des pôles par pas polaire k_{pr} égal à:

$$k_{pr} = 1 - \frac{B_{\delta m}}{B_{pm}} \quad (1.25)$$

Pour évaluer l'épaisseur des becs du rotor e_{br} , on utilise une méthode similaire à celle utilisée pour le calcul de l'épaisseur des becs du stator. On aura donc :

$$e_{br} = \beta \frac{\pi D k_{pr} B_{\delta m}}{2p \cdot 2 B_{brm}} \quad (1.26)$$

Pour le rotor, la largeur angulaire des becs est égale à la largeur d'un pas polaire π/p multiplié par le facteur d'ouverture des pôles. Le diamètre de fond d'encoches D_{er} est ainsi égal :

$$D_{er} = \sqrt{(D_r + 2e_{br})^2 + \frac{4A_r(D_r + 2e_{br})}{J_r \alpha_r k_{pr}}} \quad (1.27)$$

En appliquant la conservation du flux entre l'entrefer et la culasse du rotor, on trouve l'épaisseur de la culasse du rotor :

$$e_{cr} = \beta \frac{\pi D B_{\delta m}}{4p B_{crm}} \quad (1.28)$$

Le diamètre intérieur du rotor de la machine est calculé par la relation suivante :

$$D_{int} = D_{er} + 2e_{cr} \quad (1.29)$$

1.8 Dimensionnement des enroulements

Comme vu précédemment dans ce chapitre, la configuration des différents enroulements de la machine est comme suit [18] :

- L'enroulement du circuit d'induit doit être un enroulement imbriqué à pas raccourci. Le bobinage imbriqué nécessite la présence de deux bobines par encoche. Par conséquent, nous devons évaluer le nombre de spires de chaque bobine et identifier le type de conducteur à utiliser en référence à la norme AWG. Toutes les bobines de la même phase seront connectées en série, il n'y aura donc qu'un seul circuit parallèle.
- L'enroulement du circuit de champ est consisté en des bobines enroulées autour des pôles et connectés en série. Elles seront alimentées par un courant de champ continu qu'il faudra déterminer. Il faut aussi évaluer le nombre de tours de chaque bobine de champ et identifiez le type de conducteur à utiliser en vous référant au Norme AWG (American Wire Gauge).
- Pour le dimensionnement des enroulements du circuit amortisseur, on se basera essentiellement sur les principes établis avant et sur l'analyse par éléments finis.

1.8.1 Bobinage du stator

On doit d'abord déterminer le nombre de tours des bobines par phase T_{ph} requis. Pour cela, on commence par estimer la f.é.m. $E_m = \omega\Psi_m$ induite par le flux d'entrefer ($\Psi_m = L_m I_m$) et ce à partir de la valeur efficace du fondamental de la tension induite à vide U_1 . Dans le cas de la génératrice synchrone, on a [16] :

$$E_m \approx 1.03 - 1.06U_1 \quad (1.30)$$

Pour des génératrices ayant une forte réaction d'induit, on prend :

$$E_m \approx 1.2 - 2U_1 \quad (1.31)$$

Le nombre de spires par phase est ainsi donné par :

$$T_{ph} = \frac{\sqrt{2}E_m}{\omega k_w \alpha_i B_{\delta m} \tau_p l_{fe}} \quad (1.32)$$

La valeur obtenue par l'équation (1.32) doit être arrondie au plus proche. Par la suite on calcule le nombre de conducteurs par encoches z_Q , sachant que le nombre de circuits parallèles est $a = 1$ et que le nombre de phases est $m = 3$. On a :

$$z_Q = \frac{2am}{Q} T_{ph} \xrightarrow{a=1 \text{ et } m=3} z_Q = \frac{6}{Q} T_{ph} \quad (1.33)$$

Le nombre de conducteurs par encoches doit être un nombre pair car le bobinage est imbriqué et à double couche. Si le résultat n'est pas pair il suffit de soustraire 1 de la valeur obtenue par l'équation (1.33) et on recalcule le nombre de tours de bobines par phase avec la même équation.

