



Mémoire de fin d'études

Pour l'obtention du diplôme d'Ingénieur d'État en Électrotechnique

Étude de faisabilité d' une connexion entre les barres Moyenne Tension 6.6 kV de deux centrales électriques indépendantes implantées sur le même site.

Réalisé par :

Mlle. HABCHI Manel

M. RAHMOUNI Walid

Encadré par :

M. BOUHALI Yassine

(GE VERNOVA)

Pr. BOUGHRARA Kamel

(ENP)

Soutenu le 6 juillet 2023, Devant le jury composé de :

Pr.Y BENMAHAMAD : ENP - Président

Pr.M TEGUAR : ENP - Examineur



Mémoire de fin d'études

Pour l'obtention du diplôme d'Ingénieur d'État en Électrotechnique

Étude de faisabilité d' une connexion entre les barres Moyenne Tension 6.6 kV de deux centrales électriques indépendantes implantées sur le même site.

Réalisé par :

Mlle. HABCHI Manel

M. RAHMOUNI Walid

Encadré par :

M. BOUHALI Yassine

(GE VERNOVA)

Pr. BOUGHRARA Kamel

(ENP)

Soutenu le 6 juillet 2023, Devant le jury composé de :

Pr.Y BENMAHAMAD : ENP - Président

Pr.M TEGUAR : ENP - Examineur

تهدف هذه الدراسة إلى ضمان توفير إمدادات الطاقة اللازمة لـ HRL 1 خلال حالات الإنقطاع الكامل للشبكة الكهربائية. مما يتيح تعزيز مساهمة محطة إنتاج الطاقة HRL1 في استقرار الشبكة الكهربائية العامة. يتضمن ذلك التحليل والتقدير الشامل لمتطلبات الطاقة الناتجة عن الأحمال الحرجة الضرورية لعملية إعادة التشغيل. تم إجراء دراسة شاملة لتحديد المتطلبات المثلى لأجهزة التوزيع ذات الجهد المتوسط والكابلات، مع مراعاة عوامل مثل كفاءة النقل والامتثال لتعليمات السلامة. لتحقيق هذه الأهداف، كما تم استخدام منهجية تجمع بين الحسابات النظرية والمحاكاة. بالإضافة إلى ذلك، يتم اخذ التكلفة بعين الاعتبار. **كلمات مفتاحية:** إعادة التشغيل، انقطاع الشبكة، محطة توليد الكهرباء بالغاز تحديد الحجم، الحماية.

Abstract

The main objective of this study is to ensure the energy supply to HRL 1 during a grid blackout, by enabling an efficient and rapid black-start. The ultimate goal is to enhance the resilience of the power plant in order to contribute to the overall stability and reliability of the power grid. This involves a thorough quantification and examination of the energy demands imposed by the critical loads essential to the start-up process. A comprehensive study is undertaken to determine the optimum sizing of the medium-voltage cells, as well as the interconnection cable, while taking into account various factors such as transmission efficiency and compliance with safety regulations. To achieve these objectives, a methodology combining both theoretical calculations and computer simulations is employed. In addition, a cost-effective approach is adopted, taking into account the economic feasibility of infrastructure modifications.

Keywords : Black-start, Black-out, Sizing, Interconnection, Protection, Gas-fired power station.

Résumé

L'objectif principal de cette étude est d'assurer l'approvisionnement énergétique de HRL 1 lors d'un Black-out réseau, en permettant un démarrage en Black-start efficace et rapide. Le but ultime est de renforcer la résilience de la centrale électrique afin de contribuer à la stabilité et à la fiabilité globales du réseau électrique. Cela implique une quantification et un examen approfondi des demandes énergétiques imposées par les charges critiques essentielles au processus de démarrage. Une étude complète est entreprise pour déterminer le dimensionnement optimal des cellules moyenne tension, ainsi que du câble d'interconnexion, tout en tenant compte de divers facteurs tels que l'efficacité de la transmission et le respect des règles de sécurité. Pour atteindre ces objectifs, une méthodologie combinant à la fois des calculs théoriques et des simulations informatiques est employée. En outre, une approche rentable est adoptée, en tenant compte de la faisabilité économique des modifications de l'infrastructure.

Mots clés : Démarrage en Black-start, Black-out réseau, Dimensionnement, Interconnexion, Protection, Centrale thermique à gaz.

Dédicace

“

Je dédie cette humble réalisation à mes chers parents, avec une gratitude débordante et une profonde reconnaissance pour les sacrifices qu'ils ont consentis afin que je reçoive la meilleure éducation possible. Votre soutien inconditionnel tout au long de mes études n'a vraiment pas de prix. Je vous suis à jamais reconnaissante pour votre présence inébranlable dans ma vie. Que cet accomplissement soit la réalisation de vos désirs les plus profonds et l'aboutissement de votre soutien indéfectible.

Je tiens également à rendre hommage à ma tendre grand-mère, dont la douceur et la gentillesse ont laissé une trace indélébile dans mon cœur. Que Dieu fasse reposer ton âme en paix.

Une dédicace spéciale à ma meilleure amie Bouchra, mes soeurs et à tous ceux qui me sont chers .Merci d'être toujours là pour moi!

*Avec le plus grand respect et la plus grande gratitude,
Merci.*

”

- **Manel**

“

Je dédie cette réalisation à ma famille, mes amis et mes mentors, Leur soutien et leur encouragement m'ont guidé vers la réussite, Merci à tous ceux qui ont fait partie de cette belle étape.

”

- **Walid**

Remerciements

En premier lieu, on remercie Allah de nous avoir guidés et soutenus tout au long de notre parcours pour mener ce travail à terme.

Nous souhaitons exprimer notre profonde gratitude envers GE VERNOVA pour l'opportunité qu'ils nous ont donnée pour effectuer cette étude. Nous sommes reconnaissants de la confiance qu'ils nous ont accordée.

une gratitude particulière envers notre encadrant, **M. BOUHALI Yassine**, pour son assistance compétente, sa patience et son encouragement.

Nous souhaitons adresser nos sincères remerciements à **M. SILINGUE Pascal**, chef du site de Hassi R'mel 1, de nous avoir offert l'opportunité d'intégrer son équipe, on tient également à remercier **M. ZAIDI**, **Mme. BELHACINI**, **M. ABDELLI**, ainsi que tous les ingénieurs du site Hassi R'mel 1.

Un grand merci et une profonde reconnaissance à **M. FRASS**, **Mme. BOUKADOUM** et **M. alaouide** nous avoir fait confiance pour faire cet étude chez GE VERNOVA.

Un remerciement particulier à **M. BENMESBAH** et **M. GASMI** pour les précieuses informations et leur assistance.

Nous exprimons aussi nos sincères remerciements aux membres du jury pour l'honneur qu'ils nous ont fait en prenant le temps de lire et d'évaluer ce travail.

Nous souhaitons également remercier l'équipe pédagogique et administrative de l'ENP pour leurs efforts visant à nous offrir une excellente formation.

Nous tenons à exprimer notre gratitude envers **M. BOUGHRARA Kamel** pour sa disponibilité et ses orientations.

Enfin, nous tenons à remercier toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Table des matières

Table des figures	
Liste des tableaux	
Liste des sigles et acronymes	
Introduction générale	14
1 État des lieux	16
1.1 Introduction	17
1.2 Actionnaires et partenaire	17
1.3 Présentation de l'entreprise d'accueil GE	17
1.3.1 Les divisions principales de GE	18
1.3.2 Mission de GE VERNOVA	19
1.4 Présentation du groupe SONELGAZ	19
1.4.1 Mission de SONELGAZ	20
1.4.2 SPE	21
1.5 Histoire des centrales électrique en Algérie	21
1.5.1 Présentation des deux centrales de Hassi R'mel	22
1.5.2 Plan de masse	23
1.6 Problématique	23
1.7 Solution	24
2 Généralités sur les systèmes de production électrique	25
2.1 Introduction	26
2.2 Production d'énergie électrique	26
2.2.1 Définition d'une centrale	26
2.2.2 La stratégie du fonctionnement des centrales électriques	26
2.3 Centrales thermique à gaz	28
2.4 Différentes installation d'une centrale	28
2.4.1 BOP (les utilités)	28
2.4.2 La ligne d'arbre	30
2.5 Fonctionnement d'une tranche de production	33
2.5.1 Système de démarrage	33
2.5.2 Fonctionnement	33
2.6 Le Black-out	34
2.6.1 Types des défaut électrique engendrant le Black-out	34
2.6.2 Phases d'un Black-out	35

2.7	Alimentation de secours	36
2.7.1	les EDG	36
2.7.2	le BSDG	36
2.8	Conclusion	36
3	Bilan de puissance	38
3.1	Introduction	39
3.2	Energie nécessaire pour le démarrage en BLACK START	39
3.2.1	La distribution électrique d'une centrale	39
3.2.2	Consommateurs primordiales de chaque unité	40
3.3	La redondance	42
3.3.1	Les batteries	42
3.4	Bilan de puissance	43
3.4.1	La puissance installée « Pn »	43
3.4.2	Puissance utile d'une charge	43
3.4.3	Puissance utile d'une barre	44
3.4.4	La consommation nominale des charges de chaque barre	44
3.4.5	Les calcul	51
3.4.6	Cas de figure	52
3.4.7	Comparaison entre les résultats théorique et pratique	53
3.5	Conclusion	54
4	Dimensionnement du câble et de la cellule MT	55
4.1	Introduction	56
4.2	Constitutions des câbles de puissance	56
4.3	Sélection du câble	57
4.3.1	Détermination pratique de la section minimale d'un câble moyenne tension	58
4.3.2	Courant de court-circuit	61
4.3.3	Tenue thermique des écrans de câbles	65
4.3.4	Chute de tension (VD)	67
4.4	Dimensionnement de la cellule MT	68
4.4.1	Dimensionnement du disjoncteur	70
4.4.2	Transformateurs d'instrumentation (TC et TT)	73
4.4.3	Relais de protection	76
4.4.4	Système de basculement	84
4.5	Évaluation technicoeconomique	87
4.5.1	Méthodologie	87
4.5.2	Analyse comparative	88
4.6	Conclusion	88
	Conclusion générale	90
	References	92
	Annexes	94

Table des matières

A Partie données 95

Table des figures

1.1	Divisions principale de GE	18
1.2	Divisions principale de GE VERNOVA	19
1.3	filiales du groupes SONELGAZ[7]	20
1.4	carte des centrales [7]	21
1.5	centrale thermique tilghemt 1	22
1.6	centrale thermique tilghemt 2	22
1.7	plan de masse HRL1	23
2.1	courbe de charge électrique annuelle[11]	27
2.2	courbe de charge électrique du 22/12/2022 [12]	28
2.3	Turbine MS-9001FA[14]	30
2.4	corps d'admission d'aire[15]	30
2.5	vue interne du compresseur[15]	31
2.6	Disposition du système de combustion MS9001FA[14]	31
2.7	Turbo-alternateur refroidi à l'hydrogène type [14]	32
2.8	figure illustrative du fonctionnement[17]	34
2.9	Phases du black-out dans le cas général[1]	35
3.1	schéma unifilaire de HRL 1	41
4.1	Constitutions des câbles MT.	56
4.2	étapes de sélection de la section du câble[23]	58
4.3	schéma unifilaire simplifié	62
4.4	Résultat du calcul du courant de court circuit triphasée en utilisant le logiciel ETAP	65
4.5	Défaut phase-terre[24]	66
4.6	Résultat du calcul du courant de court circuit Phase-Terre en utilisant le logiciel ETAP	66
4.7	Mise en place des câbles	67
4.8	modèle d'un câble	67
4.9	représentation vectorielle de la chute de tension	68
4.10	vue interne de la constitution d'une cellule MT[25]	69
4.11	TPU4x.xx[26]	74
4.12	TJP4x.xx[27]	76
4.13	schéma unifilaire des protections	78
4.14	Zones de charge d'un câble[29]	80
4.15	Courbe de temps de coupure pour la protection 51	81
4.16	Courbe de temps-courant de pour les protection 51/50	82
4.17	Courbe de temps de coupure pour la protection 51N	83

Table des figures

4.18 Jeu de barres avec deux arrivées - Variante 1	85
4.19 Jeu de barres avec trois arrivées et présélection de deux sur trois - Variante 3	85
4.20 Modes de basculement	86

Liste des tableaux

2.1	classification des causes d'un Black-out[18].	35
3.1	Barre 00BBA10	44
3.2	Barre 00BFA10	45
3.3	Barre 00BFA20	46
3.4	Barre 21BBA10	46
3.5	Barre 21BFA10	47
3.6	Barre 21BFA20	47
3.7	Barre 21BJA10	48
3.8	Barre 21BJA20	49
3.9	Barre 21BMB	49
4.1	critère de sélection	58
4.2	Principaux paramètres des panneaux avec disjoncteur[25].	70
4.3	Caractéristiques générales des disjoncteurs débrochables sur chariot pour le tableau de moyenne tension UniGear type ZS1 (12 kV)[25]	71
4.4	désignation du code TPU4x.xx	73
4.5	fiche technique du relais REF620[28]	78
4.6	Coût des équipement	88
4.7	Coût des outils nécessaire pour construire 3m d'échelle à câble	88

Liste des sigles et acronymes

BBA	<i>Normal MV switchgear</i>
BFA	<i>Normal LV switchgear A</i>
BJA	<i>Normal LV motor control centers</i>
BMB	<i>Emergency LV switchgears</i>
BOP	<i>Balance Of the Plant</i>
BSDG	<i>Black Start Diesel Generator</i>
CC	<i>Court Circuit</i>
DCS MARK6	<i>Control System MARK6</i>
DC	<i>Direct Current</i>
Ebop	<i>BoP électrique de la centrale</i>
EDG	<i>Emergency diesel generator</i>
HRL	<i>Hassi R'mel</i>
SPE	<i>Société de Production d'électricité</i>
TV	<i>Turbine Vapeur</i>
TG	<i>Turbine Gaz</i>
IF	<i>Incomer Feeder</i>
IEC	<i>International Electrical Commission</i>
LCI	<i>Load Commutated Inverter</i>

Liste des tableaux

LSF	<i>Low Smoke and Fume</i>
Mbop	<i>Bop mécanique de la centrale</i>
MT	<i>Moyenne tension</i>
NFC	<i>Norme Française C</i>
PVC	<i>chlorure de Polyvinyle</i>
TT	<i>Transformateur de Tension</i>
TC	<i>Transformateur de courant</i>
VD	<i>Voltage Drop</i>
XLPE	<i>polyéthylène réticulé</i>

Introduction générale

L'énergie électrique est devenue une composante essentielle dans notre vie quotidienne. Cette forme d'énergie est fournie à partir des centrales électriques qui produisent de l'électricité en convertissant différentes sources d'énergie en électricité utilisable. Parmi les différents types de centrales électriques, on trouve les centrales à gaz, qui utilisent du gaz naturel pour produire de l'électricité. Ces centrales sont considérées comme relativement propres en termes d'émissions de gaz à effet de serre, par rapport aux centrales au charbon, bien que des émissions de dioxyde de carbone (CO₂) soient encore produites.

Cependant, même les centrales électriques les plus fiables peuvent parfois connaître des pannes. Lorsque cela se produit sur une grande échelle, cela peut entraîner un black-out réseau, c'est-à-dire une panne généralisée de l'alimentation électrique dans une région ou même dans tout un pays. Les causes de blackouts électriques sont généralement multiples. Elles sont le résultat final d'une cascade de phénomènes compliqués, allant d'une défaillance technique dans le système de distribution d'électricité à une perturbation naturelle, telle qu'une tempête ou un tremblement de terre. Les black-out peuvent avoir des conséquences graves, d'une part notamment pour les infrastructures critiques telles que les hôpitaux, les services d'urgence et les centres de données . D'autre part leurs conséquences peuvent être également énormes du point de vue économique.

Il y a eu plusieurs blackouts majeurs dans le monde au cours des dernières décennies. Citant Le black-out en Inde de 2012 ,Le black-out au Venezuela de 2019 et Le black-out Algérie de 2003 qui a affecté 38 wilayas, à l'exception du Sud qui n'a pas été touché . La cause initiale de la panne était le déclenchement de deux groupes turbines à gaz de 350 MW, par minimum de pression gaz (dysfonctionnement au poste gaz de la centrale HAMMA ,Alger), selon Sonelgaz. Ces nombreux black-out ont mis en évidence l'importance de la préparation et de la planification pour faire face aux pannes à grande échelle[1].

Des mesures ont été prises pour renforcer l'infrastructure électrique et mettre en place des plans de continuité d'activité pour minimiser les impacts économiques et sociaux des pannes de courant. Parmi ces précaution on a les EDG qui sont un élément crucial de la fiabilité et de la sécurité des centrales électriques, car ils permettent de maintenir une alimentation électrique continue et fiable en cas de panne de courant ou de dysfonctionnement de l'alimentation électrique principale ou dans le cas de black-out .

Objectif

Dans notre travail, nous nous sommes intéressés à faire une étude d'interconnexion entre les barres MT (6,6 kV) de deux centrales implémentées sur le même site, HRL 1 et HRL 2, dans le but d'assurer l'alimentation de secours pour la centrale HRL 1 en cas de black-out. Cela permettrait ainsi d'initier un démarrage en black-start.

Organisation du mémoire

Ce mémoire est organisé en 5 chapitres :

Le premier chapitre "**État des lieux**" présente une vue d'ensemble de la situation actuelle, en abordant les défis existants et les solutions proposées .

Le deuxième chapitre "**État de l'art**" présente des notions générales sur le système de production électrique en Algérie et plus particulièrement les centrales à gaz . En outre, le chapitre élucide l'importance des générateurs diesel de secours (EDG) et des unités diesel de démarrage en Black-start (BSDG) dans ce contexte.

Le troisième chapitre "**Bilan de puissance**" a été consacré au calcul du bilan de puissance afin de déterminer l'énergie nécessaire pour le démarrage d'un groupe de la centrale HRL 1 après Black-out.

Le quatrième chapitre "**Dimensionnement du câble et de la cellule MT**" aborde le dimensionnement du câble et des protections électriques, et explique comment déterminer les caractéristiques des dispositifs de protection nécessaires pour garantir la sécurité et la fiabilité de l'installation électrique tout en mettant l'accent sur le coût.

Chapitre 1

État des lieux

1.1 Introduction

La production et la distribution fiables et efficaces de l'électricité sont des préoccupations majeures dans de nombreux pays, y compris en Algérie. Sonelgaz, la compagnie nationale d'électricité et de gaz, joue un rôle essentiel dans la fourniture d'électricité aux citoyens et aux industries du pays.

Pour répondre à la demande croissante et augmenter sa capacité de production d'électricité, Sonelgaz développe actuellement la centrale électrique HRL1, un projet de centrale à gaz de 368 MW. Cependant, l'un des défis du projet est l'absence d'un générateur diesel de démarrage en Black-start, nécessaire pour amorcer la centrale en cas de panne de courant. Notre étude vise donc à évaluer la faisabilité de l'utilisation de la barre MT de la centrale HRL 2, déjà présente sur le même site, comme BSDG pour la centrale HRL 1. Nous commencerons par présenter brièvement General Electric, l'entreprise chargée du développement du projet, le client qui est Sonelgaz(SPE), ainsi que les centrales électriques impliquées dans le projet.

1.2 Actionnaires et partenaire

GE VERNOVA a conclu un accord d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction avec SPE, une filiale de Sonelgaz, pour la mise en place d'une centrale électrique au gaz à Hassi R'mel. La centrale utilisera une configuration à cycle ouvert et devrait avoir une capacité d'environ 368 MW[2].

1.3 Présentation de l'entreprise d'accueil GE

GE, une multinationale américaine avec plus de 125 ans d'expérience opérationnelle, a exercé une influence significative sur diverses industries. Les réalisations notables de l'entreprise se situent dans les domaines de l'énergie, des énergies renouvelables, de l'aviation et des soins de santé. En outre, GE s'est imposée comme un précurseur dans les domaines de la fabrication additive, de la science des matériaux et de l'analyse des données, offrant des solutions complètes dans ces domaines[3].

Ce qui distingue GE de ses homologues américains, c'est sa longue expérience en matière d'innovation. Depuis l'avènement de l'ampoule à incandescence par Thomas Alva Edison, GE a toujours ouvert la voie à des avancées technologiques pionnières qui ont eu un effet transformateur sur la société et ont eu un impact positif sur des milliards de personnes. GE a apporté des contributions inégalées au progrès. Cet engagement inébranlable en faveur de l'innovation a eu des répercussions mondiales sans précédent et continuera à façonner un avenir plus prometteur pour le monde[3].

1.3.1 Les divisions principales de GE

Dans le cadre du portefeuille diversifié d'activités de GE, GE Vernova, GE Aerospace et GE Healthcare apportent chacun une expertise et une innovation uniques à leurs industries respectives . La figure 1.1 montre les divisions principale de GE.

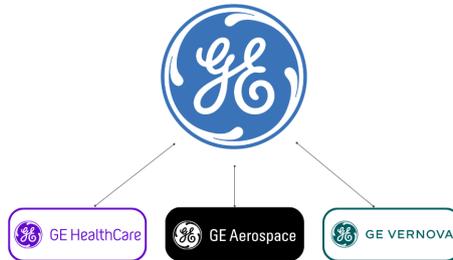


FIG. 1.1 : Divisions principale de GE

1.3.1.1 GE VERNOVA

GE Vernova accélère activement la trajectoire vers une fiabilité, une rentabilité et une durabilité accrues dans le secteur de l'énergie. En parallèle, GE Vernova apporte une aide précieuse à ses clients à dynamiser les économies et à faciliter la fourniture d'électricité essentielle, qui joue un rôle crucial dans la promotion de la santé, de la sûreté, de la sécurité et d'une meilleure qualité de vie en général, offrant une large gamme de solutions énergétiques, notamment des turbines à gaz et à vapeur, des générateurs, des technologies d'énergie renouvelable et des systèmes de gestion de réseau. L'entreprise s'est attachée à fournir des solutions énergétiques efficaces, fiables et durables pour répondre à la demande croissante d'énergie dans le monde entier[4].

1.3.1.2 GE AEROSPACE

GE Aerospace est mondialement reconnu comme un fournisseur de premier plan de moteurs à réaction et de turbopropulseurs, ainsi que de systèmes intégrés adaptés à diverses applications aéronautiques couvrant les avions commerciaux, militaires, d'affaires et d'aviation générale. Sa mission dans ce domaine consiste à développer des technologies de moteur innovantes, à améliorer le rendement énergétique et les performances globales des moteurs d'avion, contribuant ainsi à l'avancement de l'industrie aéronautique[5].

1.3.1.3 GE HEALTHCARE

GE Healthcare jouit d'une reconnaissance mondiale en tant que fournisseur de premier plan de technologies médicales, offrant des solutions complètes dans les domaines de l'imagerie, du diagnostic et de la recherche en sciences de la vie. GE Healthcare se consacre à la transformation de la prestation des soins de santé en fournissant des technologies,

des équipements et des services médicaux de pointe. Sa mission consiste à améliorer les résultats pour les patients, à renforcer les capacités de diagnostic et à accroître l'accès à des soins de qualité grâce à des solutions innovantes[6].

1.3.2 Mission de GE VERNOVA

Le dévouement de GE VERNOVA s'articule autour de deux objectifs interconnectés : faire progresser les efforts d'électrification au niveau mondial tout en contribuant au programme de décarbonisation[4]. La figure 1.2 illustre les divisions principales de GE VERNOVA

La mission de GE VERNOVA au sein du site de Hassi R'mel 1 électrique consiste principalement en la conception, la construction et l'installation de la ligne d'arbre comprenant la turbine, l'alternateur ainsi que leurs auxiliaires, à l'exception du système BOP.

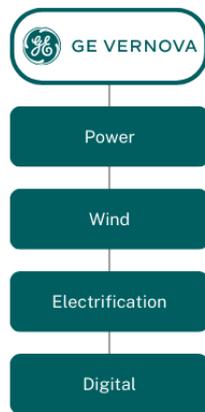


FIG. 1.2 : Divisions principale de GE VERNOVA

1.4 Présentation du groupe SONELGAZ

Depuis plus d'un demi-siècle, Sonelgaz est le principal fournisseur d'électricité et de gaz en Algérie, constituant une source d'énergie cruciale pour les besoins quotidiens des citoyens algériens. Suite à la loi sur la distribution de l'électricité et du gaz par canalisations, Sonelgaz est passée d'une société verticalement intégrée à une société holding qui supervise un groupe industriel diversifié et multiforme avec plusieurs filiales[7].

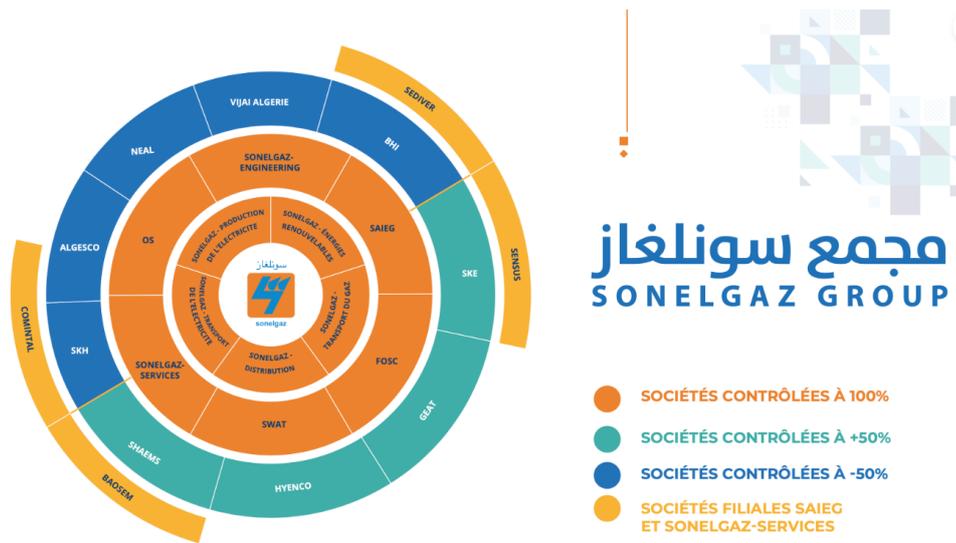


FIG. 1.3 : filiales du groupes SONELGAZ[7]

Sonelgaz a joué un rôle essentiel dans le développement économique et social de l'Algérie tout au long de son histoire. Ses contributions à la politique énergétique nationale comprennent des initiatives telles que l'électrification rurale et la distribution publique de gaz, qui ont considérablement augmenté la couverture en électricité à 98% pour plus de 10,9 millions de clients et la pénétration du gaz à 65% pour plus de 6,8 millions de clients[7] .

Actuellement, le groupe Sonelgaz est composé de 14 filiales illustrée dans la figure 1.3.Elles sont directement gérées par la société holding et de 12 autres sociétés opérant en collaboration avec des tiers[7] .

1.4.1 Mission de SONELGAZ

Sonelgaz, la compagnie nationale d'électricité et de gaz d'Algérie,remplit plusieurs missions essentielles dans le secteur de l'énergie. Tout d'abord, elle cherche à assurer une production efficace et fiable d'électricité en supervisant et en maintenant les opérations dans les centrales thermiques traditionnelles et les installations d'énergie renouvelable, telles que les installations solaires, éoliennes et hydroélectriques. Ensuite, Sonelgaz assume la responsabilité de la transmission et de la distribution de l'électricité et du gaz naturel dans toute l'Algérie, en se concentrant sur la construction et l'entretien d'une infrastructure résiliente et moderne pour assurer le transport cohérent et efficace des ressources énergétiques. En outre, la société s'engage activement dans la promotion des sources d'énergie renouvelables, dans le but d'exploiter les ressources abondantes de la nation pour diversifier le portefeuille énergétique, réduire la dépendance aux combustibles fossiles et apporter des contributions substantielles à la durabilité environnementale[7] .

1.4.2 SPE

La Société de Production de l'Electricité est la principale filiale de SONELGAZ responsable de la production d'électricité en Algérie. Elle s'occupe de la maintenance et de l'exploitation des centrales électriques, qui constituent le plus grand parc d'installations de production du pays.

1.5 Histoire des centrales électrique en Algerie

Pour comprendre l'histoire des centrales électriques en Algérie, il est important de noter que la première centrale a été installée en 1910 et a produit 4,2 MW d'électricité grâce à l'énergie hydraulique à Rummel à Constantine. Cependant, le secteur a connu une croissance limitée au cours des années suivantes, et ce n'est qu'avec l'apparition de la première centrale à vapeur en 1913 à la base navale de Mers El Kabîr à Oran que le secteur a pris de l'ampleur. Au cours des années suivantes, trois centrales importantes sont mises en service, dont la centrale de Hama à Alger d'une puissance de 64 MW, la centrale du port d'Alger de 34 MW et la centrale d'Annaba de 58 MW[8].

Après cette période, le secteur hydraulique connaît un développement important avec la mise en service de neuf ouvrages entre 1946 et 1953, notamment en Oranie et en Kabylie. La figure 1.4 montre la disposition des différents type de centrales en algérie.

- Capacité installée : 25 180 MW
- Réseau de Transport : 33 775 km
- Réseau de Distribution : 383 014 km
- Nombre de clients : 11 461 721

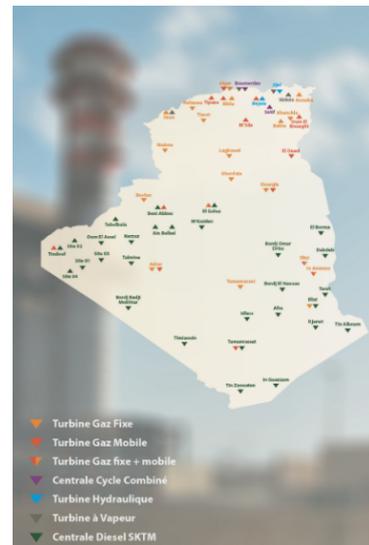


FIG. 1.4 : carte des centrales [7]

1.5.1 Présentation des deux centrales de Hassi R'mel

Les centrales Tilghemt 1 et 2 illustrée par les figures 1.5 et 1.6 respectivement. Ces centrales se trouvent à Hassi R'mel et sont toutes deux des centrales thermique à gaz. La première centrale, d'une capacité de 730 MW, est opérationnelle depuis fin 2015 et a grandement contribué à renforcer le réseau interconnecté. La seconde centrale, d'une capacité de 368 MW, est actuellement en construction et permettra d'assurer une alimentation électrique fiable et continue dans la région, garantissant ainsi la qualité de service.



FIG. 1.5 : centrale thermique tilghemt 1



FIG. 1.6 : centrale thermique tilghemt 2

1.5.2 Plan de masse

Le plan de masse de la centrale HRL1 (Tilghemt2) est montrée ci-dessous par la figure 1.7

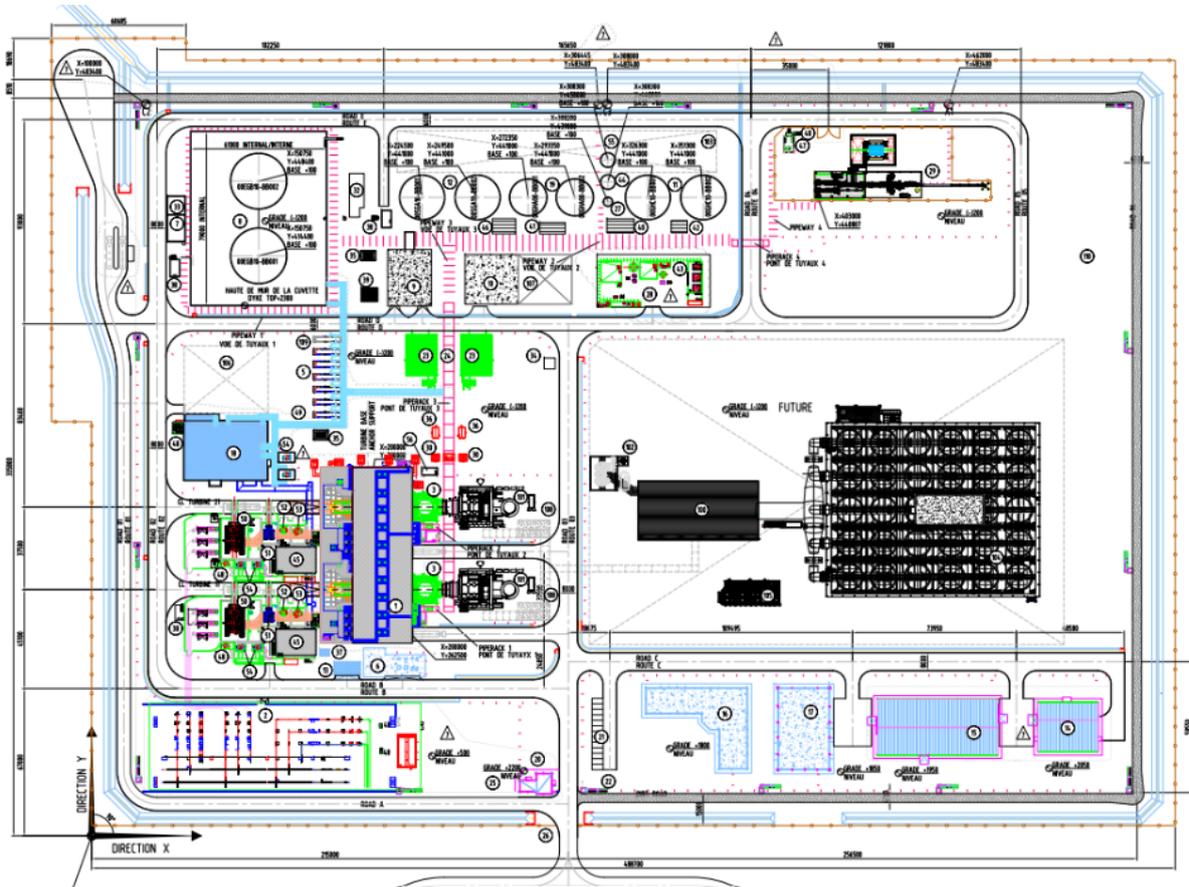


FIG. 1.7 : plan de masse HRL1

1.6 Problématique

Il est essentiel que chaque centrale électrique dispose d'une source d'énergie auxiliaire capable de fournir suffisamment d'énergie pour soutenir toutes les unités et permettre le redémarrage séquentiel de chacune d'entre elles. Ces unités de secours, communément appelées unités de démarrage à froid, se composent généralement de plusieurs unités, chacune ayant une capacité de 2,5 MVA à 6,6 kV et 50 Hz. Ces unités alimentent le jeu de barres de 6,6 kV des communs, qui est ensuite connecté au jeu de barres de 6,6 kV de chaque unité .

L'absence d'un BSDG dédié à la centrale électrique de HRL 1 constitue un défi important, car un BSDG est nécessaire pour initier le démarrage de la centrale en cas de black-out.

1.7 Solution

Le projet proposé vise à réaliser une étude de faisabilité sur l'utilisation d'une centrale électrique existante comme générateur diesel de démarrage à froid (BSDG) pour le projet en cours de construction de la centrale électrique de HRL 1. Afin de résoudre le problème posé ci dessus , l'étude de faisabilité explorera le potentiel d'utilisation d'une centrale électrique existante comme BSDG pour le projet de Hassi R'mel1.

Chapitre 2

Généralités sur les systèmes de production électrique

2.1 Introduction

L'Algérie dispose d'un nombre important de centrales de production électrique .Ces centrales sont sous la disposition de la société de production d'électricité (SPE),le fournisseur unique d'énergie électrique en Algérie . L'amélioration continue des parcs de production de l'électricité de la SPE a permis d'atteindre une puissance totale de 6 735 MW en 2009, répartie entre quatre filières distinctes :

- La filière turbine à vapeur (TV) avec 20 groupes fonctionnant au gaz naturel de puissance unitaire allant de 52 MW à 196 MW.
- La filière hydraulique avec 26 groupes dont 8 groupes haute chute et 16 groupes basse chute.
- La filière diesel ,composée de plusieurs groupes dont la puissance maximale unitaire est de 8 MW.
- La filière turbine gaz (TG) avec 89 groupes de puissance unitaire allant de 3 MW à 209 MW. Parmi ces centrales électriques à gaz, il y en a deux qui sont sur le même site de Hassi R'Mel wilaya de Laghouate.[9]

Dans ce chapitre nous allons présenter ces deux centrales ,leurs différentes installations ainsi que le fonctionnement d'une tranche de production. En outre, nous soulignons l'importance de la mise en place d'une source d'énergie alternative comme mesure d'urgence en cas de Black-out.

2.2 Production d'énergie électrique

2.2.1 Définition d'une centrale

Une centrale électrique est un site industriel consacré à la production de l'électricité à partir de différentes sources naturelles et en utilisant diverses techniques, et cela de manière à alimenter le réseau national et garantir aux consommateurs par la suite leurs besoins en électricité [10]. les principaux types de centrales électriques en service sont :

- **les centrales thermiques** qui utilisent l'énergie thermique libérée pour produire l'énergie électrique ,différents types de centrales thermiques sont classés en fonction de la source de chaleur , on a les centrales à combustibles fossiles (charbon, pétrole et gaz naturel),les centrales nucléaires et les centrales géothermiques.
- **les centrales à énergies renouvelables** telles que ,Les centrales hydroélectriques, Les centrales solaires ou photovoltaïques et Les centrales éoliennes.

2.2.2 La stratégie du fonctionnement des centrales électriques

La stratégie de fonctionnement des centrales électriques implique la planification de la production qui est le rôle du dispatching national . Cette dernière dépend de plusieurs

facteurs, notamment le type de centrale, la demande d'électricité, les coûts de production et les conditions environnementales pour assurer les besoins énergétiques d'une région tout en respectant les normes en vigueur. Les centrales électriques sont divisées en ce qu'on appelle unités électriques en fonction de leurs contributions pour satisfaire les besoins en électricité[11] annuelle ou journalière montrée par les figures 2.1 et 2.2 respectivement.

- **Les unités de base** sont des centrales électriques capables de produire de l'électricité de manière constante et à grande échelle. Ces centrales sont utilisées pour répondre à la demande d'électricité de base qui ne varie pas beaucoup au cours de la journée. Les centrales nucléaires sont généralement rangées dans cette catégorie à cause du besoin de conservation de l'équilibre thermique entre le réacteur atomique et le générateur de vapeur, il est préférable de stabiliser les puissance actives délivrées à un niveau constant[11].
- **Les Unités intermédiaires** sont des centrales électriques qui peuvent produire de l'électricité de manière flexible et répondre aux fluctuations de la demande en électricité. Elles peuvent être alimentées par des combustibles fossiles ou des énergies renouvelables. Par exemple, c'est le cas des centrales hydrauliques dont le débit est facilement contrôlable[11].
- **Unités de pointe** sont des centrales électriques qui sont conçues pour fournir de l'électricité en réponse à une forte demande, telle que celle qui survient lors des périodes de pointe de consommation d'électricité. Elles sont conçues pour être facilement activées et désactivées pour répondre aux besoins de pointe[11].