Ensuite on calcule la section des conducteurs à utiliser afin de respecter le critère de densité de courant imposé. D'abord on évalue la valeur du courant nominal efficace du stator avec :

$$I_s = \frac{P \cos \varphi}{m U_s^{ph}} \quad (1.34)$$

La section d'un conducteur au stator est obtenue comme suit :

$$S_{cu}^s = \frac{I_s}{a J_s} \quad (1.35)$$

La section des fils de cuivre qui constitue le bobinage des petites machines est circulaire. Le facteur de remplissage α_s , qui prend en compte l'isolation dans le câble et l'isolation de l'encoche, dépend grandement de la qualité de l'assemblage du bobinage et varie entre 60 et 90% [16]. Après avoir déterminé la section des conducteurs et connaissant celle des encoches du stator S_{enc}^s , il ne manque plus qu'à vérifier que le coefficient de remplissage α_s qui est donné par :

$$\alpha_s = \frac{z_Q S_{cu}^s}{S_{enc}^s} \quad (1.36)$$

Respecte bien les conditions d'espacement cité auparavant. Sinon, il faut diminuer la section des conducteurs. La section des fils conducteurs est normalisée dans le standard AWG. La section obtenue par (1.35) est en m^2 , tandis que la norme répertorie les tailles de conducteurs en unité *cmils*. Le facteur de conversion est le suivant :

$$1[m^2] \cong 5.066 \times 10^{10}[cmils] \quad (1.37)$$

Après conversion, on choisit le numéro de conducteur le plus proche du résultat obtenu. Enfin, le nombre de tours d'une seule bobine au stator est donné par:

$$T_{bob}^s = \frac{z_Q}{2} \quad (1.38)$$

1.8.2 Bobinage du rotor

Pour dimensionner les bobines du rotor, il faut au préalable évaluer les Ampères-tours nécessaire pour produire la force magnétomotrice. Pour cela on se basera sur le modèle à réluctance de la machine synchrone. Ce modèle est construit à l'aide des connaissances sur la géométrie et sur le trajet du flux magnétique dans le circuit magnétique de la machine [15]. Pour calculer les réluctances on utilise les dimensions géométriques d'une partie du circuit magnétique de la machine. Afin de calculer la géométrie de certains composants du circuit magnétique, des simplifications seront introduites. Par exemple, on ne tiendra pas compte des becs d'encoches pour calculer la réluctance d'une dent du stator. La figure 1.21 montre le réseau de réluctances du circuit magnétique correspondant à la moitié d'un pôle du rotor.

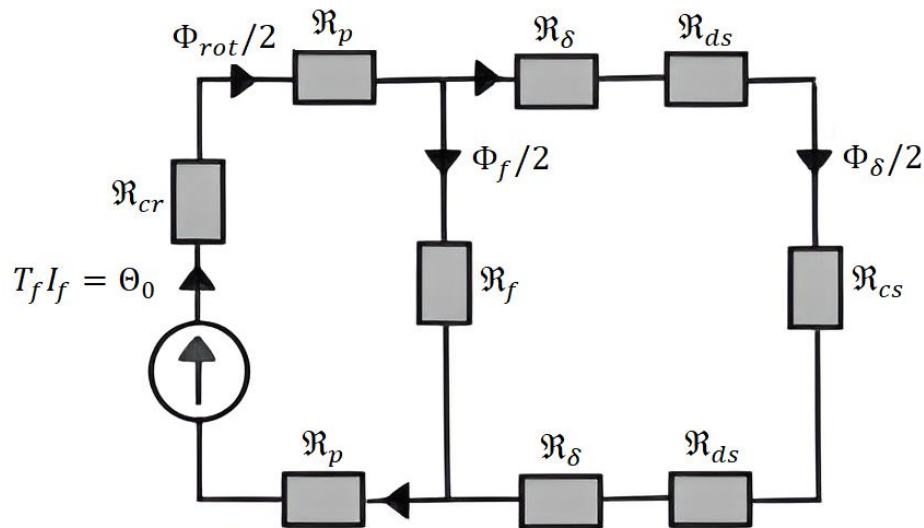


Figure 1.21 Circuit de réluctances de la génératrice synchrone

Le calcul des réluctances dépend du trajet de flux dans le circuit magnétique de la machine. Leur valeur est déterminée à partir des dimensions géométriques par la formule de base suivante :

$$\mathfrak{R}_m = \frac{l_m}{\mu_m S_m} \quad (1.39)$$

Ainsi les valeurs des réluctances présentées dans le réseau de la figure 1.20 sont données par [15] :

- Réluctance des dents du stator :

$$\mathfrak{R}_{ds} = \frac{(D_{es} - D)/2}{\mu_{ds} \frac{n\theta_{dent} l_{fe} (D_{es} + D)}{4p}} \quad (1.40)$$