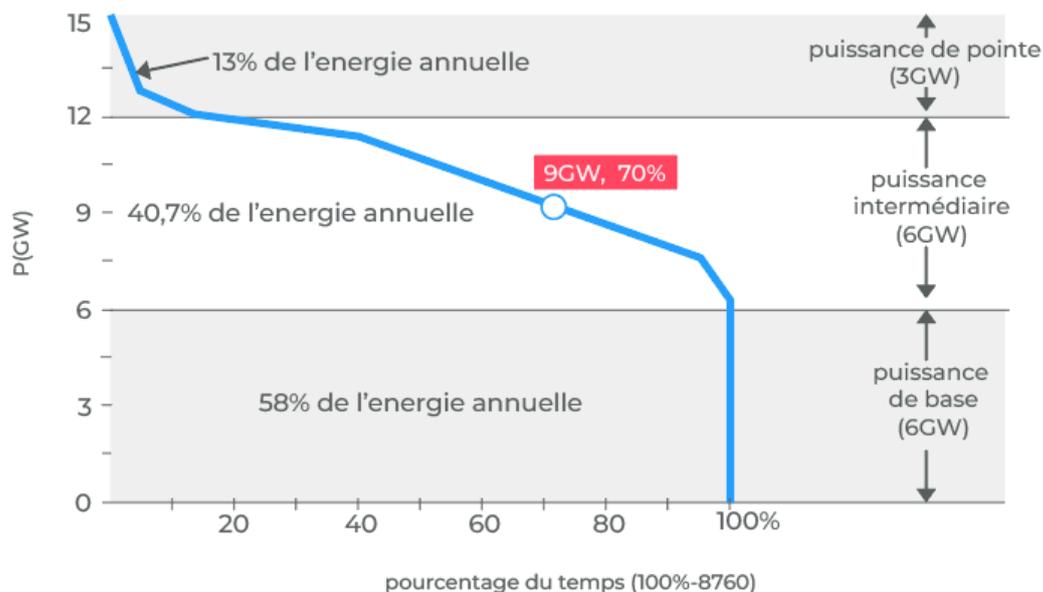


FIG. 2.1 : courbe de charge électrique annuelle[11]

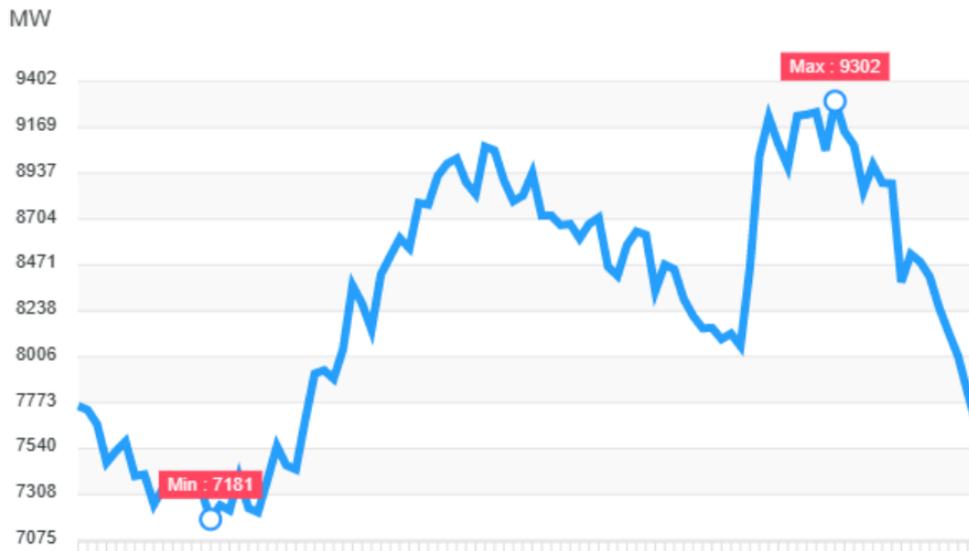


FIG. 2.2 : courbe de charge électrique du 22/12/2022 [12]

2.3 Centrales thermique à gaz

Une centrale thermique à gaz est une centrale électrique qui utilise l'énergie mécanique résultant du gaz naturel brûlé pour tourner la turbine qui ensuite entraîne l'alternateur et produit de l'électricité. La turbine à gaz est l'unité de production d'énergie la plus satisfaisante parmi les divers moyens de production d'énergie mécanique en raison de sa fiabilité exceptionnelle, de son absence de vibrations et de sa capacité à produire de grandes puissances à partir d'unités de taille et de poids relativement faibles ainsi que leur capacité de démarrage rapide[8] .

2.4 Différentes installation d'une centrale

2.4.1 BOP (les utilités)

Le système connu sous le nom de "Balance of Plant" (BoP) se compose d'un ensemble de composants auxiliaires qui sont essentiels à la production d'énergie dans une centrale électrique. Ces systèmes sont conçus pour fournir un soutien stable et efficace à la centrale. Les éléments clés du BoP comprennent des équipements tels que des onduleurs, des transformateurs, des appareils de commutation, des disjoncteurs, et d'autres dispositifs similaires. En revanche, l'équipement de production d'énergie primaire comprend des turbines et les générateurs. Le système BoP lui-même est constitué de dispositifs électriques et mécaniques, chacun ayant une fonction particulière dans le fonctionnement de la centrale électrique.

2.4.1.1 EBoP

Les systèmes EBoP sont conçus pour surveiller, réguler et protéger les différents composants de la centrale électrique à l'aide de dispositifs électriques fonctionnant à basse, moyenne et haute tension. Les éléments clés des systèmes EBoP comprennent[13] :

- Les transformateurs de puissance, qui permettent d'ajuster la tension électrique à des niveaux adaptés pour assurer le fonctionnement optimal de la centrale.
- Les disjoncteurs, qui sont des dispositifs de coupure automatique utilisés pour protéger les composants sensibles de la centrale contre les défauts.
- L'appareillage de commutation (cellule MT, BT), qui permet d'isoler les sections des systèmes électriques où un défaut a été identifié, en combinant des dispositifs de commutation, de fusibles et de disjoncteurs.
- Les parafoudres, qui assurent une protection contre les surtensions dans les centrales électriques en canalisant la surtension en toute sécurité vers la terre dès qu'elle se produit.
- Les barres électriques, qui permettent la transmission de l'énergie électrique de la section de production aux transformateurs élévateurs, et qui sont généralement des bandes de métal en cuivre nu situées dans les tableaux ou les cellules MT et BT.
- Contrôleur turbine "DCS MARK6", est un système de contrôle distribué avancé et fiable qui offre des capacités complètes d'automatisation, de contrôle et de surveillance des processus. Ce logiciel joue un rôle central en fournissant une source unique de données précises et synchronisées à la fois au niveau du contrôleur et de la turbine elle-même. Ce qui facilite grandement la gestion efficace de la turbine, permettant ainsi une optimisation des performances.

2.4.1.2 MBoP

Les systèmes mécaniques auxiliaires des centrales électriques, également connus sous le nom de systèmes MBoP, incluent des systèmes d'instrumentation et d'air de service, des systèmes hydrauliques, des systèmes de chauffage et de refroidissement, les systèmes de conditionnement des gaz combustibles, les systèmes de réduction de pression, les systèmes de protection contre l'incendie et les systèmes d'air comprimé. Chaque ensemble est spécialement conçu pour répondre aux exigences spécifiques de la centrale électrique et peut inclure divers équipements tels que des unités de contrôle de débit, des stations de déchargement, des ensembles de transport, etc. Ces systèmes MBoP sont indispensables pour assurer la sécurité et la fiabilité de la centrale électrique ainsi que la protection du personnel et des biens sur site[13].

2.4.2 La ligne d'arbre

2.4.2.1 La turbine

La turbine à gaz à arbre unique MS-9001FA est conçue pour fonctionner dans une installation configurée en unité à cycle simple ou cycle combiné[14]. La figure 2.3 détaille les différentes sections de la turbine

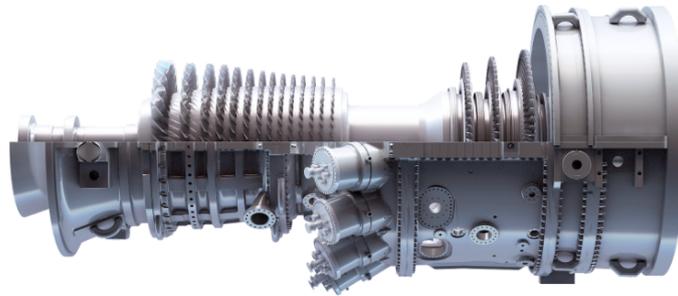


FIG. 2.3 : Turbine MS-9001FA[14]

La turbine à gaz comporte six principales sections :

- **Admission d'air** : Le rôle principal du compartiment de filtrage et d'admission d'air (Fig.2.4) est d'assurer l'approvisionnement en air propre à la turbine à gaz pour le processus de combustion. Il aspire l'air ambiant tout en garantissant que des particules de poussière importantes ne pénètrent pas dans la section d'air propre. Pour ce faire, l'air est filtré lors de son passage à travers les éléments de filtrage situés à l'intérieur du compartiment. Une fois filtré, l'air propre est dirigé vers la section de transition et sort du compartiment d'admission via la bride de transition pour être acheminé vers le compresseur[14].

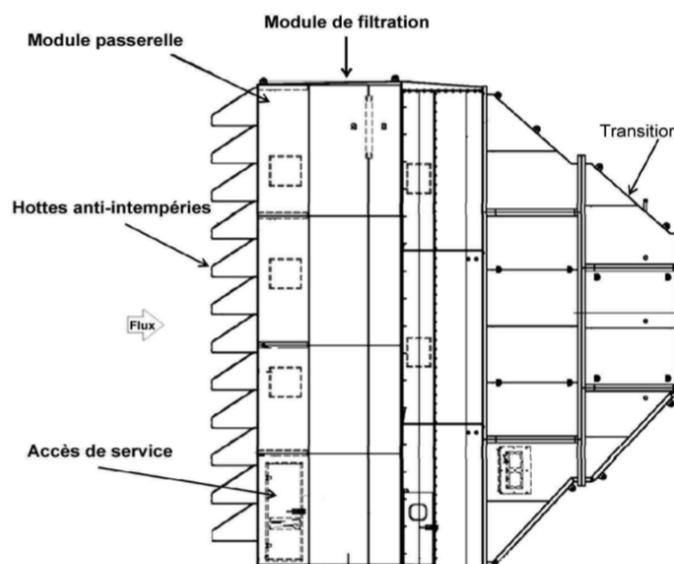


FIG. 2.4 : corps d'admission d'air[15]

- **Compresseur** : La section du compresseur à débit axial est composée d'un rotor et d'un corps de compresseur (voir la figure 2.5). A l'intérieur du corps se trouvent des aubes directrices à ouvertures variables, des étages d'aubes rotatives et fixes, ainsi que des aubes directrices en sortie. Les étages d'aubes compriment l'air par étapes, alternant des pales rotatives et fixes, tandis que les pales du rotor fournissent la force nécessaire à la compression de l'air. Les aubes directrices du stator guident l'air vers le prochain étage avec le bon angle. L'air comprimé est expulsé du compresseur via le corps d'échappement vers les chambres de combustion. Pendant le démarrage, de l'air est extrait du compresseur pour refroidir la turbine et contrôler les pulsations[14].

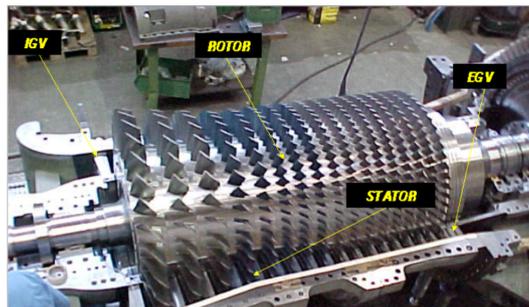


FIG. 2.5 : vue interne du compresseur[15]

- **Système de combustion** : Le MS9001FA est équipé d'un système de combustion à flux inversé comprenant 18 chambres de combustion situées autour du corps d'échappement du compresseur (voir la figure 2.6). Le système comprend également des injecteurs de combustible, des bougies d'allumage, des détecteurs de flamme et des tubes d'interconnexion. Lorsque le combustible est enflammé dans les chambres de combustion, les gaz chauds circulent à travers les pièces de transition et atteignent finalement la turbine[14].

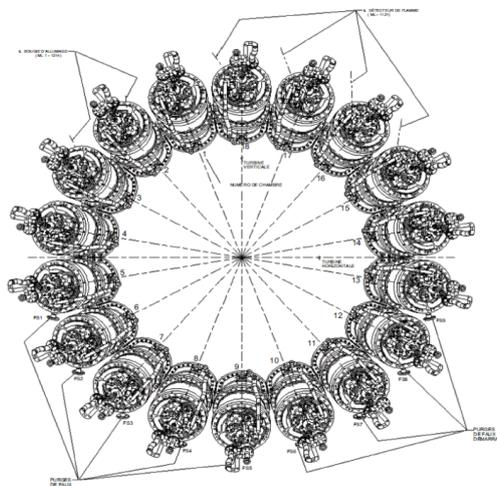


FIG. 2.6 : Disposition du système de combustion MS9001FA[14]

- **corps de la Turbine** : à ce niveau l'énergie cinétique des gaz est transformée en énergie mécanique dont une partie sert à l'entraînement du compresseur et l'autre à la production d'énergie électrique
- **Échappement** : La chambre d'échappement se présente sous une forme géométrique linéaire et parallélépipédique, destinée à contenir et répartir les gaz d'échappement. Elle est localisée à l'extrémité postérieure de la base de la turbine. Les gaz, une fois collectés dans cette enceinte, sont acheminés en direction de l'atmosphère[16].
- **Systèmes de support** :
 - Socle turbine** : Le socle de la turbine à gaz est une structure en acier solide et bien équipée pour garantir une installation efficace et sécurisée de la turbine à gaz[14].
 - Supports turbine** : la turbine possède des supports aux pieds rigides au niveau de l'extrémité du compresseur et des supports avec pivots au-dessus et en dessous au niveau de l'extrémité de la turbine. des pattes supports et deux clavettes à nez couplées aux pattes supports qui maintiennent la position verticale , axiale et latérale de la turbine[14].

2.4.2.2 générateur 324 H

Le turbo-alternateur 324 H (voir la figure2.7) fonctionne en utilisant de l'hydrogène gazeux comme liquide de refroidissement et est entièrement fermé. Le système de ventilation est une unité autonome qui comprend les réfrigérants gazeux et les ventilateurs. Le champ rotatif excité séparé, actionné par la turbine, tourne à l'intérieur de l'induit en produisant de l'électricité[14].

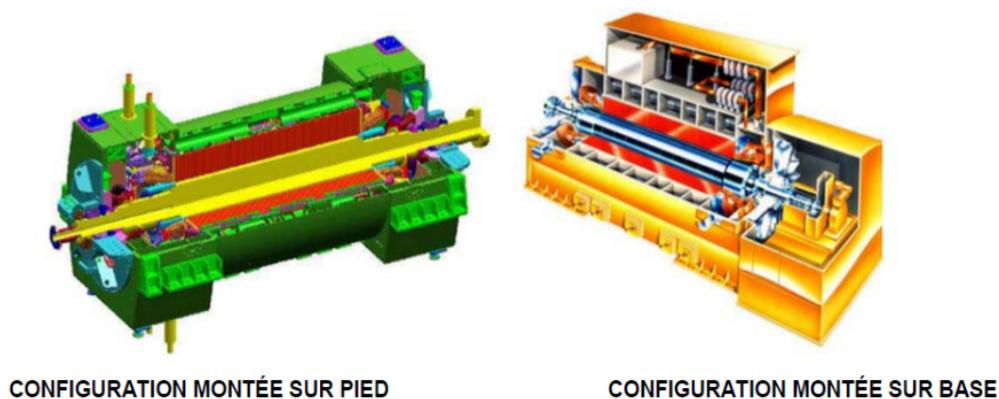


FIG. 2.7 : Turbo-alternateur refroidi à l'hydrogène type [14]

2.5 Fonctionnement d'une tranche de production

2.5.1 Système de démarrage

La fourniture de la puissance nécessaire au démarrage de la turbine à gaz est assurée par le système de démarrage statique. Ce dernier délivre une tension et un courant à fréquence variable à l'alternateur pour qu'il agisse comme démarreur indispensable lors du démarrage de la turbine à gaz. Le système de démarrage statique est composé des éléments principaux suivants[15] :

- **Le système de soulèvement** : Les dispositifs de pompage d'huile démarrent afin d'initier la levée du rotor immobilisé sur les surfaces du palier. Il est impératif que le système de levage fonctionne avant que le vireur ne soit activé. Cette procédure permet de diminuer considérablement le couple requis pour le démarrage, réduisant ainsi les risques de dommage aux paliers au minimum lors du démarrage.
- **Un moteur à basse vitesse (vireur)** : ce dispositif de rotation (moteur à courant alternatif) entraînera le rotor à une cadence comprise entre 5 et 7 tours par minute.
- **Un onduleur à commutation par la charge (LCI)** : Lorsque le démarreur statique commence à accélérer le rotor, l'embrayage SSS débraye le vireur du rotor de la turbine. Le démarreur statique fonctionne en mode "pulsé" puis passe en mode "commuté par la charge" pour fournir le courant variable à l'alternateur et entraîner la turbine à gaz. Le système de démarrage contrôle l'excitation pour maintenir la tension et le flux requis, accélérant la turbine jusqu'à 25 à 30 % de la vitesse nominale pour purger le système. Une fois la purge terminée, l'alimentation de l'alternateur est coupée et la turbine ralentit jusqu'à environ 15% de sa vitesse, avant d'être relancée et accélérée jusqu'à environ 90% de sa vitesse d'auto-alimentation.

2.5.2 Fonctionnement

Lorsque le système de démarrage de la turbine est actionné, l'air ambiant est tiré de la gaine d'admission d'air, filtré et comprimé dans le compresseur, l'actionneur des aubes est alimenté pour positionner les aubes directrices pour un fonctionnement normal de la turbine. L'air comprimé par le compresseur passe par l'espace annulaire qui entoure les chambres de combustion, puis dans les espaces entre les corps externes et les tubes de flamme, et entre dans la zone de combustion par les trous calibrés de chaque tube de flamme. Le combustible venant d'une source extérieure arrive par des conduites qui se terminent par des injecteurs primaires et secondaires dans le couvercle d'extrémité des chambres de combustion séparées. Les injecteurs introduisent le carburant dans la zone de combustion de chaque chambre où il est mélangé avec l'air de combustion et allumé par une ou plusieurs bougies. Les gaz chauds venant des chambres de combustion passent dans des pièces de transition séparées vers la section de turbine à trois étages. Chaque étage consiste en un distributeur annulaire et une rangée d'aubes de turbine. Dans chaque distributeur annulaire, l'énergie cinétique du jet est augmentée avec une chute de pression associée qui est absorbée par le travail des aubes du rotor de la turbine et amène une rotation

de l'arbre utilisée pour entraîner l'alternateur et produire de l'électricité. Après le passage dans les aubes troisième étage, les gaz sont dirigés dans le diffuseur d'échappement. Les gaz passent ensuite dans la gaine d'échappement et sont introduits dans l'atmosphère à travers la cheminée d'échappement[14]. La figure 2.8 illustre ces étapes.

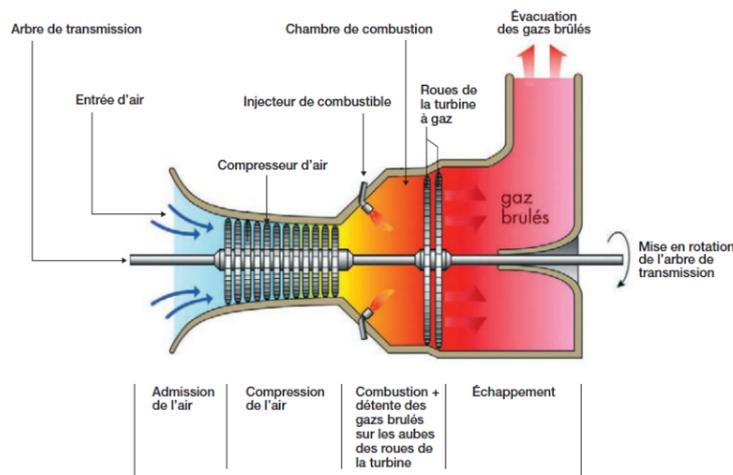


FIG. 2.8 : figure illustrative du fonctionnement[17]

2.6 Le Black-out

Le terme "black-out" désigne l'interruption partielle ou totale des processus de génération, de transmission, de distribution et de consommation d'électricité, qui peut se manifester de manière brève ou prolongée. Cette situation peut se produire en raison de diverses causes.

2.6.1 Types des défaut électrique engendrant le Black-out

Il existe plusieurs types de défauts électriques qui peuvent causer un Black-out. En voici quelques exemples dans le tableau 2.1 :

classification des défauts	causes
catastrophe naturelle	Tempêtes, orages, tremblements de terre, cyclones, éclairs, fluctuations de température
Défaut de transmission	Déclenchement de lignes en raison d'une demande excessive, Défaut de court-circuit, Défaillance du dispositif de protection, Défaillance de la ligne d'interconnexion, Déclenchement du transformateur, Contact avec un arbre

Défaut de génération	Perte de production ou délestage, Défaillance d'une sous-station , effondrement de la tension, Instabilité transitoire ,Déviation de la tension et de la fréquence
Problèmes cybernétiques	Logiciels malveillants ,Violation de la sécurité ,Déni de service,Défaillance de la communication,Défaillance du système de contrôle
Erreur humaine,équipement,inconnue	Erreur de l'opérateur,Défaillance mécanique ,négligence dans l'entretien

TAB. 2.1 : classification des causes d'un Black-out[18].

Il est important de noter que plusieurs de ces types de défauts peuvent se produire simultanément, aggravant ainsi les effets du black out.

2.6.2 Phases d'un Black-out

Les phases d'un Black-out peuvent inclure plusieurs étapes distinctes (voir Fig.2.9). Tout d'abord, il peut y avoir des préconditions telles qu'un manque d'entretien, une surcharge du réseau électrique ou des pannes de matériel. Ensuite, des événements initiaux tels qu'une panne de courant localisée ou une interruption de la production d'énergie peuvent se produire. Ces événements initiaux peuvent ensuite déclencher une cascade d'événements, qui peut inclure la perte de certaines lignes de transmission, l'effondrement du réseau électrique et, finalement, une panne d'électricité généralisée. L'état final est caractérisé par une absence totale de courant électrique, ce qui peut entraîner des conséquences graves pour les consommateurs, les entreprises et les services publics. La restauration implique des efforts pour rétablir la fourniture d'électricité et peut prendre des heures, voire des jours dans certains cas[1].

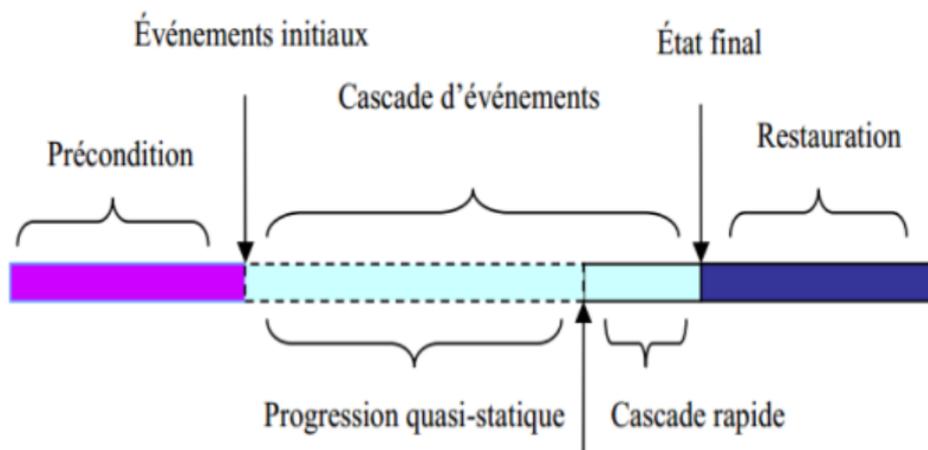


FIG. 2.9 : Phases du black-out dans le cas général[1]

2.7 Alimentation de secours

2.7.1 les EDG

Les groupes électrogènes diesel de secours (EDG) jouent un rôle crucial dans les centrales électriques en fournissant une alimentation de secours en cas de panne du réseau ou d'autres situations d'urgence. Les centrales électriques ont généralement plusieurs EDG pour assurer la redondance et la fiabilité en cas de défaillance.

Dans une centrale électrique, les EDG sont connectés à des systèmes critiques tels que la salle de contrôle, les systèmes de sécurité et d'autres équipements importants. Ils sont généralement dimensionnés pour fournir suffisamment de puissance pour faire fonctionner les systèmes critiques pendant plusieurs heures ou même plusieurs jours.

Les EDG sont conçus pour démarrer automatiquement en quelques secondes après une panne, assurant une transition transparente vers l'alimentation de secours.

La maintenance régulière et les tests des EDG sont cruciaux pour assurer leur fiabilité en cas d'urgence. Les centrales électriques effectuent généralement des inspections, des tests et de la maintenance régulière des EDG pour s'assurer qu'ils sont en bon état de fonctionnement et peuvent fournir une alimentation de secours en cas de besoin.

2.7.2 le BSDG

Un générateur diesel de démarrage en black start est conçu pour fournir une alimentation de secours pour démarrer les générateurs d'une centrale électrique en cas de panne complète de courant, également appelée "Black-out". Lors d'un Black-out, les générateurs principaux de la centrale électrique s'arrêtent en raison de la perte de tension externe. Le BSDG démarrera automatiquement, fournissant l'énergie initiale nécessaire pour redémarrer les générateurs principaux. Une fois les générateurs principaux redémarrés, ils peuvent prendre en charge l'alimentation en électricité et le BSDG s'arrêtera.

2.8 Conclusion

En conclusion, la production électrique est vitale pour nos sociétés modernes et son importance ne peut être sous-estimée. Cependant, il est important de noter que les défauts électriques peuvent survenir à tout moment, perturbant ainsi la production d'électricité et mettant en péril la stabilité des réseaux électriques. Pour faire face à ces perturbations, les centrales électriques doivent être équipées d'alimentations de secours fiables pour assurer une continuité de service optimale. En investissant dans des systèmes d'alimentation de secours robustes, les centrales électriques peuvent minimiser les risques de black-out réseau et garantir une production électrique stable et fiable pour répondre aux besoins énergétiques croissants de nos sociétés. Il convient également de noter que pour assurer le bon dimensionnement des alimentations de secours, il est important de procéder à une analyse de bilan de puissance approfondie. Cette étape consiste à évaluer les besoins énergétiques réels de la centrale électrique, y compris les charges auxiliaires de fonctionnement normales et les besoins de puissance de secours en cas de panne. Dans notre prochain cha-

pitre, nous aborderons donc plus en détail le bilan de puissance et comment on peut assurer l'alimentation de secours de la centrale HRL1 à l'aide de l'interconnexion entre les barres de moyenne tension des deux centrales (HRL1 ET HRL 2).

Chapitre 3

Bilan de puissance

3.1 Introduction

Les centrales électriques dotées de la capacité de démarrer en black start sont un élément indispensable à tout plan de restauration de réseau électrique. Le processus de rétablissement du système électrique est généralement constitué de trois étapes : la phase de black start, la phase de restauration du réseau et la phase de restauration de la charge[19]. Pour restaurer le réseau après une panne généralisée, l'approche de démarrage nécessite généralement des centrales électriques capables de produire de grandes quantités d'énergie, telles que les centrales thermiques "top-down strategy" [20]. Lorsqu'une centrale thermique à gaz se trouve dans une situation de "black start", l'énergie nécessaire pour son démarrage doit être fournie par des sources externes, telles que des groupes électrogènes de secours, des batteries ou des sources d'énergie renouvelable. Dans cette situation critique, la fiabilité et la rapidité du démarrage sont cruciales pour rétablir l'approvisionnement en électricité et assurer la stabilité du réseau électrique.

Dans ce chapitre, nous allons calculer l'énergie requise pour le démarrage de la centrale thermique à gaz (HRL 1) en mode noir et examiner la possibilité de répondre à cette exigence en utilisant la barre MT de la centrale HRL 2 comme source d'alimentation de secours.

3.2 Energie nécessaire pour le démarrage en BLACK START

La capacité de l'alimentation électrique de démarrage à froid (black start) doit répondre aux exigences de la charge électrique aux différentes étapes du démarrage . Plus précisément, l'énergie délivrée par la barre de MT de la centrale HRL2 doit être suffisante pour répondre à la charge de démarrage après black-out . Les générateurs à turbine à gaz sont plus difficiles à démarrer car ils ne deviennent pas auto-entretenus avant que leur vitesse de rotation n'approche de la vitesse synchrone. Cela signifie qu'une turbine à gaz capable de démarrage en black start nécessite non seulement de l'alimentation pour ses charges auxiliaires, mais aussi suffisamment de puissance de démarrage pour engager le compresseur et faire tourner l'unité à la vitesse nominale[21].

NB :les références des barres et les données mentionnées dans ce titre concernent un seul groupe de la centrale HRL 1 .

3.2.1 La distribution électrique d'une centrale

Il est important de noter que les auxiliaires et les utilités d'une centrale électrique , tels que les moteurs et les pompes, fonctionnent à des niveaux de tension différents. Pour répondre à ces besoins, la distribution électrique d'une centrale a généralement plusieurs niveaux de tension mis en place grâce à des jeux de barres alimentés par des transformateurs.

Chaque jeu de barres est conçu pour fournir un niveau de tension spécifique afin d' ali-

menter les charges fonctionnant à ce niveau. Cela permet de fournir une alimentation électrique adaptée à chaque équipement de la centrale électrique et de garantir un fonctionnement optimal de la centrale dans son ensemble.

3.2.2 Consommateurs primordiales de chaque unité

Les charges des barres comprennent deux divisions principales : les charges auxiliaires de chaque unité et les charges communes (BOP). Ces charges se répartissent entre les différentes barres MT selon la figure 3.1.

- **les Auxiliaires** : Les auxiliaires du groupe sont responsables de faire fonctionner la ligne d'arbre de la centrale électrique tel que le système d'admission d'air, huile de contrôle, la ventilation, l'huile de lubrification, l'eau de refroidissement, ces systèmes fonctionnent en trois niveaux de tension différents :
 - **6,6kV(21BBA10)** : Le jeu de barres est alimenté par le transformateur de soutirage 21BBT10. Les équipements alimentés par la barre de 6,6 kV comprennent le système LCI, qui est alimenté via le transformateur 21BPT10, l'excitation qui est alimentée via 21MKC20, le moteur 88AK et la barre de 400 V.
 - **400 V (21BFA10/20)** : La barre de 400 V est alimentée par la barre de 6,6 kV via le transformateur 21BFT10 et par le commun via le transformateur 21BFT20. Cette barre est responsable de l'alimentation de tous les auxiliaires de l'unité fonctionnant sous une tension de 400 V
 - **230V(21BRA10)** : Pour les équipements qui sont sensibles et doivent toujours être sous tension. Cette barre est alimentée par la barre 125Vdc via les onduleurs (21BRU10/20) et la barre 400 v.
 - **125 Vdc (21BUA10)** : pour assurer le système critique tel que "DC Motors starter" cette barre est aussi alimentée par les batteries.

Il est crucial que toutes les machines faisant partie des auxiliaires du groupe soient alimentées en phase de démarrage de la turbine. Cela garantit un démarrage sans problèmes.

- **le BOP** : alimenter par le jeu de barre 6.6kV commun et comprend les trois niveaux de tension :
 - **6.6kV (00BBA10)** : cette barre est alimenté par les EDG débitent chaque un 2.5MVA et les jeux de barre 6.6kV de chaque groupes. Cette barre alimente la barre 400V commun via les transformateurs 00BMT10 et 00BMT20 ainsi les barres 400V de chaque groupe via les transformateurs 11BFT10 et 21BFT20, et l'ensemble des pompes d'incendie.
 - **400V(00BFA10/20)** : alimente tout le BOP fonctionnant sous 400 V tel que les moteurs de refroidissement, unité d'air comprimé, moteur de pompe à eau de refroidissement, les redresseurs débitants sur les barre 00BUA10,00BUA20 et l'éclairage de secours.

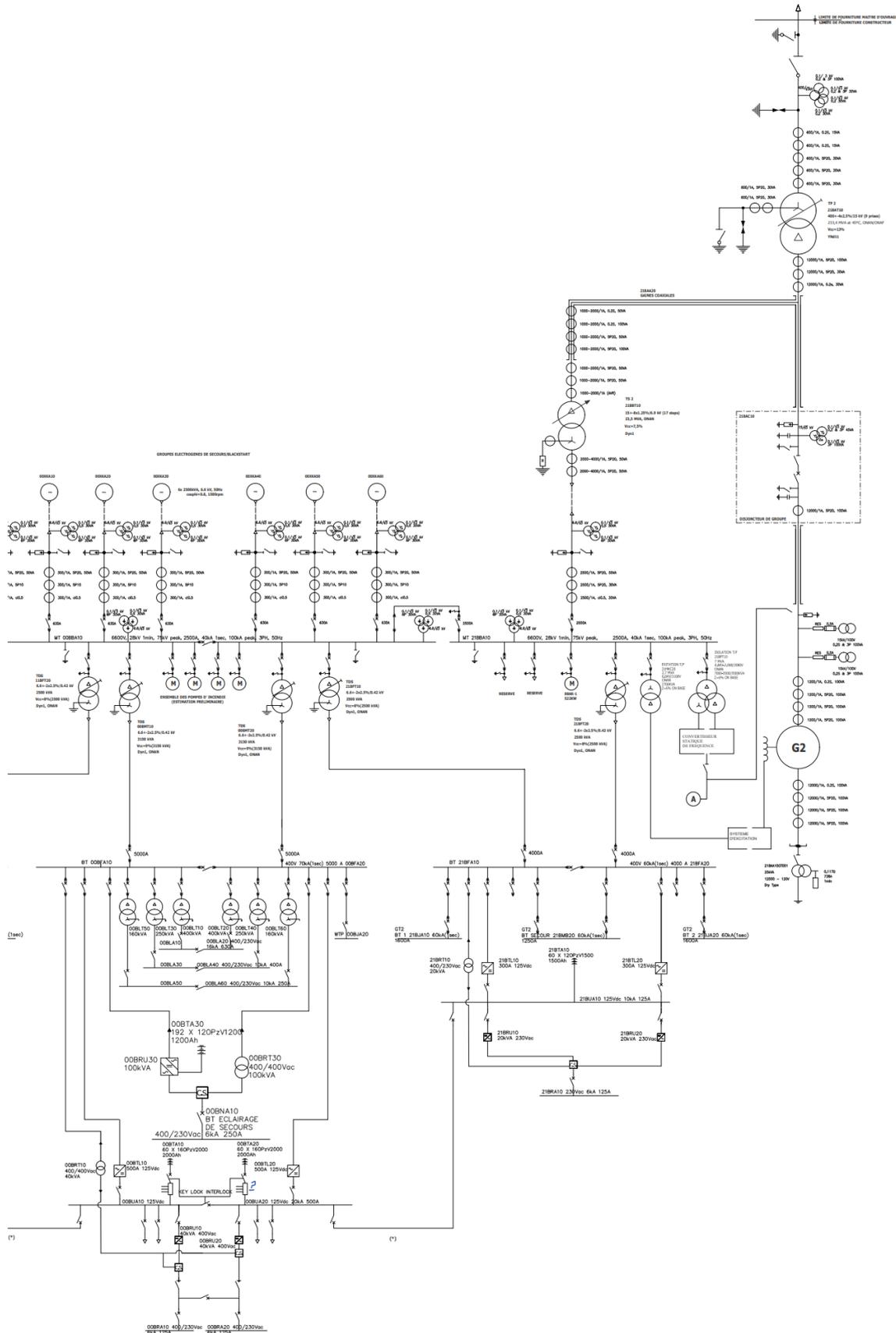


FIG. 3.1 : schéma unifilaire de HRL 1

- **230V(00BNA10)** : c'est pour l'éclairage de secours.
- **125dc(00BUA10/20)** : pour assurer le système critique tel que Le système de contrôle-commande, Le système de refroidissement, l'éclairage lors d'un déclenchement de centrale ou un blackout, la barre 125dc alimenté par la barre 400V (00BFA10/20) via le redresseur 00BLT10/20 et les batteries et même les deux barres 125dc de chaque groupe , Cela indique l'importance de maintenir cette barre sous tension dans tous les cas.

Il est important de souligner que lors du démarrage d'un groupe, tous les systèmes appartenant au BOP ne vont pas forcément consommer de l'énergie. En effet, certaines parties du système peuvent être mises en veilleuse ou ne pas être nécessaires pendant la phase de démarrage. Une fois que le groupe est en marche et que tous les systèmes sont opérationnels, la consommation d'électricité augmentera progressivement pour répondre aux besoins de la centrale.

3.3 La redondance

La redondance est une caractéristique importante pour assurer la fiabilité et la disponibilité continue de l'alimentation électrique. Elle consiste à disposer de plusieurs équipements identiques ou similaires pour assurer une fonction ou une opération donnée dans la centrale électrique.

La redondance peut être appliquée à différents niveaux et composants des systèmes électriques , tels que les générateurs, les transformateurs, les disjoncteurs, les systèmes de contrôle et de surveillance, les lignes de transmission et les circuits de distribution. Les principaux avantages de la redondance sont :

- **Amélioration de la fiabilité** : La redondance permet de disposer de systèmes et d'équipements de secours en cas de panne ou de défaillance de l'un des composants principaux. Elle garantit ainsi la continuité de l'alimentation électrique et minimise les temps d'arrêt.
- **Augmentation de la disponibilité** : La redondance permet de réduire les temps d'arrêt planifiés pour la maintenance, car les systèmes redondants peuvent être utilisés pendant que les équipements principaux sont en cours de maintenance ou de réparation.
- **Amélioration de la sécurité** : La redondance permet de minimiser les risques d'incidents ou d'accidents en disposant de plusieurs systèmes de secours pour assurer la sécurité des opérations de la centrale électrique.

3.3.1 Les batteries

les batteries ont un rôle très important dans une centrale car elles assurent l'alimentation des systèmes critiques. Les barres 21BRA10, 21BUA10, 00BRA10 et 00BUA10 sont

alimentées par les batteries.

D'après la définition de la redondance, on peut en déduire que dans un système redondant typique, le système principal fonctionne normalement, tandis que le système redondant reste en veille en cas de défaillance du système principal.

Donc dans les bilans de puissance, on va prendre que la consommation du système principal seulement, puisque le système redondant ne consomme pas d'énergie dans ce cas.

Remarques :

- Pour les barres BUA et BRA, leurs charges sont alimentées par le redresseur BTL, qui est conçu pour fournir la puissance requise par les deux barres. Il est donc suffisant de prendre en compte la puissance de BTL dans les bilans de puissance.
- Il est possible d'exclure la consommation des systèmes critiques, tels que l'éclairage de secours, car ils seront alimentés par des batteries en cas de black-out, généralement pendant environ 3 heures. Cela nous permet de ne pas prendre en compte la consommation de l'UPS pour l'éclairage de secours et du redresseur DC 125 V (00BTL10) dans le bilan. Il faut noter que dans notre étude c'est le cas le plus défavorable qu'on évalue donc la consommation de ces derniers sera prise en compte.

3.4 Bilan de puissance

3.4.1 La puissance installée « Pn »

La puissance active installée représente la somme des puissances actives nominales de tous les récepteurs. Cette puissance servira ensuite, au calcul des puissances réellement consommées et ce, en utilisant des facteurs d'utilisation et de simultanéité correspondant à chaque niveau de l'installation [22].

3.4.2 Puissance utile d'une charge

L'estimation de la puissance réellement absorbée par une charge électrique tient compte du taux de charge du récepteur par rapport à sa puissance nominale [22].

$$P_u = K_u P_n \quad (3.1)$$

- **Facteur de simultanéité Ks :** Les récepteurs d'une installation ne fonctionnent pas simultanément. C'est pourquoi il est permis d'appliquer aux différents ensembles de récepteurs (ou de circuit) des facteurs de simultanéité [22].

3.4.3 Puissance utile d'une barre

Cette puissance est déterminée en établissant la somme de toutes les puissances utiles du groupe de récepteur alimenté par la même branche, multipliée par le facteur de simultanéité correspondant. Elle est donnée par la relation suivante :

$$P_b = K_s \sum_{i=1}^n P_{u_i} \quad (3.2)$$

P_b : La puissance de La barre.

k_s : Facteur de simultanéité.

n : le nombre des équipements connecte à la barre .

Remarque : En effet, dans notre calcul de bilan de puissance, on a pris les facteurs d'utilisation et de simultanéité K_u et K_s égaux à 1, ce qui suppose que toutes les charges fonctionnent à leur charge maximale et simultanément sauf dans le cas des GT2 ventilateur auxiliaire ou permanant où le $K_s = 0.6$.

3.4.4 La consommation nominale des charges de chaque barre

Les consommations en terme de puissance active et réactive de chaque barre sont détaillée dans les tableaux 3.1,3.2,3.3,3.4,3.5,3.6,3.7,3.8,3.9 .

3.4.4.1 La barre 00BBA10

00BBA10	
la machine	KKS
Pompes anti incendie	MOTOR 350KW
transformateur	00BMT10
transformateur	00BMT20
transformateur	11BFT20
transformateur	11BFT20

TAB. 3.1 : Barre 00BBA10

La consommation des charges connectées à cette barre n'est pas prise en considération pour les raisons suivantes :

- Ensemble des pompes d'incendie : Pendant la phase de démarrage, ces pompes sont à l'arrêt. Par conséquent, leur consommation n'est pas prise en compte.

- Transformateurs BMT/BFT : les pertes sont négligeable.

3.4.4.2 La barre 00BFA10

00BFA10						
la machine	KKS	I[A]	P[kW]	cosφ	S[kVA]	Q[kVAR]
GT 2 ventilateur auxiliaire ou permanent moteurs de refroidisse	88FC*40*k	288,80	96	0,47966807	200,1384	175,6114
GRS préparatif production d'électricité		111,10	61,6	0,800080008	76,9923	46,18717
unité d'air comprimé bop		297,69	165	0,799809325	206,29917	123,8319
console de traçage de la chaleur	00SBB10GH001	99,23	55	0,799809325	68,76639	41,27731
Redresseur dc 125 v	00BTL10GW001	130,00	90	0,999000999	90,09	4,025928
console de contrôle de la pompe jockey anti-incendie		55,00	30	0,787091696	38,115	23,5107
GT2 moteur de pompe à eau de refroidissement	88WC-1	198,46	110	0,799809325	137,53278	82,55462
gt1 moteur de pompe à eau de refroidissement	88WC-1	198,46	110	0,799809325	137,53278	82,55462
console chauffage, ventilation et climatisation (HVAC) normal bâtiment électrique principale	0USA15GW001	198,46	110			
pompe de distribution de l'eau de service	00GHA11AP001	20,5	11	0,774293457	14,2065	8,990253

TAB. 3.2 : Barre 00BFA10

- Cette barre est responsable de l'alimentation des charges communes aux deux groupes, fonctionnant sous une tension de 400V .
- GT 2 ventilateur auxiliaire ou permanent moteurs de refroidissement (Aéroréfrigérant) : Dans le cadre de la centrale, il est installé un total de 40 ventilateurs de refroidissement destinés à un groupe spécifique. Lors de son démarrage, ces ventilateurs doivent être activés successivement plutôt que simultanément. Leur fonction principale consiste à faciliter le transfert d'énergie thermique d'un fluide vers l'air extérieur, dans le but de refroidir l'eau utilisée pour le refroidissement de l'hydrogène, de l'onduleur à commutation par la charge (LCI), du sécheur à gaz et du module accessoire.
k=0,6 coefficient de simultanéité de l'opération des Aéroréfrigérants selon Normes internationales CEI et nationales françaises NF.
- unité d'air comprimé bop : L'air comprimé est utilisé pour la fermeture ou l'ouverture des vannes pneumatiques et les vérins.
- Redresseur dc 125 v : on a pris en compte la consommation de redresseur (00BTL10) car cela représente la puissance maximale requise par les deux barres 00BUA10/20 et 00BRA10/20.
- 88wc : pour la circulation de l'eau de refroidissement.