- Réluctance de la culasse du stator :

$$\mathfrak{R}_{cs} = \frac{\frac{\pi}{Q} (D_{es} + e_{cs})}{\mu_{cs} (e_{cs} l_{fe})} \quad (1.41)$$

- Réluctance de l'entrefer:

$$\mathfrak{R}_{\delta} = \frac{k_C \delta}{\mu_0 \frac{\beta \pi D}{2 p} l_{fe}} \quad (1.42)$$

Le coefficient de Carter k_C permet de simplifier les calculs en définissant un stator homogène équivalent, dont le rayon r_c est légèrement plus grand que celui du stator réel avec les encoches [19]. Cette augmentation artificielle de l'entrefer permet de modéliser analytiquement la présence des ouvertures d'encoches statoriques. Il est approximé géométriquement par la relation suivante [15]:

$$k_C \approx \frac{\pi D / Q}{\pi D / Q - \frac{k_{bs}^2 (\theta_{enco} D / 2)^2}{5\delta + k_{bs} (\theta_{enco} D / 2)}} \quad (1.43)$$

- Réluctance des pôles du rotor:

$$\mathfrak{R}_p = \frac{(D_r - D_{er})/2}{\mu_p \frac{\theta_p l_{fe} (D_r + D_{er})}{2}} \quad (1.44)$$

- Réluctance de la culasse du rotor:

$$\mathfrak{R}_{cr} = \frac{\frac{\pi (D_{er} + e_{cr})}{p}}{\mu_{cr} (e_{cr} l_{fe})} \quad (1.45)$$

- Réluctance de fuite au rotor :

$$\mathfrak{R}_f = \frac{(1 - \beta) \frac{\pi}{p} (D_r + D_{er})/4}{\mu_0 l_{fe} (D_r - D_{er})/2} \quad (1.46)$$

• Réluctance totale du rotor:

$$\mathfrak{R}_{rotor} = \mathfrak{R}_{cr} + 2\mathfrak{R}_p \quad (1.47)$$

• Réluctance totale du stator:

$$\mathfrak{R}_{stator} = \mathfrak{R}_{cs} + 2\mathfrak{R}_{ds} \quad (1.48)$$

On remarque dans les équations précédentes (de (1.39) à (1.47)) que la valeur des réluctances dépend de la perméabilité relative μ . Pour un dimensionnement précis, il faut tenir en compte la caractéristique non-linéaire $B(H)$ des matériaux ferromagnétiques. Pour cela une méthode qui prendra en compte la saturation du circuit magnétique est proposée.

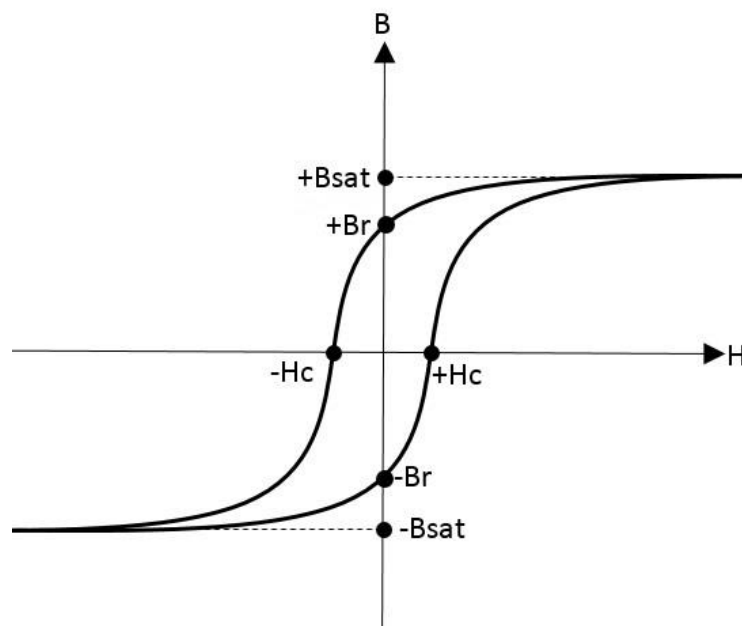


Figure 1.21 Courbe $B(H)$ d'un matériau ferromagnétique

D'abord on évalue l'intensité du champ magnétique dans les différentes parties du circuit magnétique. Après avoir choisi les matériaux magnétiques du rotor et du stator, on introduit numériquement leur courbe $B(H)$ dans le programme numérique de conception sur MATLAB. Ensuite, connaissant la valeur max de l'induction (voir tableau 1.2), on évalue

l'intensité du champ magnétique H par le biais d'une interpolation spline cubique. Enfin, en utilisant $B=\mu H$, on obtient la valeur saturée de la perméabilité de la zone ferromagnétique considérée.

On évalue maintenant la valeur maximale du flux magnétique à l'entrefer par la relation suivante :

$$\Phi_{\delta m} = \alpha_i \tau_p l_{fe} B_{\delta m} \quad (1.49)$$

Ensuite, en appliquant la loi des mailles et la loi des nœuds au circuit magnétique de la figure 1.20, on obtient le système d'équations suivant :

$$\mathfrak{R}_{rotor} \frac{\Phi_{rot}}{2} + \mathfrak{R}_f \frac{\Phi_f}{2} = \Theta_0 \quad (1.50)$$

$$(\mathfrak{R}_{stator} + 2\mathfrak{R}_\delta) \frac{\Phi_\delta}{2} - \mathfrak{R}_f \frac{\Phi_f}{2} = 0 \quad (1.51)$$

$$\Phi_\delta + \Phi_f = \Phi_{rot} \quad (1.52)$$

À partir de (1.51), on peut évaluer le flux de fuite au rotor comme suit:

$$\Phi_f = \frac{(\mathfrak{R}_{stator} + 2\mathfrak{R}_\delta)}{\mathfrak{R}_f} \Phi_\delta \quad (1.53)$$

On utilise (1.52) pour déterminer le flux au rotor. Enfin, on calcule les Ampères-tours à vide Θ_0 nécessaire à la production de la FMM à partir de (1.50).

La somme des chutes de potentiels magnétiques U_m^{tot} autour du circuit magnétique complet doit être égale à la somme des courants de magnétisation dans le circuit de champ. Donc on doit vérifier l'égalité suivante :

$$U_m^{tot} = \Theta_0 = \sum i = T_f I_f \quad (1.54)$$

Puisque le courant de magnétisation a été établi comme variable de dimensionnement (voir tableau 1.2), le calcul va se porter sur le nombre de tours d'une bobine de champ T_f^{bob} en utilisant la relation suivante :

$$T_f^{bob} = \frac{\Theta_0}{I_f} \quad (1.55)$$

La section d'un conducteur d'une bobine au rotor est obtenue comme suit :

$$S_{cu}^r = \frac{I_f}{J_r} \quad (1.56)$$

Après avoir déterminé la section des conducteurs et connaissant l'espace entre pôles sous les becs du rotor $S_{enc,r}$, il ne manque plus qu'à vérifier le coefficient de remplissage α_r , qui est donné par :

$$\alpha_r = \frac{2T_f^{bob} S_{cu}^r}{S_{enc}^r} \quad (1.57)$$

1.9 Conclusion

L'hydroélectricité est l'une des meilleures alternatives aux autres moyens de production traditionnelles (charbon, gaz, pétrole) polluants et néfastes à la planète. L'hydroélectricité est l'énergie renouvelable la plus utilisée dans le monde du fait de sa maniabilité et de sa souplesse. Contrairement aux autres énergies renouvelables, telle que l'éolien et le solaire, elle ne dépend pas des conditions climatiques, ce qui la rend plus fiable.

L'un des équipements les plus importants de la centrale hydroélectrique est l'alternateur. L'alternateur, piloté par la turbine hydraulique, convertit l'énergie mécanique résultante de la rotation de l'arbre en énergie électrique. L'électricité générée par l'alternateur sera élevée à de hautes tensions par un transformateur pour être ensuite envoyée au réseau électrique.

La conception de l'alternateur est complexe et fait appel à des connaissances dans différents domaines (Électrique, mécanique, ...). Nous avons introduit la méthodologie de conception de l'alternateur à rotor bobiné à pôles saillants. Aussi nous avons parlé en détail des types de bobinages présents dans la machine synchrone et de leur structure ainsi que des techniques de dimensionnements du circuit magnétique et des enroulements de la machine. Enfin on a présenté une méthode de calcul des paramètres du modèle à réluctances de la machine par la seule connaissance de la configuration de ses bobinages et des dimensions de son circuit magnétique.