- console chauffage, ventilation et climatisation (HVAC) normal bâtiment électrique principale : Lors du démarrage, il est essentiel de mettre en marche les systèmes de ventilation et de climatisation (HVAC) afin de fournir un refroidissement adéquat aux équipements électriques en opération. Cette mesure vise à dissiper efficacement la chaleur produite par ces appareils en activité.
- console de traçage de la chaleur : Un ensemble de résistances est utilisé pour maintenir la température des gaz chauffés dans les conduites.
- grs préparatif production d'électricité :

3.4.4.3 La barre 00BFA20

00BFA20						
la machine	KKS	I[A]	P[kW]	cosφ	S[kVA]	Q[kVAR]
Console chauffage, ventilation et climatisation (HVAC) de secours bâtiment électrique principale		99.23	55	0.8	68.75	41,24
Console chauffage, ventilation et climatisation (HVAC) bâtiment GRS	00USA18GW001	36.84	20	0.78	25.64	16.04
UPS pour éclairage de secours	00BRU30GW001	270	160	0,855111966	187,11	97,00594

TAB. 3.3 : Barre 00BFA20

- UPS pour éclairage de secours : possède deux fonctions principales : l'onduleur et le redresseur. L'onduleur permet de convertir le courant continu de la batterie en courant alternatif, tandis que le redresseur convertit le courant alternatif provenant de l'alimentation électrique externe en courant continu pour recharger la batterie. Cette combinaison de fonctions garantit une alimentation électrique continue et stable aux équipements connectés.

En outre, il est essentiel de fournir un éclairage adéquat à la centrale afin de pouvoir suivre efficacement le démarrage d'un groupe.

3.4.4.4 La barre 21BBA10

21BBA10				
La machine	KKS	S[MVA]	p[kW]	Q[kVAR]
convertisseur statique de fréquence	21BPT10	7	6300	
l'excitation	21MKC20	2,7	246,99	1394,11

TAB. 3.4 : Barre 21BBA10

Chapitre 3. Bilan de puissance

- Convertisseur statique de fréquence : la consommation de LCI varie lors de démarrage donc on doit prendre la puissance maximale consommé qui peut atteindre 6.3MW.
- L'excitation : on a pris la consommation en plein de charge.

3.4.4.5 La barre 21BFA10

21BFA10						
la machine	KKS	I[A]	P[kW]	cosφ	S[kVA]	Q[kVAR]
Alimentation Console	21BAC10GH001	2,7	1,5	0,8	1,875	1,12
Console De Traçage De La Chaleur	00SBB30GH001	99,23	55	0,799809325	68,76639	41,27731
Console Chauffage, Ventilation Et Climatisation (HVAC) Bâtiment Électrique Gt2	21USA10GW001	75,41	41,8	0,8	52,25	31,34
Alimentation Console GSUT	21BAT10GH001	30	15	0,721500722	20,79	14,39528
Chargeur De Batterie	21BTL10GW001	78	54	1	54	0

TAB. 3.5 : Barre 21BFA10

3.4.4.6 La barre 21BFA20

21BFA20						
la machine	KKS	I[A]	P[kW]	cosφ	S[kVA]	Q[kVAR]
UAT #2 ALIMENTATION Console	21BBT10GH001	1,98	1,1	0,801667468	1,37214	0,820224
ALIMENTATION CONSOLE GSUT	1BAT10GH002	30	15	0,721500722	20,79	14,39528
CONSOLE VENTILATEURS PLAFOND D'URGENCE	21USB10GW001	119,2	66	0,798977309	82,6056	49,6758

TAB. 3.6 : Barre 21BFA20

3.4.4.7 La barre 21BJA10/20 et BMB

Chapitre 3. Bilan de puissance

21BJA10								
la machine	KKS	I[A]	P(kW)	KKS	P(W)	cosφ	S[kVA]	Q[kVAR]
lubrification du ventilateur de refroidissement	88BL-1	8,9	4	23BL-1	60	0,64854	6,1677	4,69473357
ventilateur de refroidissement zone du diffuseur du moteur	88BD-1	41	15	23BD-1	200	0,527927	28,413	24,13086341
cuve à lubrifiant pour radiateurs à immersion	23QT-1, 2, 3, 4	65,38	45,3		0	1	45,3	0
soufflerie réglant la température ambiante	88CM-1	66	37	23CM-1	120	0,808955	45,738	26,88800186
coque turbine soufflerie d'échappement"	88TK-1	283	159	23TK-1	225	0,810732	196,119	114,81142
ventilateur de refroidissement du compartiment de chargement	88VG-1	10	5,5	23VG-1	60	0,793651	6,93	4,216028937
clapet d'aération étanche (mov) pour c048	20AD-11	0,18	0,1		0	0,801667	0,12474	0,074565861
pompe hydraulique à moteur électrique pour c048	88HQ-4	72	37	23HQ-4	100	0,741542	49,896	33,47552563

TAB. 3.7 : Barre 21BJA10

21BJA20								
La machine	KKS	I[A]	P[kW]	KKS	P[kW]	cosφ	S[kVA]	Q[kva]
ACCÈS CHAUFFAGE D'APPOINT ZONE LUBRIFIANT DU Compartiment	23HL-3	5,19	3,6			1	3,6	0
MOTEUR DE POMPE À LUBRIFIANT AUXILIAIRE	88QA-2	158	93	23QA-2	100	0,849362	109,494	57,79217971
COMPARTIMENT TURBINE VENTILATEUR DE Refroidissement	88BT-2	173	93,2	23BT-2	200	0,777386	119,889	75,41307792
SÉPARATEUR VAPEURS DE LUBRIFIANTS	88QV-1B	7,5	4	23QV-1B	60	0,769601	5,1975	3,31873564
VENTILATEUR DE REFROIDISSEMENT ZONE D'ENTRETIEN	88BN-2	27,9	15	23BN-2	100	0,775807	19,3347	12,19961574
CHAUFFAGE D'APPOINT Génératrice	23HG-1, 2	6,5	4,5			0,999001	4,5045	0,201296423
MOTEUR DE POMPE Hydraulique	88HQ-2	83	45	23HQ-2	60	0,78235	57,519	35,8250661
sécheur du gaz			2,5			1	2,5	0
chargeur de batterie			15			1	15	0

TAB. 3.8 : Barre 21BJA20

21BMB								
La machine	KKS	I[A]	P[kW]	KKS	P[W]	cosφ	S[kVA]	Q[kVAR]
COMPARTIMENT TURBINE VENTILATEUR DE REFROIDISSE	88BT-1	173	93	23BT-1	200	0,775718	119,889	75,65958182
MOTEUR ROTOR	88TG-1	9,3	4,8	23TG-1	75	0,744775	6,44	75,645
MOTEUR DE POMPE HUILE D'ETANCHIETE	88QS-1	38	22	23QS-1	60	0,835422	26,334	14,47340858
PALETTE INCENDIE	88FP-1A	5	2,2			0,634921	3,465	2,676980575

TAB. 3.9 : Barre 21BMB

Les deux barres BJA/BMB sont utilisées exclusivement pour alimenter les auxiliaires de la ligne d'arbre, tandis que la barre BMB joue le rôle de secours pour la barre BJA. Dans ce paragraphe, nous allons définir les systèmes comprenant l'ensemble des charges des trois barres.

- **Le circuit d'air de refroidissement et d'étanchéité :** Le circuit d'air de refroidissement et d'étanchéité fournit le débit d'air nécessaire entre le compresseur de la turbine à gaz et les autres pièces du rotor et du stator de la turbine à gaz. Cela permet d'éviter la surchauffe pendant le fonctionnement normal et assurent une protection contre les pulsations du compresseur. Le circuit comporte en outre un système de contrôle de distance de dégagement pour la gestion de la température du corps turbine qui utilise le refroidissement d'air par contact pour réduire et réguler la température du corps turbine au niveau et autour de la zone du premier étage de la turbine. Ce processus de refroidissement a pour effet de réduire les distances de dégagement nominales entre les extrémités des aubes de l'étage 1 de la turbine et les segments de protection du corps turbine associés. Cette réduction de la distance de dégagement diminue les fuites en amont des extrémités d'aubes, améliorant ainsi les performances de la turbine. En plus de réduire les distances de dégagement, le processus de refroidissement par contact diminue l'ovalisation du corps turbine et optimise ainsi également ses performances. L'activation et le fonctionnement du système sont limités à des charges de turbine à gaz supérieures à 60 % du fonctionnement en charge de base.
 - 88BN : Moteurs pour les ventilateurs de zone de palier n° 2.
 - 88TK : Moteurs pour les ventilateurs de refroidissement du cadre d'échappement de la turbine.
 - 88CM-1 : Moteur de ventilateur de gestion de la température du corps et aérotherme du moteur de ventilateur de gestion de la température du corps.

- **Système d'huile de levage et hydraulique :** La turbine à gaz avec les fonctions du système d'huile de levage et hydraulique pour fournir la puissance de fluide nécessaire pour les composants de contrôle en fonctionnement et pour fournir un levage des paliers de l'alternateur et de la turbine à gaz.
 - 88HQ : à pompe de levage/hydrauliques.
- **Système d'huile de graissage**
 - 23QT-1 : viscosité de l'huile est maintenue à une valeur adaptée au démarrage de la turbine grâce aux thermoplongeurs (23QT-1, -2- 3 and -4).
 - Huile d'étanchéité En cas de pression faible du système d'huile ou d'arrêt du système de lubrification pour entretien, l'une des deux pompes à huile d'étanchéité fournit l'huile nécessaire afin d'étanchéfier l'hydrogène de l'alternateur. Dans des conditions normales, la pompe entraînée par moteur CA (88QS-1) est prévue à cet effet ; cependant, en cas d'échec de ce moteur CA ou de perte d'alimentation, le moteur CC d'urgence (88ES-1) est activé et entraîne la pompe d'huile d'étanchéité .Deux pressostats installés sur le collecteur de décharge de la pompe principale détectent la pression de l'huile de graissage. Si l'un de ces pressostats détecte un niveau de pression faible d'huile de graissage, une alarme se déclenche et la pompe de secours démarre automatiquement. Qui est la pompe d'urgence entraînée par moteur CC 88QE.

Remarque : les deux moteurs à courant continue ES et QS qui sont très important ou il peut s'alimenter par les batteries.
- **Système de moyens de démarrage et de lubrification :** Les exigences relatives à l'huile hydraulique et l'huile de graissage pour la centrale électrique à turbine à gaz 9FA sont fournies par un module de lubrification sous pression, fermé et séparé. Ce module de lubrification équipé d'un réservoir, de pompes, de refroidisseurs, de filtres, de vannes et de divers dispositifs de protection et de commande, alimente en huile les paliers de la turbine à gaz et de l'alternateur (en absorbant la charge de rejet de chaleur), les dispositifs de démarrage, le réducteur de puissance en charge et, sur les unités à deux combustibles, les compresseurs de purge / d'air d'atomisation. Ce module est également utilisé alimenter le système d'huile de levage et les joints d'étanchéité à l'hydrogène de l'alternateur. En outre, une partie du liquide sous pression est redirigée et à nouveau filtrée afin d'être utilisé comme liquide de commande par les dispositifs de commandes hydrauliques.
 - 88QE : moteur pour la Pompe d'huile d'urgence
 - 88QV : Le système est ventilé grâce à un dévésiculeur monté au-dessus du réservoir d'huile de graissage.
 - 88QS : moteur Pompe d'huile d'étanchéité principale
 - 88QA : une pompe centrifuge
- **Système de ventilation et de chauffage :** Les capacités de ventilation et de chauffage ont été incorporées dans le compartiment de la turbine, dans la région du

combustible à gaz du compartiment accessoire, dans la région de l'huile de lubrification et hydraulique du compartiment accessoire, dans le compartiment de l'arbre de charge, dans le compartiment d'air d'atomisation et de combustible liquide ainsi que dans le compartiment d'air d'atomisation et dans l'enceinte du diffuseur d'échappement. Ventiler les compartiments permet de dissiper la chaleur générée à l'intérieur du compartiment et de diluer les fuites de gaz mineures mais potentiellement dangereuses.

- 88BL : Le système de ventilation pour la lubrification et l'huile hydraulique comprend des ventilateurs à moteur AC, 88BL-1
- 88BT : Le système de ventilation du compartiment de la turbine est composé d'un ventilateur commandé par un moteur CA 88BT.
- 88VG : Le système de ventilation du compartiment de l'arbre de charge se compose de ventilateurs à moteurs à courant alternatif 88VG-1 et 88VG-2.
- 88BD : Le système de ventilation pour l'enceinte du diffuseur d'échappement se compose d'un ventilateur entraîné par moteur CA, 88BD-1.

3.4.5 Les calcul

La puissance active et réactive :

$$P_n = \sqrt{3}VI\cos\phi \quad (3.3)$$

$$Q_n = \sqrt{3}VI\sin\phi \quad (3.4)$$

P_n : la puissance active nominale
 Q_n : la puissance réactive nominale
 V : la tension
 I : le courant

Ces données ont été pris des schémas unifilaires contenant les départs de chaque barre.

Pour chaque barre :

$$P_b = \sum P_n \quad (3.5)$$

$$Q_b = \sum Q_n \quad (3.6)$$

Pour chaque unité :

$$P_{\text{unite}} = P_{21\text{BBA}10} + P_{21\text{BJA}10} + P_{21\text{BJA}20} + P_{21\text{BMB}20} + P_{21\text{BFA}10} + P_{21\text{BFA}20} \quad (3.7)$$

$$P_{\text{unite}} = 7499.09\text{kW}$$

$$Q_{\text{unite}} = Q_{21\text{BBA}10} + Q_{21\text{BJA}10} + Q_{21\text{BJA}20} + Q_{21\text{BMB}20} + Q_{21\text{BFA}10} + Q_{21\text{BFA}20} \quad (3.8)$$

$$Q_{\text{unite}} = 2108.62\text{kVAR}$$

P_{unite} : la puissance active consommée par la ligne d'arbre lors du démarrage

Q_{unite} : la puissance réactive consommée par la ligne d'arbre lors du démarrage.

Pour la barre du commun :

$$P_{\text{commun}} = P_{00\text{BBA}10} + P_{00\text{BFA}10} + P_{00\text{BFA}20} \quad (3.9)$$

$$P_{\text{commun}} = 1073.6\text{kW}$$

$$Q_{\text{commun}} = Q_{00\text{BBA}10} + Q_{00\text{BFA}10} + Q_{00\text{BFA}20} \quad (3.10)$$

$$Q_{\text{commun}} = 644.22\text{kVAR}$$

P_{commun} :la puissance active consomme par les auxiliaires communs.

Q_{commun} :la puissance réactive consomme par les auxiliaires communs.

La active puissance totale sera :

$$P_T = P_{\text{unite}} + P_{\text{commun}} + P_{\text{aux}} \quad (3.11)$$

$$P_T = 9524.79\text{kW}$$

$$Q_T = Q_{\text{unite}} + Q_{\text{commun}} + Q_{\text{aux}} \quad (3.12)$$

$$Q_T = 6518.60\text{kVAR}$$

P_{aux} :la puissance active consomme par les auxiliaires de groupe mise à part le LCI et L'excitation.

Q_{aux} :la puissance réactive consomme par les auxiliaires de groupe mise à part le LCI et L'excitation.

La puissance apparente :

$$S = \sqrt{P_T^2 + Q_T^2} \quad (3.13)$$

$$S = 11.541\text{MVA}$$

$$\cos\phi = 0.82$$

3.4.6 Cas de figure

on a deux possibilité pour alimenter de la barre MT commune Hassi'Rmel 01 .Soit par les quatre groupes électrogènes diesel (EDG) et la barre MT commune de Hassi R'mel 02, ou seulement par la barre MT commune de Hassi R'mel 02.

- Dans le premier cas la barre commune MT de Hassi'Rmel 02 va débiter sur une barre morte.

$$P_T'' = P_T \quad (3.14)$$

$$Q_T'' = Q_T \quad (3.15)$$

- Dans le 2ème cas la puissance totale requise va diminuer et on a besoin de synchroniser sur une barre déjà alimenté .

$$P_T' = P_T - 4P_{\text{EDG}} \quad (3.16)$$

$$Q'_T = Q_T - 4Q_{\text{EDG}} \quad (3.17)$$

la puissance des EDG d'après la fiche technique est :

$$P_{\text{EDG}} = 1965 \text{ kW}$$

$$P'_T = 1664.79 \text{ kW}$$

Il convient de noter que l'utilisation des quatre EDG présente des avantages économiques, car elle permet d'utiliser la cellule de type moteur existante. En réduisant le courant de charge, cette approche permet une utilisation efficace de l'équipement existant sans nécessiter de modifications coûteuses. Par conséquent, elle permet d'économiser les coûts supplémentaires liés à l'installation de nouvelles cellules ou de nouveaux équipements.

3.4.7 Comparaison entre les résultats théorique et pratique

En 2017, un essai de démarrage en mode Black Start a été réalisé à la centrale de Hassi Rmel 02. Cet essai a fourni des informations sur la consommation réelle d'une centrale électrique constituée de trois groupes lors du démarrage en mode Black Start :

$$\begin{aligned} P &= 12 \text{ MW} \\ Q &= 7.821 \text{ MVAR} \\ \cos \phi &= 0.831 \\ f &= 50.03 \text{ Hz} \\ P_{\text{Reel}} &= 12 \text{ MW} \\ P_{\text{theorique}} &= 9.52479 \text{ MW} \\ \Delta P &= 2.47521 \text{ MW} \end{aligned}$$

$P_{\text{theorique}}$: La puissance consommée estimée par la centrale HRML01.

P_{Reel} : La puissance réelle consommée par la centrale HRML02.

- **Justification de ΔP** : La différence de 2 MW entre le calcul pratique et théorique peut s'expliquer par plusieurs raisons :
 - La centrale HRL2 est composée de trois unités, dont la consommation des auxiliaires d'une seule unité est d'environ 900 kW.
 - Dans le cas de HRL1, nous avons pris en compte uniquement les systèmes qui doivent être alimentés, tandis que la puissance des équipements auxiliaires pour un groupe qui n'est pas prise en compte est d'environ 577,9 kW.
 - Les systèmes communs tels que le LDO, les systèmes d'eau et de climatisation ne sont pas pris en compte lors du démarrage, et leur puissance est d'environ 691,3 kW.
 - Il y a des systèmes présents dans la centrale HRL2 qui ne se trouvent pas dans la centrale HRL1.

3.5 Conclusion

Le transfert d'énergie de la centrale HRL02 vers HRL01 présente deux exigences :

- La puissance requise doit être supportée par le jeu de barres HRL02 de 6,6 kV
- Il est nécessaire d'avoir un départ supplémentaire ou une cellule offrant suffisamment d'espace pour son installation. Cette cellule doit être dimensionnée de manière à protéger le câble et fournir efficacement l'énergie requise.

La première condition est satisfaite car la barre MT est dimensionnée de manière à pouvoir alimenter une centrale composée de trois unités sans aucun problème. Cette capacité correspond à notre situation actuelle, où la puissance requise est d'environ 10 MW. La deuxième condition est également vérifiée, car le tableau MT dispose déjà d'une cellule supplémentaire répondant à nos besoins spécifiques. ainsi qu'un espace suffisant pour installer une autre au cas du besoin.

Chapitre 4

Dimensionnement du câble et de la cellule MT

4.1 Introduction

Dans le cadre de notre étude, le bon dimensionnement du câble garantit la transmission efficace et sécurisée de l'énergie électrique vers HRL1, tandis que le dimensionnement de la cellule MT assure la protection des équipements et du personnel.