Bibliographie

- [1] Lafinancepourtous.com d'après Agence Internationale de l'Énergie – Key World EnergyStatistics 2018.
- [2] <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/hydroelectricite#notes> , extrait le 12/05/2022.
- [3] Pierre FORESTIER, « Comment fonctionne une centrale hydroélectrique : un peu d'histoire et les mécanismes de base » ; Article sur blog WIKA; Le 16/09/2019.
- [4] Les énergies hydrauliques, <https://www.missionenergie.goodplanet.org/fiche/les-energies-hydrauliques-2/> , extrait le 12/05/2022.
- [5] R. GINOCCHIO et P.-L. VIOLLET, « L'énergie hydraulique », 2e édition. ed., Collection EDF R&D. Lavoisier, 2012.
- [6] M. WHITICAR, A. FARRIS, C. HELSTON et E. COLIN, Energy BC, 2016.
- [7] Pierre MAYÉ, « Aide-mémoire Électrotechnique », DUNOD, Paris, 2006.
- [8] Ilarion PAVEL, «L'invention du moteur synchrone par Nikola Tesla», sur bibnum.education.fr, janvier 2013.
- [9] S. K. SAHDEV, « Electrical Machines », Cambridge University Press, 2017.
- [10] D. PRIETO, « Modélisation et optimisation des machines synchro-réductances à aimants permanents et de leur électronique», Thèse de Doctorat, Ecole doctorale STITS, 2015.
- [11] Jacques SAINT-MICHEL, « Bobinage des machines tournantes à courant alternatif », Techniques de l'ingénieur Conversion de l'énergie électrique, 2001
- [12] Théodore WILDI, « Électrotechnique », 3^{ème} édition, De Boeck Université, Canada, 2000.
- [13] Pedro MARTINEZ-OSORIO, « Conception d'un Moteur Asynchrone à Cage d'Écureuil », Projet de Fin d'Étude, Université pontificale de Comillas, juillet 2014.
- [14] K.W. Yung, P.B. Landeckeret D.D. Villani, « An Analytic Solution for the Force between Two Magnetic Dipoles », Magnetic and Electrical Separation, 1998.
- [15] Liva Eric RADAOROZANDRY, « Conception et Optimisation des Machines Synchrones avec des Modèles Analytiques en tenant compte de la Saturation Magnétique », Mémoire de Maîtrise es. Sciences, Université Laval, Québec, 2007.
- [16] J. PYRHONEN, T. JOKINEN et V.HRABOVCOVA, « Design of Rotating Electrical Machines », John Wiley & Sons, Ltd, UK, 2008.
- [17] E.S. HAMDI, « Design of Small Electrical Machines », John Wiley & Sons, Ltd, UK, 1994.
- [18] Mohamed Amine KHALF, « Conception Optimale d'un Alternateur de Faible Puissance pour le Simulateur de Groupe Turbine-Alternateur d'Hydro-Québec », Mémoire de Maîtrise en Ingénierie, Université du Québec en Abitibi-Témiscamingue, Avril 2013.
- [19] Jean-Yves VOYANT, « Calcul des Performances d'une Machine Synchrone a Pôles Saillants », Sciences de l'ingénieur, Institut National Polytechnique de Grenoble, 1997.
- [20] R.W. FOX, A.T. McDONALD& P.J. PRITCHARD, « Fluid Machinery. Introduction to Fluid Mechanics », Sixth Edition. ed. John Wiley& Sons, Inc, USA, 2004.
- [21] From Wikipedia, the free encyclopedia, « wikipedia.org », (Date : 08/06/2022)

- [22] <https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/l-energie-de-a-a-z/tout-sur-l-energie/produire-de-l-electricite/les-differents-types-de-centrales-hydrauliques> (date: 08/06/2022)
- [23] Document issu du *Service de Réparation Hydraulique* d'EDF, en page 4 : les turbines prises en charge par le *SRH*.
- [24] World News (WN) Network, « [Francis turbineté](#) », « [Kaplan turbine](#) », sur wn.com, 25 juillet 2013 (consulté le 08/06/2022)
- [25] O. THAPAR, « Modern Hydroelectric Engineering Practice In India: Electro-Mechanical Works », Indian Institute of Technology Roorkee, 2020.
- [26] S. PEJOVIC, Q.F. ZHANG, B. KARNEY & A. GAJIC, « Analysis of Pump-Turbine “S” Instability and Reverse Waterhammer Incidents in Hydropower Systems 16 », 2011.
- [27] B. BADIN, « Vannes papillons » (EDF - CIH Referentiel Technique No. IH.RT.11323.A), Electricité de France, CIH Bourget du Lac, 2013.
- [28] J. Lowitzsch, « Energy Transition: Financing Consumer Co-Ownership in Renewables ». Springer International Publishing, Cham, 2019.