Ce chapitre vise à fournir un meilleur choix du câble et des équipements de protection et éviter une sélection inappropriée de ces derniers qui pourrait entraîner des problèmes tels que des surchauffes, des chutes de tension excessive, des risques d'incendie, voire des défaillances du système.

4.2 Constitutions des câbles de puissance

Les câbles moyenne tension sont utilisés pour transmettre l'énergie électrique à des tensions allant de 1 kV à 69 kV, en fonction de l'application spécifique. La composition des câbles MT comprend généralement plusieurs éléments clés (voire la figure 4.1) :

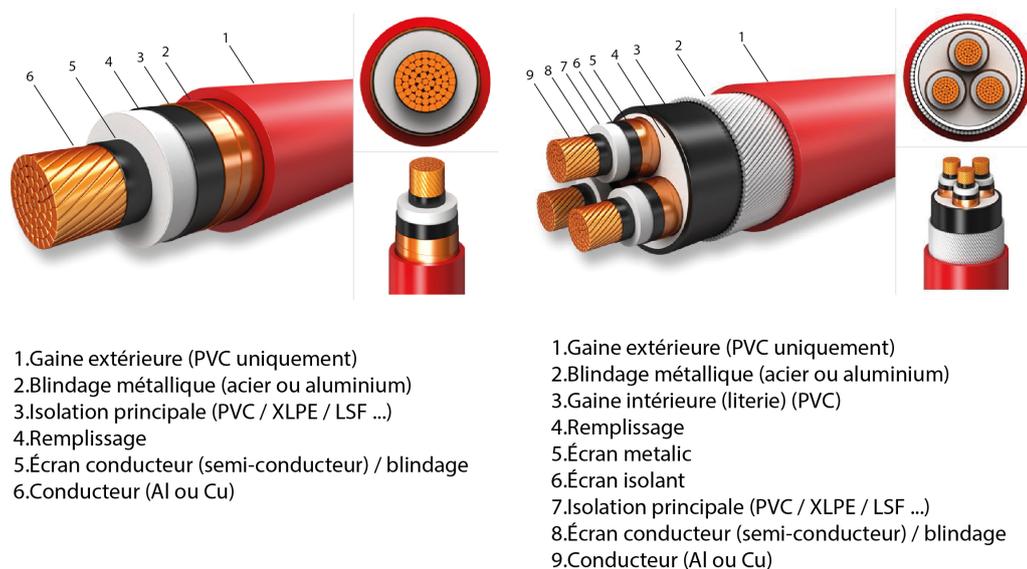


FIG. 4.1 : Constitutions des câbles MT.

- **Conducteur (Al ou Cu)** : Le conducteur est la partie centrale du câble qui transporte le courant électrique. Le cuivre est plus couramment utilisé en raison de sa conductivité supérieure.
- **Écran conducteur (semi-conducteur) / blindage** : L'écran conducteur est une couche de matériau semi-conducteur qui entoure le conducteur qui a pour but d'améliorer la distribution du champ électrique qui est déformée en raison du toronage, et à réduire la tension sur l'isolation. Il contribue à minimiser les contraintes électriques.
- **Isolation principale (PVC / XLPE / LSF ...)** : L'isolation principale est une couche de matériau qui entoure le conducteur et assure l'isolation électrique.

Différents types de matériaux isolants peuvent être utilisés, tels que le PVC (chlorure de polyvinyle), le XLPE (polyéthylène réticulé) ou les matériaux LSF (Low Smoke and Fume). L'isolation XLPE est largement utilisée en raison de ses excellentes propriétés électriques et de sa résistance thermique.

- **Remplissage** : La couche de remplissage est un matériau utilisé pour combler les vides entre le conducteur et les couches extérieures du câble. Elle fournit un support mécanique, réduit la déformation et empêche la formation de lacunes ou d'espaces.
- **Écran isolant** : L'écran d'isolation est une couche de matériau semi-conducteur appliquée sur l'isolation principale. Il a pour but de maintenir une distribution régulière du champ électrique et de minimiser les concentrations de contraintes à l'interface entre l'isolant principal et les couches extérieures.
- **Gaine intérieure (literie) (PVC)** : La gaine intérieure, est une couche protectrice qui entoure l'écran d'isolation. Elle est généralement fabriquée en PVC et assure la protection mécanique et la résistance à l'humidité des couches sous-jacentes.
- **Blindage métallique (acier ou aluminium)** : L'armure est une couche de matériau, en acier ou en aluminium, qui assure la protection mécanique du câble. Elle est généralement appliquée sur la gaine intérieure et contribue à renforcer la solidité du câble, à le protéger contre les dommages physiques et à le rendre résistant aux forces extérieures telles que la pression ou les chocs.
- **Gaine extérieure (PVC uniquement)** : La gaine extérieure, également appelée enveloppe extérieure, est la couche finale du câble. Elle est fabriquée en PVC et sert de revêtement protecteur pour l'ensemble du câble. La gaine extérieure offre une protection mécanique supplémentaire, une résistance à l'humidité et une isolation contre les facteurs environnementaux tels que la lumière du soleil, l'humidité et les produits chimiques .

Notes : Pour un même courant nominal, le câble à isolation XLPE aura une section plus petite, c'est pourquoi on peut utiliser des câbles à isolation XLPE pour des courants plus élevés.

4.3 Sélection du câble

Le processus de dimensionnement des câbles implique la prise en compte de divers facteurs classée dans le tableau 4.1 :

Critères fixes	Critères itératifs
type du câble :câble MT voltage :6.6kV Blindage métallique :Des câbles armés doivent être utilisés car la tension de service est supérieure à 1 kV core : single core isolant :XPLE car PVC est seulement utilisée dans le cas BT Gaine extérieur : PVC type d'installation : dans l'aire,souterrain	Courant de charge maximale (I_B) Calcul de court-circuit chute de tension

TAB. 4.1 : critère de sélection

4.3.1 Détermination pratique de la section minimale d'un câble moyenne tension

Selon les recommandations de la norme NF-C 13-200, le choix de la section des canalisations et du dispositif de protection doit satisfaire plusieurs conditions nécessaires à la sécurité de l'installation[23]. L'algorithme suivant illustrée par la figure 4.2 détaille les étapes de sélection de la section minimale du câble

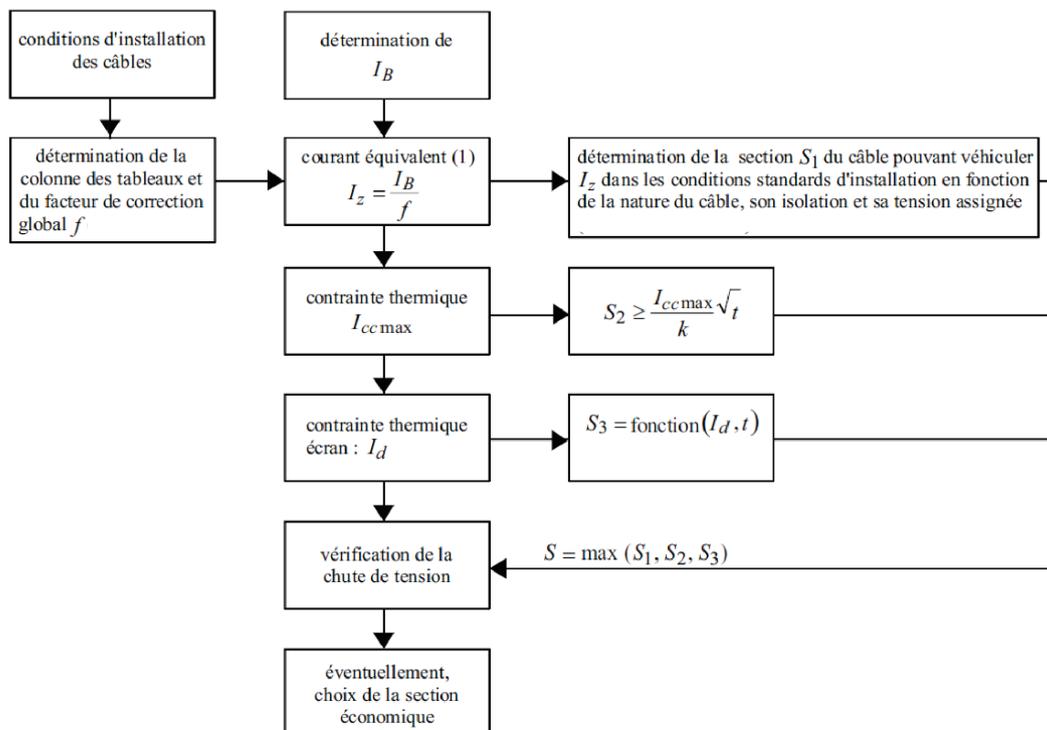


FIG. 4.2 : étapes de sélection de la section du câble[23]

4.3.1.1 1er cas de figure

- **Courant de charge maximale I_B** : Le courant de charge maximale I_B est défini selon la nature de l'installation alimentée par la canalisation. Dans le cas de l'alimentation individuelle d'un appareil, le courant sera égal au courant assigné de l'appareil alimenté. Par contre, si la canalisation alimente plusieurs appareils, le courant sera égal à la somme des courants absorbés.

$$P_T = \sqrt{3}.V.I.\cos(\phi) \quad (4.1)$$

$$I_b = \frac{P}{\sqrt{3}.V.\cos(\phi)} \quad (4.2)$$

on prend

$$P = 1.05P_T \quad (4.3)$$

$$P = 10.0010295 MW$$

$$\cos(\phi) = 0.82$$

$$I_b = \frac{10001029}{\sqrt{3} \times 6600 \times 0.8}$$

Donc :

$$I_b = 1093.579 A$$

- **Courant admissible I_Z** : I_Z est la valeur maximale du courant qui peut parcourir en permanence, dans des conditions données, un conducteur, sans que sa température de régime permanent soit supérieure à la valeur spécifiée.

$$I_Z \geq \frac{I_B}{k} \quad (4.4)$$

I_B : courant de charge maximal

k : facteur de correction global qui caractérise l'influence des différentes conditions d'installation

on a le choix entre deux types d'installation possible :

- À l'aire libre
- Souterrain

Donc on calcule le facteur de correction pour chacune des configuration

$$k = \prod_{i=1}^n k(i) \quad (4.5)$$

- **À l'aire libre**

Le câble est installé dans un environnement où la température peut atteindre 55 degrés Celsius $k_1=0.72$ (Voir l'annexe ??)

Le câble est de type trèfle unipolaire et monté sur une échelle à câbles $k_2=1$ (Voir

l'annexe ??)

$$k = k_1 \times k_2 = 0.72$$

Donc on aura :

$$I_Z = 1519A$$

- **Souterrain** Le câble est installé dans un environnement où la température peut atteindre 40 degrés Celsius $k_1=0.85$ (Voir l'annexe ??)

Le câble est de type trèfle unipolaire et souterrain $k_2=0.92$, $k_3=0.82$ (Voir l'annexe ??, ??)

il faut prendre en consideration l'effet de la Résistivité thermique du sol $k_4=0.6$ (voir l'annexe ??)

$$k = k_1 \times k_2 \times k_3 \times k_4 = 0.39$$

$$I_Z = 2800A$$

On exclu cet possibilité car le courant est très élevée et donc une section de câble plus grande ce qui implique un coût supplémentaire.

- **Le choix de la section S1:** Étant donné que le courant est assez élevé et que la section correspondante n'est pas disponible, nous allons utiliser 2 câbles par phase. Le choix de la section sera déterminé en fonction du courant I_{S1} circulant dans un seule câble ,tel que :

$$I_{S1} = \frac{I_z}{2} \tag{4.6}$$

$$I_{S1} = 759.5A$$

Selon le catalogue, pour un courant de 834A, la section est de $400mm^2$.

4.3.1.2 2ème cas de figure

- **Courant de charge maximale I_B** Dans ce cas :

$$P'_T = P - 4P_{EDG} = 2141.0295kW$$

De même et d'après l'équation(4.2), on trouve :

$$I_b = 234.11A$$

- **Courant admissible I_Z** : On calcul pour deux type d'installation

- **Dans l'aire** D'après les équations(4.5) ,(4.4) on trouve :

$$I_Z = 325.16A$$

- **Souterrain** De même d'après les équations(4.5) ,(4.4) on trouve :

$$I_Z = 600A$$

4.3.1.3 Le choix de la section S1

D'après le catalogue on a 348A , pour une section de $95mm^2$ dans le cas de l'aire libre .En outre une section de $300mm^2$ est adéquate dans le cas souterrain(on exclus ce cas car c'est plus coûteux)

4.3.2 Courant de court-circuit

Un autre facteur à prendre en compte lors du choix de la section du conducteur est le courant de court-circuit, que le câble doit être capable de supporter dans une situation d'urgence. Ce courant représente le défaut le plus grave survenant sur trois phases. Dans notre scénario spécifique, notre objectif est de protéger le câble C2, ce qui nécessite la prise en compte du courant de court-circuit maximal au niveau du jeu de barres, qui sert de point de départ au câble. Ceci est principalement dû à l'impédance minimale à cet endroit, ce qui fait que le courant est limité par l'impédance équivalente entre la source d'alimentation et le jeu de barres[24].

Le calcul du courant de court-circuit est conforme aux directives énoncées dans la norme IEC 60909. Les informations pertinentes pour ce calcul sont les suivantes :

- L'impédance associée à la connexion entre le générateur et le transformateur peut être négligée.
- Un facteur de tension est supposé posséder une valeur de 1.1 .
- Le générateur est caractérisé comme un générateur à rotor cylindrique avec des pôles lisses.
- Toutes les charges connectées au jeu de barres sont de nature passive.

4.3.2.1 Courant de court circuit maximale

- Il détermine le pouvoir de coupure des disjoncteurs et fusibles et la contrainte thermique que doivent supporter les matériels[22] .
- Il correspond à un court-circuit à proximité immédiate des bornes aval de l'appareil de coupure. Il doit être calculé avec une bonne marge de sécurité (valeur maximale)[22] .

4.3.2.2 Courant de court circuit minimale

- Il est indispensable au réglage des seuils des protections à maximum de courant[22].
- En haute tension, le court-circuit monophasés terre est éliminé par la protection à maximum de courant terre ou terre directionnel, Le neutre n'est jamais distribué, ce qui implique que le court-circuit est minimal pour un défaut simple entre deux phases ,il s'agit d'un court-circuit biphasé-isolé[22].

- dans le cas où le réseau est alimenté par un alternateur, le courant de court-circuit minimal peut être le court-circuit triphasé[22].

4.3.2.3 Calcule de I_{cc} triphasé

le courant de court-circuit dépend uniquement de Z_k , l'impédance de court-circuit à l'emplacement du défaut, définie par

$$Z_k = R_k + X_k \quad (4.7)$$

R_k Est la somme des résistances connectées en série, d'une phase .

X_k Est la somme des réactances connectées en série, d'une phase .

- schéma unifilaire simplifiée :

Selon le schéma unifilaire de la centrale et le fait que le courant de court-circuit ne dépend que de l'impédance totale entre la source et le point de défaut, et compte tenu du fait que nous avons une seule source alimentant la barre 6,6 kV lors du démarrage, nous pouvons représenter notre chemin de courant par le schéma (voir la figure 4.3) :

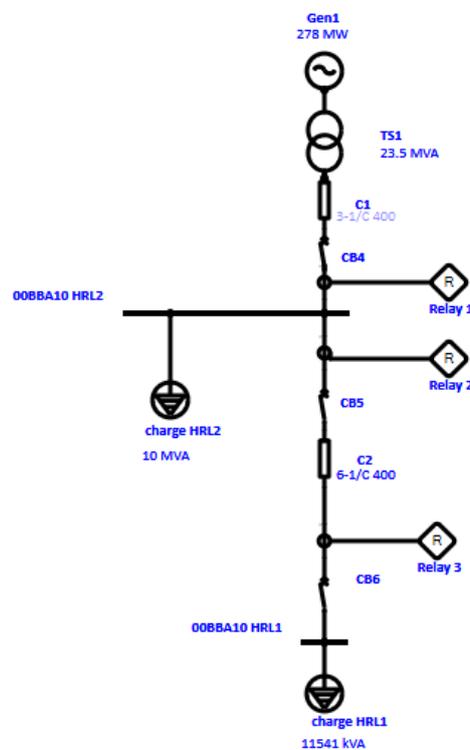


FIG. 4.3 : schéma unifilaire simplifié

- L'impédance du générateur :

$$Z_G = R_G + jX_d'' \quad (4.8)$$

$$Z_G = 0.0027 + j0.155.$$

R_G : la résistance du stator

X_d'' : Réactance subtransitoire

- **L'impédance totale ramené au secondaire du transformateur :**

$$Z_T = \frac{U_n^2 U_{cc}}{S_n 100} \quad (4.9)$$

$$Z_T = 0.13346$$

U_{cc} : la tension de court circuit en %

U_n : la tension nominale en [V]

S_n : la puissance apparente en [VA]

les pertes joule en court circuit :

$$P_{CU} = 3 \times R_T \times I_n^2 = 83000W. \quad (4.10)$$

Donc : $R_T = 0.0071\Omega$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = 0.1388 \quad (4.11)$$

$$Z_T = 0.0071 + j0.1388$$

R_T : résistance totale de transformateur

X_T : réactance totale de transformateur

- **L'impédance de la source :**

$$Z_s = k_s (t_r^2 Z_G + Z_T) \quad (4.12)$$

$$Z_s = 0.007622 + j0.1688$$

k_s :facteur de correction

- **L'impédance du câble c_1 :**

$$R_{C1} = 0.00315, X_{C1} = 0.0048$$

- **L'impédance du câble c_2 :**

$$R_{C2} = 0.0630, X_{C2} = 0.0966$$

éléments	$R[\Omega]$	$X[\Omega]$
Générateur	0.0027	0.155
transformateur	0.0071	0.1388
Câble C_1	0.00315	0.0048
jeu de barre	0	0.0015
Câble C_2	0.0630	0.0966

$$I_{cc} = 1.1 \times \frac{U_n}{Z_{totale} \sqrt{3}} \quad (4.13)$$

$$Z_{totale} = Z_s + Z_{C1} + Z_J)$$

$$Z_{totale} = 0.0107 + j0.1751$$

$$I_{cc} = 23.894kA$$

4.3.2.4 Simulation avec le logiciel ETAP

ETAP a été développé par des ingénieurs spécifiquement pour répondre aux besoins des ingénieurs travaillant dans diverses industries. Il offre une solution complète pour la gestion des systèmes électriques. Il comprend plusieurs vues d'interface telles que les réseaux AC et DC, les chemins de câbles, les réseaux de mise à la terre, les systèmes GIS, les tableaux de distribution, l'arc électrique, les éoliennes, la coordination/sélectivité des dispositifs de protection, ainsi que les schémas de contrôle AC et DC.

L'une des caractéristiques clés d'ETAP est son intégration des attributs électriques, logiques, mécaniques et physiques des éléments du système dans une base de données unique. Par exemple, les données d'un câble non seulement représentent ses propriétés électriques et ses dimensions physiques, mais également indiquent les chemins de câbles par lesquels il est acheminé. Cela permet d'utiliser les données d'un seul câble pour des analyses telles que le flux de charge ou le court-circuit (qui nécessitent des paramètres électriques et des connexions), ainsi que pour des calculs de déclassement d'ampérage du câble (qui nécessitent des données de cheminement physique). Cette intégration des données garantit la cohérence dans l'ensemble du système et élimine la duplication des saisies, ce qui permet de gagner un temps considérable. Les résultats du calcul de court circuit en utilisant ce logiciel sont détaillées dans la figure 4.4

Le système de protection doit éliminer efficacement le défaut de court-circuit dans un délai t qui correspond à la contrainte thermique que le câble protégé peut tolérer.

$$S_2 \geq \frac{I_{cc} \times \sqrt{t}}{K} \quad (4.14)$$

Avec : $I_{ccmax} = 23.894kA$, $K=143$, $t=3s$

K : constante d'élévation de la température en court-circuit (isolateur de type XPLE)

t : le temps de court circuit

$$S_2 = 288.8mm^2$$

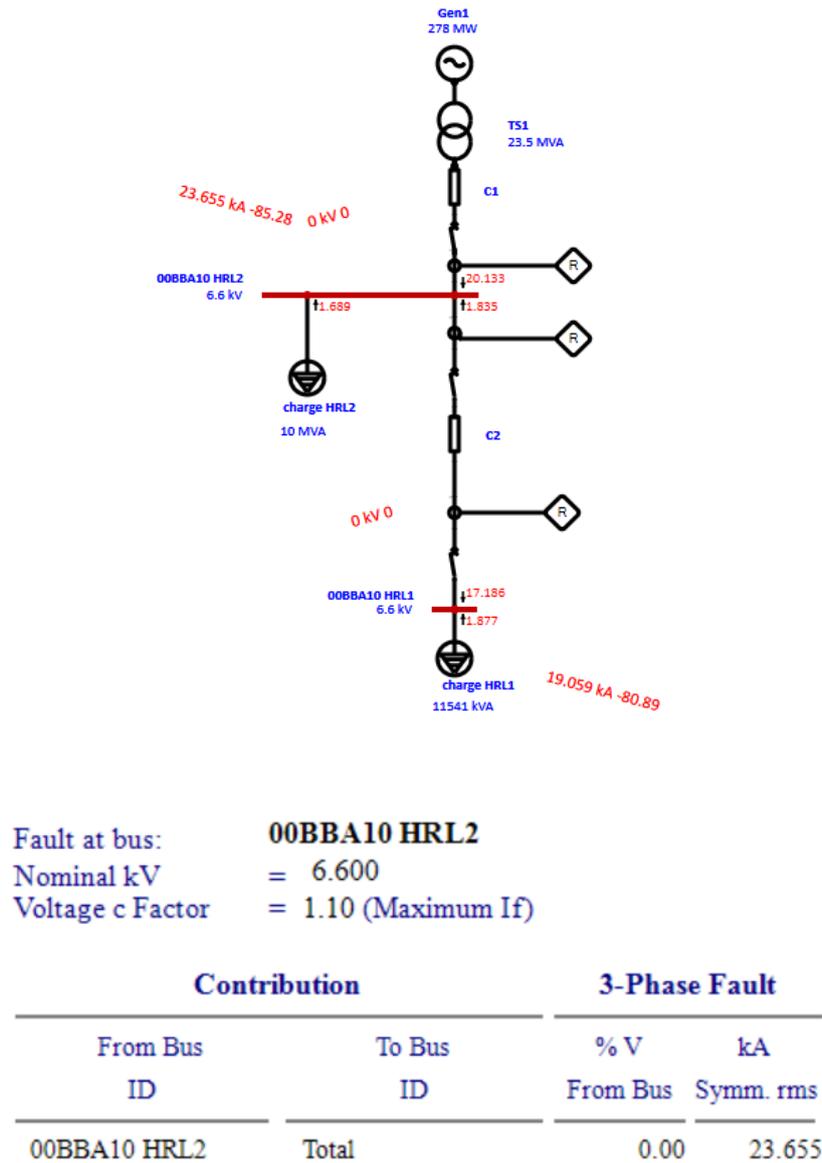


FIG. 4.4 : Résultat du calcul du courant de court circuit triphasée en utilisant le logiciel ETAP

4.3.3 Tenue thermique des écrans de câbles

Les câbles moyenne tension, qu'ils soient à champ radial ou à ceinture, comportent tous des écrans métalliques reliés à la terre. Lors du claquage de l'isolant d'une phase, le conducteur et l'écran se trouvent pratiquement réunis : tout le courant de défaut s'écoule alors par l'écran qui doit être capable de le supporter sans dommage. Le courant de défaut étant directement lié au régime du neutre. Dans des conditions de fonctionnement normales, les courants circulent à travers les résistances et les condensateurs de fuite. Ces courants étant équilibrés, aucun ne circule dans l'impédance Z_N et le point neutre est au potentiel de la terre.

$$V_N = -Z_N I_N = 0 \tag{4.15}$$

Lorsqu'une phase entre en contact avec la terre, un courant de défaut I_f s'établit et est fermé par l'impédance Z_N , ainsi que par les capacités et les résistances de fuite des phases saines. Donc (voire la figure4.5) :

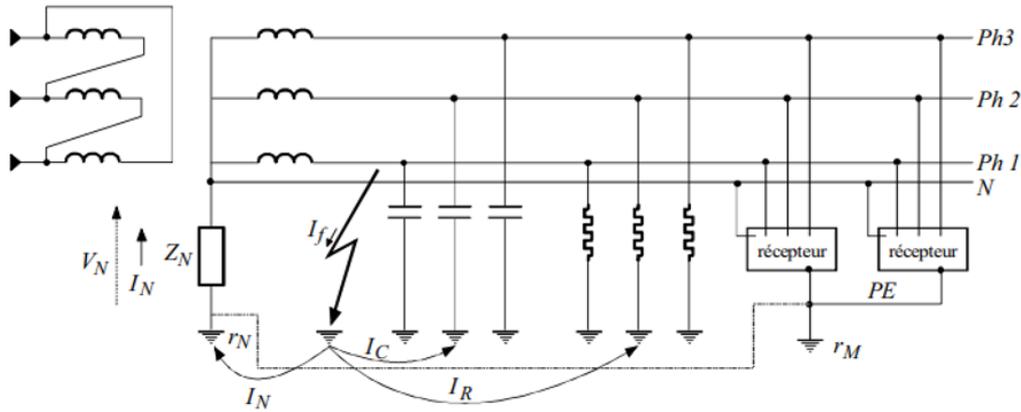


FIG. 4.5 : Défaut phase-terre[24]

$$I_f = I_C + I_N + I_R \quad (4.16)$$

Le courant de fuite I_R , toujours très faible, peut être négligé. le neutre est impédant, donc on a :

$$I_f = I_C + I_N \quad (4.17)$$

Avec : $R_N = 6.64$

$$I_f = \frac{V_N}{R_N} + 3jCV_N \quad (4.18)$$

Le courant capacitif dans un réseau industriel varie de quelques ampères à plusieurs dizaines d'ampères, ce qui le rend négligeable par rapport au courant de défaut.

$$I_f = 573.872A$$

Le résultat du calcul du courant de court circuit Phase-Terre en utilisant le logiciel ETAP est similaire au calcul théorique avec une légère différence comme le montre la figure 4.6.

Fault Type	% Voltage at From Bus						Current at From Bus (kA)					
	Va		Vb		Vc		Ia		Ib		Ic	
	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.
BG	174.26	-0.8	0.00	0.0	171.64	59.3	0.000	0.0	0.628	-151.9	0.000	0.0

FIG. 4.6 : Résultat du calcul du courant de court circuit Phase-Terre en utilisant le logiciel ETAP

$$S_3 = 16mm^2$$

4.3.3.1 1er cas de figure

la section finale est $S = \max(S1, S2, S3) = S1$
les câbles doivent être mis en place comme le montre la figure 4.7 en respectant une distance supérieure à $2D_e$ entre les trèfles.

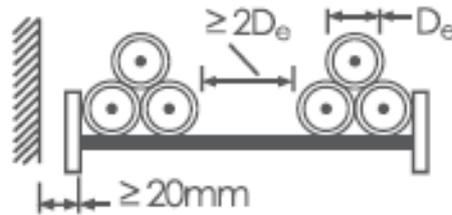


FIG. 4.7 : Mise en place des câbles

4.3.3.2 2eme cas de figure

la section finale est $S = \max(S1, S2, S3) = S2$
cela revient à choisir un câble avec une section de 300mm^2 .

4.3.4 Chute de tension (VD)

Le maintien d'un niveau de tension approprié tout au long du câble est important. Il est donc essentiel de trouver un équilibre entre la taille du câble qui peut effectivement transporter le courant requis et l'assurance que la chute de tension le long du câble reste dans des limites acceptables.

Le câble peut être représenté par un circuit RL comme montrée par la figure 4.8.



FIG. 4.8 : modèle d'un câble

Ces éléments provoquent une chute de tension par rapport à la valeur nominale de l'alimentation, ce qui n'est pas souhaitable.

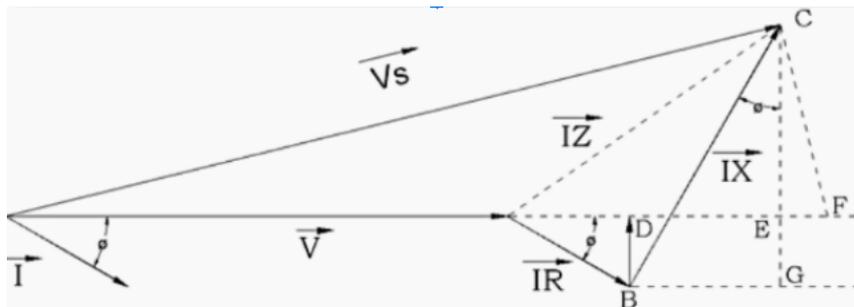


FIG. 4.9 : représentation vectorielle de la chute de tension

La chute de tension sur un câble de longueur $L = 1\text{ km}$ est calculée par la formule suivante dérivée de la représentation vectorielle illustrée par la figure 4.9 :

$$\Delta V = \sqrt{3}I_B(R\cos \phi + X\sin\phi) \times L \quad (4.19)$$

ΔV : Chute de tension [V]

$\cos \phi$: Facteur de puissance

I_b : Courant maximal d'emploi [A]

R : Résistance linéique de conducteur [Ω/km]

X : Réactance linéique de conducteur [mh/km]

L : La longueur du conducteur [km]

D'après la catalogue du des câbles (Single Core Cables, with stranded Circular copper or Aluminum conductors, XLPE insulated, Aluminum tape armored, and PVC sheath) :

$$R = 0.0632/\text{km}$$

$$X = 0.092/\text{km}$$

$$\frac{I_b}{2} = 759.5\text{ A}$$

$$\cos \phi = 0.8, \sin \phi = 0.6$$

$$\Delta V = 132.5\text{ V}$$

donc :

$$\frac{\Delta V}{V} = 2\%$$

La chute de tension ne dépasse pas 2% ce qui est considérées comme acceptables selon la norme NFC 13-200.

4.4 Dimensionnement de la cellule MT

UniGear ZS1, développé par ABB, est un appareil de distribution primaire conçu pour répondre aux exigences des applications nécessitant une distribution d'énergie fiable jusqu'à 24 kV, avec une intensité maximale de 4 000 A et une capacité de court-circuit

impressionnante de 63 kA. Les panneaux avec disjoncteur sont disponibles avec plusieurs paramètres (voir Tab4.2) . Il s'agit d'un appareillage de commutation moyenne tension, doté d'un boîtier métallique robuste qui lui permet d'être installé à l'intérieur. L'utilisation de cloisons métalliques sépare efficacement les compartiments (voir la figure 4.10), tandis que les composants sous tension sont isolés par de l'air[25].

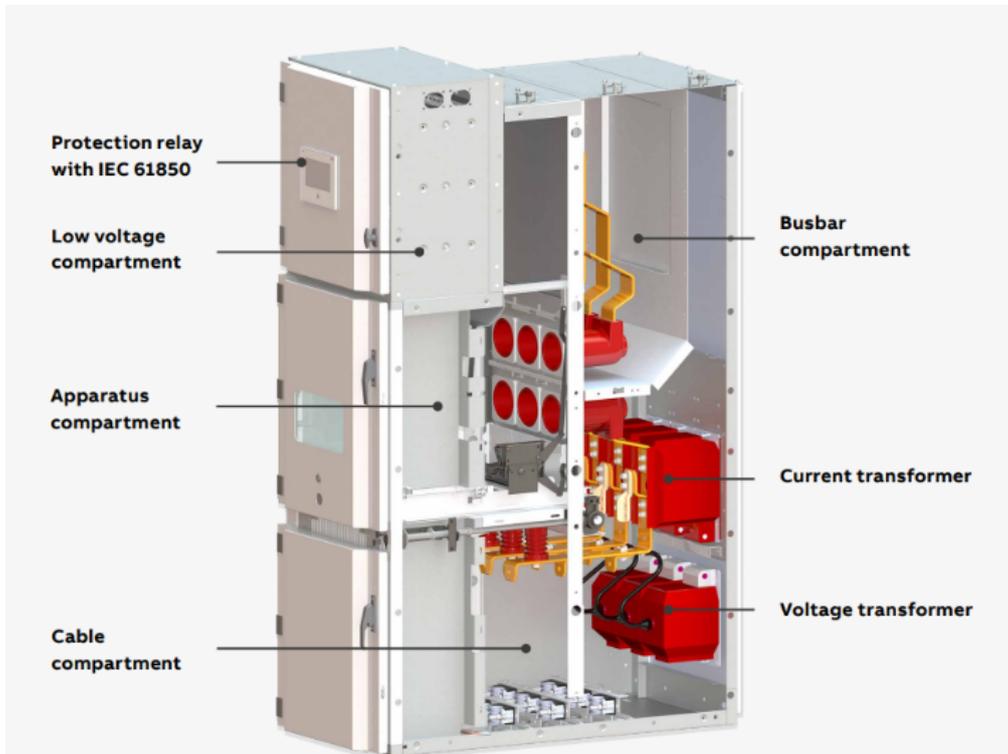


FIG. 4.10 : vue interne de la constitution d'une cellule MT[25]

UniGear ZS1 est composé de trois compartiments de puissance : disjoncteur, jeu de barres et câbles. Il comprend également un compartiment basse tension pour les instruments auxiliaires. L'appareillage est doté de cloisons métalliques qui séparent les compartiments et permettent l'accès par l'avant, ce qui facilite les opérations de maintenance[25].

- Le compartiment du jeu de barres principal, qui est relié aux contacts de sectionnement supérieurs du disjoncteur par des connexions de dérivation.
- Le compartiment des câbles contient le système de dérivation permettant de raccorder les câbles d'alimentation aux contacts inférieurs du disjoncteur. des câbles et des interconnexions nécessaires pour connecter les composants internes et les dispositifs externes à l'intérieur de la cabine IF.
- Le compartiment disjoncteur est conçu pour protéger le système électrique en cas de surcharge ou de court-circuit. Lorsqu'une anomalie survient, telle qu'une surintensité, le disjoncteur réagit rapidement en ouvrant le circuit électrique pour interrompre le flux de courant. Cela permet de prévenir les dommages aux équipements électriques et de garantir la sécurité des personnes présentes.

- Transformateurs de courant ou de tension : Ces transformateurs sont utilisés comme instruments de mesure, ce qui permet de surveiller et d'analyser les paramètres électriques au sein du jeu de barres.

Tension nominale	kV	12	17,5	24
Tension d'essai à fréquence industrielle	kV	28	38	50
Tension de tenue sous choc	kV	75	95	125
Fréquence nominale	Hz		50/60	
Courant nominal des barres	A	...4000	...4000	...3150
Courant nominal des dérivations disjoncteur	A	...4000	...4000	...2500
Courant de crête nominal ¹⁾	kA	...125	...125	...80
Pouvoir de coupure nominal du disjoncteur	kA	...50	...50	...31,5
Courant nominal de courte durée 3 s ¹⁾	kA	...50	...50	...31,5

¹⁾ Prendre en compte séparément la capacité de tenue au court-circuit du transformateur de mesure.

TAB. 4.2 : Principaux paramètres des panneaux avec disjoncteur[25].

4.4.1 Dimensionnement du disjoncteur

Le choix et le dimensionnement des disjoncteurs doivent correspondre aux caractéristiques de charge et aux courants de défaut prévus pour le système. Des disjoncteurs sous-dimensionnés peuvent ne pas se déclencher lors d'un défaut, compromettant ainsi la sécurité du personnel et des équipements. D'autre part, des disjoncteurs surdimensionnés peuvent entraîner des coûts inutiles[25]. ABB offre deux types de disjoncteur .

- **le disjoncteur à vide** Les disjoncteurs moyenne tension VD4 et VM1 utilisent des interrupteurs à vide intégrés dans les pôles. ces disjoncteurs ayant des tensions nominales jusqu'à 17,5 kV, des courants nominaux jusqu'à 1 250 A et des courts-circuits nominaux de 40 kA[25].
- **le disjoncteur à SF6** Les disjoncteurs moyenne tension HD4 utilisent le gaz hexafluorure de soufre (SF6) comme agent d'extinction de l'arc électrique et comme agent isolant. Le gaz SF6 est connu pour ses excellentes propriétés isolantes et sa rigidité diélectrique élevée, ce qui en fait un choix efficace pour les applications de moyenne tension[25].

Circuit breaker		HD4/P 12						
Standards	IEC 62271-100 •							
Rated voltage	Ur [kV]	12						
Rated insulation voltage	Us [kV]	12						
Withstand voltage at 50 Hz	Ud (1 min) [kV]	28						
Impulse withstand voltage	Up [kV]	75						
Rated frequency	fr [Hz]	50-60						
Rated normal current (40 °C) ⁽¹⁾	Ir [A]	630	1250	1250	1600	2000	2500	3150 ⁽²⁾
Rated Breaking capacity	Isc [kA]	16	16	-	-	-	-	-
		25	25	-	25	25	25	25
		31.5	31.5	-	31.5	31.5	31.5	31.5
		-	-	40	40	40	40	40
		-	-	-	50	50	50	50
Rated short-time withstand current (3s)	Ik [kA]	16	16	-	-	-	-	-
		25	25	-	25	25	25	25
		31.5	31.5	-	31.5	31.5	31.5	31.5
		-	-	40	40	40	40	40
		-	-	-	50	50	50	50
Making capacity	Ip [kA]	40	40	-	-	-	-	-
		63	63	-	63	63	63	63
		80	80	-	80	80	80	80
		-	-	100	100	100	100	100
		-	-	-	125	125	125	125
Operation sequence	[O-0.3s-CO-15s-CO] •							
Opening time	[ms]	35-60						
Arcing time	[ms]	10-15						
Total breaking time	[ms]	45-75						
Closing time	[ms]	≤85						
Overall dimensions		H [mm]	633	702	702	702	746	
		W [mm]	531	682	682	882	882	
		D [mm]	661	640	640	643	643	
		Pole centre distance I [mm]	150	210	210	275	275	
		Weight	[kg]	120	177	177	220	230
Standardised table of dimensions	1VCD000227		TN 7350		TN 7351		TN 7352	TN7371
Absolute SF ₆ gas pressure ⁽²⁾	[kPa]	380 (430 to 31.5 kA)		380				
Operating temperature	[°C]	- 5 ... + 40						
Tropicalization	IEC: 60068-2-30, 60721-2-1 •							
Electromagnetic compatibility	IEC 62271-1 •							

TAB. 4.3 : Caractéristiques générales des disjoncteurs débrochables sur chariot pour le tableau de moyenne tension UniGear type ZS1 (12 kV)[25]

Les conditions d'emploi de l'appareillage à haute tension sont extrêmement variées. Cela oblige à utiliser, pour caractériser un appareil, tout ou une partie des nombreuses définitions des performances, que l'on appelle caractéristiques assignées. Une valeur assignée est la valeur d'une grandeur fixée, pour un fonctionnement spécifié d'un matériel. Les caractéristiques principaux assignées des disjoncteurs sont :

- **Tension assignée (tension nominale U_n)** : La tension assignée d'un appareil est la valeur maximale de la tension du réseau dans lequel il peut être installé.
- **Niveau d'isolement assigné** : Le niveau d'isolement d'un appareil est défini par les valeurs suivantes :
 - Tension de tenue de courte durée à fréquence industrielle .

- Tension de tenue aux chocs de foudre .
- Eventuellement, de la tension de tenue aux chocs de manœuvre.

Ces valeurs caractérisent les contraintes diélectriques auxquelles il est susceptible d'être soumis en service et qu'il est capable de supporter avec une très grande probabilité de réussite.

- **fréquence assignée** : Les valeurs normales de la fréquence assignée à l'appareillage à haute tension sont 50 et 60 Hz.
- **Courant assigné en service continu (courant nominal I_b)** : Le courant assigné en service continu correspond au courant que l'appareil peut supporter indéfiniment dans des conditions normales de service.
- **Pouvoir de coupure assignée en court-circuit** : Il indique la capacité du dispositif à gérer et à interrompre le flux de courant lors d'un court-circuit.
- **La durée de coupure** : est l'intervalle de temps entre l'instant de mise sous tension du déclencheur d'ouverture et l'instant d'extinction finale de l'arc dans tous les pôles de l'appareil. Elle est égale à la somme de la durée d'ouverture (intervalle de temps jusqu'à la séparation des contacts) et de la durée d'arc (intervalle de temps entre la séparation des contacts et l'instant d'extinction de l'arc).

4.4.1.1 1er cas de figure

$$I_n = 1093.579A.$$

Le choix de calibre de disjoncteur s'effectue à partir de la condition suivante :

$$I_n \geq I_b \quad (4.20)$$

$$pdc \geq I_{cc} \quad (4.21)$$

I_n : Le courant nominal du disjoncteur (A) .

I_b : Le courant d'emploi (A).

pdc : Pouvoir de coupure du disjoncteur (kA).

I_{cc} : Courant de court-circuit (kA).

Dans ce cas on a choisi le HD4/P avec :un courant nominale de $1.3I_n = 1600A$

4.4.1.2 2eme cas de figure

$$I_n = 325.16A.$$

	disjoncteur désirée	disjoncteur sélectionné
$I_b[A]$	1,421.65	1600
$U_n[V]$	6.6	12
$f[Hz]$	50	50
$I_{cc}[kA]$	23.89	40
Dure de coupure [s]	3	3

En outre dans ce cas on a choisi le HD4/P avec un courant nominale de $1.3I_n = 630A$, donc la cellule supplémentaire qui existe peut être utilisée

4.4.2 Transformateurs d'instrumentation (TC et TT)

Les transformateurs de courant de type bloc sont isolés avec de la résine époxy et servent à alimenter les appareils de mesure et les instruments de protection. De même pur les transformateurs de tension . Les deux types de transformateurs jouent un rôle essentiel dans la mesure précise des niveaux de courant et de tension, ainsi que dans la garantie du bon fonctionnement et de la sécurité des équipements de mesure et de protection associés. ABB offre les transformateur suivant :

- Transformateur de courant

- TPU 4x.xx sont conçus pour des tensions d'isolation de 3,6 kV à 12 kV.
- TPU 5x.xx sont conçus pour des tensions d'isolation de 13,8 kV à 17,5 kV.
- TPU 6x.xx sont conçus pour des tensions d'isolation allant jusqu'à 24 (25) kV.
- TPU 7x.xx sont conçus pour des tensions d'isolation allant jusqu'à 36 (40,5) kV.

Le tableau 4.4 explique la désignation du code TPU4x.xx, où 'x' représente une valeur spécifique.

Code designation - TPU current transformers

TPU	x	x	.	x	x
voltage	current	dimension		primary terminals	
4...up to 12 kV	0... to 600 A multiturn 1... to 1 250 A, combi multiturn, singleturn* 3...to 1 250 A singleturn 4...to 1 500 A singleturn 5...to 2 000 A singleturn 6...to 2 500 A singleturn 7...to 3 000 A singleturn 8...to 3 200 A singleturn	1..short 148 mm, DIN 2..long 148 mm, DIN 3..short, wide.. 184 mm 4..long, wide...184 mm 5..middle 148 mm, DIN		1..no pr.rec., no ribs /40x80mm, 80x80mm/ 2..prim. rec., no ribs /40x80mm, 80x80mm/ 3..no pr.rec., with ribs /60x68mm, 80x80mm/ 4..prim. rec., with ribs /40x80mm, 80x80mm/	

TAB. 4.4 : désignation du code TPU4x.xx

- **Transformateur de tension**

- TJP 4.x sont conçus pour des tensions d'isolation de 3.6 kV à 12 kV.
- TJP 5.x sont conçus pour des tensions d'isolation de 12 kV à 17.5 kV.
- TJP 6.x sont conçus pour des tensions d'isolation de 17.5 kV à 24 (25) kV.
- TJP 7.x sont conçus pour des tensions d'isolation allant jusqu'à 36 (38.5) kV.

Pour qu'un relais de protection présente des performances cohérentes et fiables, il est impératif qu'il reçoive des données précises et fiables concernant les conditions prévalant dans le système électrique, obtenues par l'utilisation de transformateurs d'instrumentation. Toutefois, il convient de noter que les transformateurs de courant et de tension peuvent présenter une non-linéarité dans des circonstances spécifiques, compromettant ainsi leur capacité à générer une sortie qui reflète précisément la forme et l'ampleur de l'onde du courant. Il est donc impérative de bien les choisir.

4.4.2.1 Calcul des paramètres requise du TC et du TT

- **Paramètres du TC**



FIG. 4.11 : TPU4x.xx[26]

- **Calcul de la charge du TC a courant nominal :**

$$R = \frac{\rho l}{A} \quad (4.22)$$

ρ : Résistance électrique spécifique.
 l : Longueur du câblage
 A : Diamètre du câblage

La charge totale pour tous les cas sera considérée comme : $RL = 2R$
Le calcul du courant nominal de la charge du transformateur de courant dérive de l'équation suivante :

$$S' = S_i + R_L I_r^2 \quad (4.23)$$

S' : Charge du transformateur de courant à courant nominal.
 S_i : Puissance nominale de dispositifs connectés.

I_r : Courant nominal de l'enroulement secondaire du TC.

R_l : Résistance du circuit secondaire.

- **Classe de précision du transformateur de courant et facteur limite de précision** : Le courant limite primaire de précision du TC correspond à l'amplitude maximale du courant de défaut pour lequel le transformateur de courant répond aux exigences de précision spécifiées. Au-delà de ce seuil, le courant secondaire du TC est déformé, ce qui peut avoir des conséquences importantes sur les performances du relais de protection. Dans la pratique, le facteur limite de précision réelle s'écarte du facteur limite de précision nominale et est directement proportionnel au rapport entre la charge nominale du TC et la charge réelle qu'il subit.

Le facteur limite de précision réel est calculé à l'aide de la formule suivante :

$$n' = n \frac{S_n + R_{ct} I_r^2}{S' + R_{ct} I_r^2} \quad (4.24)$$

n' : facteur limite de précision effective.

n : facteur limite de précision nominale du TC.

S' : charge du transformateur de courant au courant nominal.

S_n : Puissance nominale du TC.

R_{ct} : Résistance de l'enroulement secondaire du TC.

I_r : Courant nominal de l'enroulement secondaire du TC.

- **(1er cas de figure) on prend le transformateur adéquat TPU46.33**

Type de transformateur : TPU 46.33 12/28/60kV 50Hz 40kA(3s)

Rapport :2500/1/1A

Noyau 1 : 0.5Fs5, 10VA ; Rct 15,388Ω

Noyau 2: 5P20, 10VA ; Rct 27,81Ω

Connecté avec le relais de la série REF620 avec une charge de 0,02VA

Longueur du câble 2x3m = 6m

Section du câble $A = 4 \text{ mm}^2$

Résistivité électrique spécifique $0.0175 \text{ mm}^2/\text{m}$

D'après les équations (4.22),(4.23) et (4.24)

$$n' = 27.12$$

- **(2 ème cas de figure) on prend le transformateur adéquat TPU44.23**

Type de transformateur : TPU 44.23 12/28/60kV 50Hz 40kA(3s)

Rapport :300/1/1A at 40°C

300/1/1A

Noyau 1 : 5 VA ; 0.5Fs5

Noyau 2 : 5 VA ; 5P10; Rct= 1,153 Ω

Connecté avec le relais de la série REF620 avec une charge de 0,02VA

Longueur du câble 2x3m = 6m

Section du câble $A = 4mm^2$

Résistivité électrique spécifique $0.0175mm^2/m$

D'après les équations (4.22),(4.23) et (4.24)

$$n' = 50.208$$

Pour les relais de protection ABB REF620 Relion Series, il est généralement recommandé que la saturation se produise à un minimum de 20 fois le courant nominal I_n , comme indiqué au paragraphe 13.1.1.2 du manuel de référence technique du REF620. Compte tenu de la valeur de réglage maximale du relais de protection pour chaque cellule moyenne tension, on peut conclure que les TC susmentionné conviennent à l'usage prévu.

- **Paramètres du TT**



FIG. 4.12 : TJP4x.xx[27]

Le critère à remplir pour que les enroulements des transformateurs soient suffisants est que la chute de tension de la charge soit inférieure à $0,1\% U_n = 0,1V$.

Type de transformateur de tension : TJP4

Rapport : $6600/\sqrt{3}/100/\sqrt{3} /100/\sqrt{3} V$

classe de précision : 0.5/6P , 30VA

Connexion avec le relais REF620 avec une charge de 0,02VA

Longueur du câble $5m$

Résistivité électrique spécifique $0.0175mm^2/m$

Section du câble $A = 4mm^2$

$$R = \frac{\rho l}{A} = 0,02625$$

$$\text{Courant de charge nominal } I = \frac{S}{\sqrt{3}U_{sec}} = 0.000115A$$

$$\text{Chute de tension } \sqrt{3}.I.R = 0.0000052 < 0.1V$$

Les enroulements des transformateurs de tension sont suffisants.

4.4.3 Relais de protection

Ces relais surveillent les paramètres électriques de la ligne d'alimentation et assurent la protection contre divers défauts électriques. Ils peuvent détecter les surintensités, les sous-

tensions, les surtensions, les défauts de mise à la terre et d'autres conditions anormales, déclenchant des actions appropriées telles que le déclenchement du disjoncteur pour isoler le défaut.

Pour la protection d'une connexion de câble entre deux tableaux de distribution MT et nécessitant la fonction de contrôle de synchronisation, le relais ABB REF620 constitue un choix approprié. Il possède les fonctionnalités suivantes :

- 50: Protection instantanée contre les surintensités.
- 51: Protection contre les surintensités temporisées.
- 51N : Protection à maximum de courant temporisée pour la ligne neutre.
- 46: Protection contre les tensions de séquence négative.
- 59 :Protection contre les surtensions.
- 81: Protection de fréquence.
- 50L/50NL ARC : Protection contre les arcs.
- 94 :Relais à déclenchement ou sans déclenchement.
- 86 :Relais de verrouillage.
- 49T Protection contre les surcharges thermiques.
- 67: Protection directionnelle contre les surintensités.
- 67N : Protection directionnelle contre les surintensités du neutre .
- 59G :Protection contre les surtensions des générateurs.
- 87NH : Protection différentielle des barres.
- 87T : Protection différentielle de transformateur.
- 87NL : Protection différentielle de la ligne neutre.

Le tableau 4.5 de la fiche technique du relais REF620 illustre les différentes caractéristiques disponibles.

Units: ... 12 kV - 17.5 kV - 40 / 50 kA															
Width [mm]	650			800			1000								
Height [mm]	2200/2595 ⁽¹⁾			2200/2595 ⁽¹⁾											
Height with gas exhaust duct [mm]	2 696 ⁽⁴⁾			2 696 ⁽⁴⁾			2 696 ⁽⁴⁾								
Depth [mm]	1 390			1 390			1 455			1 390			1 455		
Rated current [A]	630	1250	630	1250	1600	2000	2500	3150	3600	4000	2000	2500	3150	3600	4000
IF Incoming/outgoing		x ⁽⁷⁾		x	x	x					x	x	x	x	x
BT Bus-tie				x	x	x						x	x	x	x
R Riser				x	x	x	x	x	x	x					
RM Riser with measurements				x	x	x	x	x	x	x					
M Measurements	x ⁽⁷⁾		x												
IFD Direct incoming/outgoing				x								x		x	x
IFDM Direct incoming/outgoing with measurement		x ⁽⁷⁾		x								x		x	x
IFC Contactor panel	x ^{(2), (6)}														

TAB. 4.5 : fiche technique du relais REF620[28]

4.4.3.1 Étude de coordination

Les câbles électriques nécessitent une protection contre les courants de court-circuit, les surcharges et les dommages physiques afin de répondre aux exigences du Code électrique national (NEC) (NFPA 70-1999). L'objectif premier d'une étude de coordination est de déterminer les valeurs nominales et les configurations optimales des dispositifs de protection utilisés pour protéger le câble(voir la figure 4.13). En outre, ces dispositifs doivent être configurés pour faciliter un fonctionnement sélectif, dans lequel le disjoncteur le plus proche du défaut s'ouvre rapidement avant les autres dispositifs, ce qui améliore la fiabilité globale du système et minimise les perturbations.

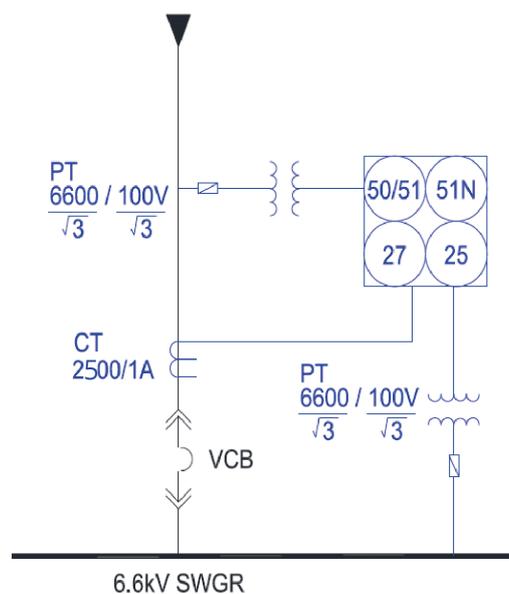


FIG. 4.13 : schéma unifilaire des protections

• **Protection à maximum de courant temporisé(51) :**

Les relais dépendant du temps, comme leur nom l'indique, fonctionnent avec un retard intentionnel. Le courant minimal auquel le relais fonctionne et le délai avant le déclenchement sont tous deux réglables. La durée nécessaire pour que le relais se déclenche variera en fonction de la pente de la courbe. Selon les normes américaines, il existe cinq types différents de relais de surintensité à temps défini : Normal Inverse (NI), Very Inverse (VI), Extremely Inverse (EI), Long Time Inverse (LTI), Short Time Inverse (STI).

Pour choisir la courbe appropriée, il est nécessaire de prendre en compte la norme applicable ainsi que le type de charge alimenté par le relais. Dans notre cas, la plupart des charges sont des moteurs dont le courant de démarrage est environ deux fois supérieur au courant nominal. Afin d'éviter des déclenchements indésirables, le relais doit fournir un temps de retard suffisant pour permettre la fin de la phase de démarrage, garantissant ainsi l'absence de déclenchement dans des conditions normales. Par conséquent, la courbe la plus adaptée à ces conditions est celle de type " très inverse" . La figure 4.15 montre les résultats obtenu par ETAP.

$$t = TMS \times \frac{\beta}{\left(\frac{I}{I_r}\right)^\alpha - 1} \quad (4.25)$$

Ou :

$$t = TD \times \left(\frac{a}{\left(\frac{I}{I_r}\right)^\alpha - 1} + \beta \right) \quad (4.26)$$

t : temps de fonctionnement.

TMS : multiplicateur de temps.

I : valeur du courant de défaut.

I_r : valeur de départ.

Groupe de courbes temps/courant	α	β	a
normalement inverse	0.02	0.14	0.0515
très inverse	1.0	13.5	19.61
extrêmement inverse	2.0	80.0	28.2
temps long inverse	1.0	120	

Il est essentiel de s'assurer que le courant de fonctionnement réel I_b ne dépasse pas le courant de réglage I_r du dispositif de protection. La valeur nominale du dispositif de protection ne doit pas dépasser le courant admissible I_z comme montrée dans la figure 4.14.

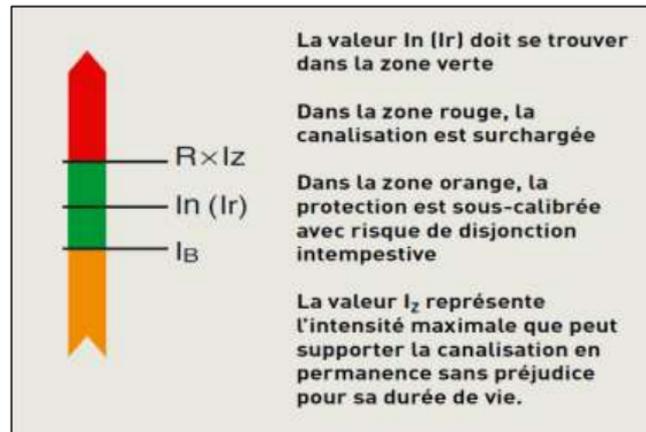


FIG. 4.14 : Zones de charge d'un câble[29]

– **Courant d'appel**

$$I_r = 1.20I_b \quad (4.27)$$

$$\text{Réglage requis du relais de surcharge} = \frac{\text{courant de surcharge } (I_r)}{\text{courant primaire du TC}} \quad (4.28)$$

$$\text{Réglage requis du relais de surcharge} = 120\% \times \frac{1093.579}{2500} = 0.55$$

– **Type de courbe** : IEC très Inverse

– **TD** : Envisageons la coordination avec les relais en amont et en aval. les réglages des temporisations sont déterminés de façon à obtenir l'intervalle de sélectivité. Δt : [200,400ms]

pour le courant maximal vu par la protection aval. Par exemple pour le court-circuit maximal en C, la temporisation en B doit être supérieure à la temporisation en C d'une valeur Δt

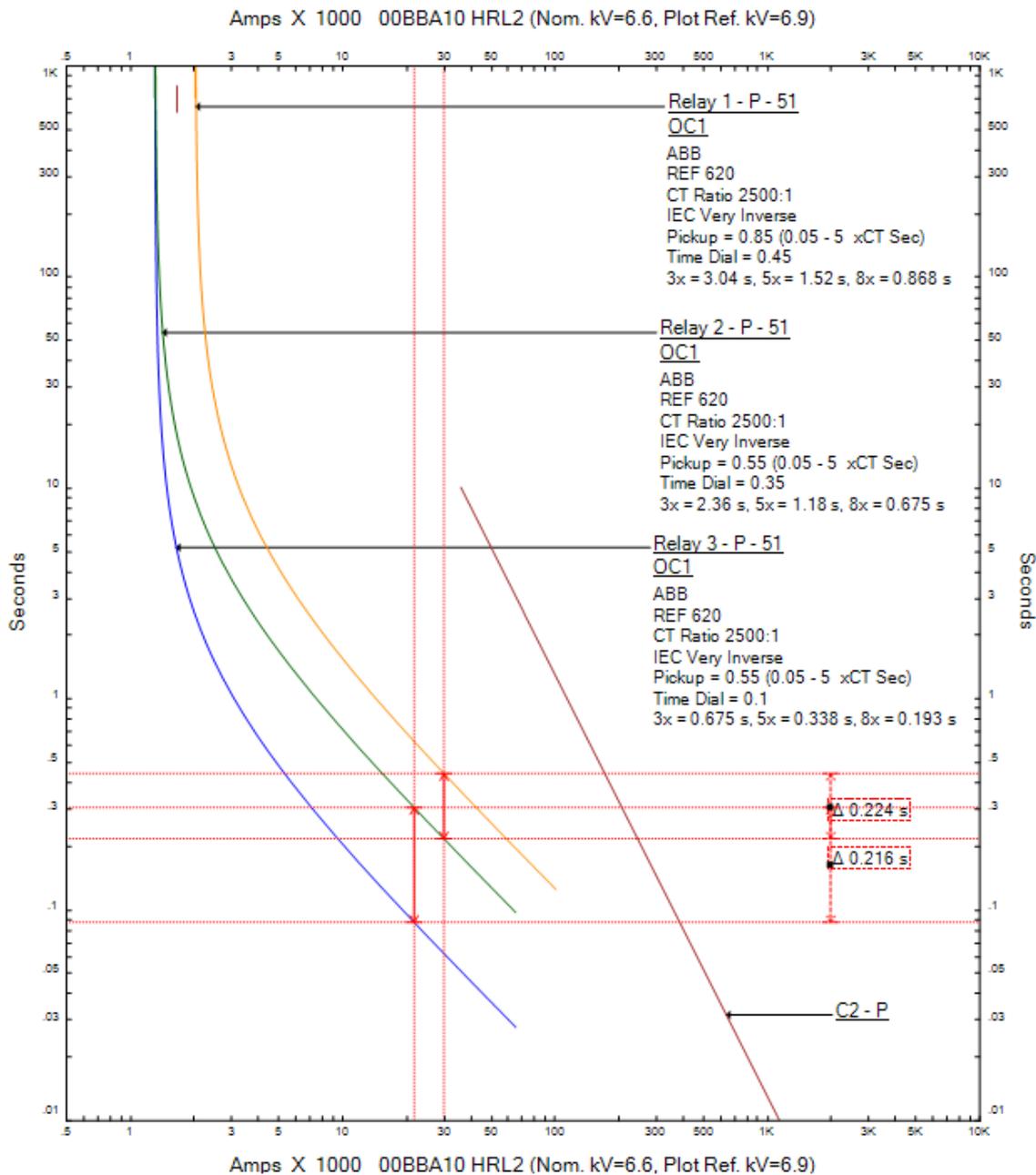


FIG. 4.15 : Courbe de temps de coupure pour la protection 51

- **Protection à maximum de courant instantané(50)** : Les relais instantanés ont un temps de fonctionnement généralement inférieur à 3 cycles. Ces relais fonctionnent sans retard intentionnel, c'est pourquoi on les appelle des unités instantanées avec un courant de déclenchement réglable .

– Courant d'appel

$$I_r \leq I_{CCmin} = 18.268A \quad (4.29)$$

$$\text{Réglage requis du relais} = \frac{(I_r)}{\text{courant primaire du TC}} \quad (4.30)$$

$$\text{Réglage requis du relais} = 7.307A$$

Important :

Un dispositif de protection offre une protection maximale si ses courbes de temps de coupure sont nettement inférieures aux courbes de temps du courant de court-circuit du câble (voir la figure 4.16).

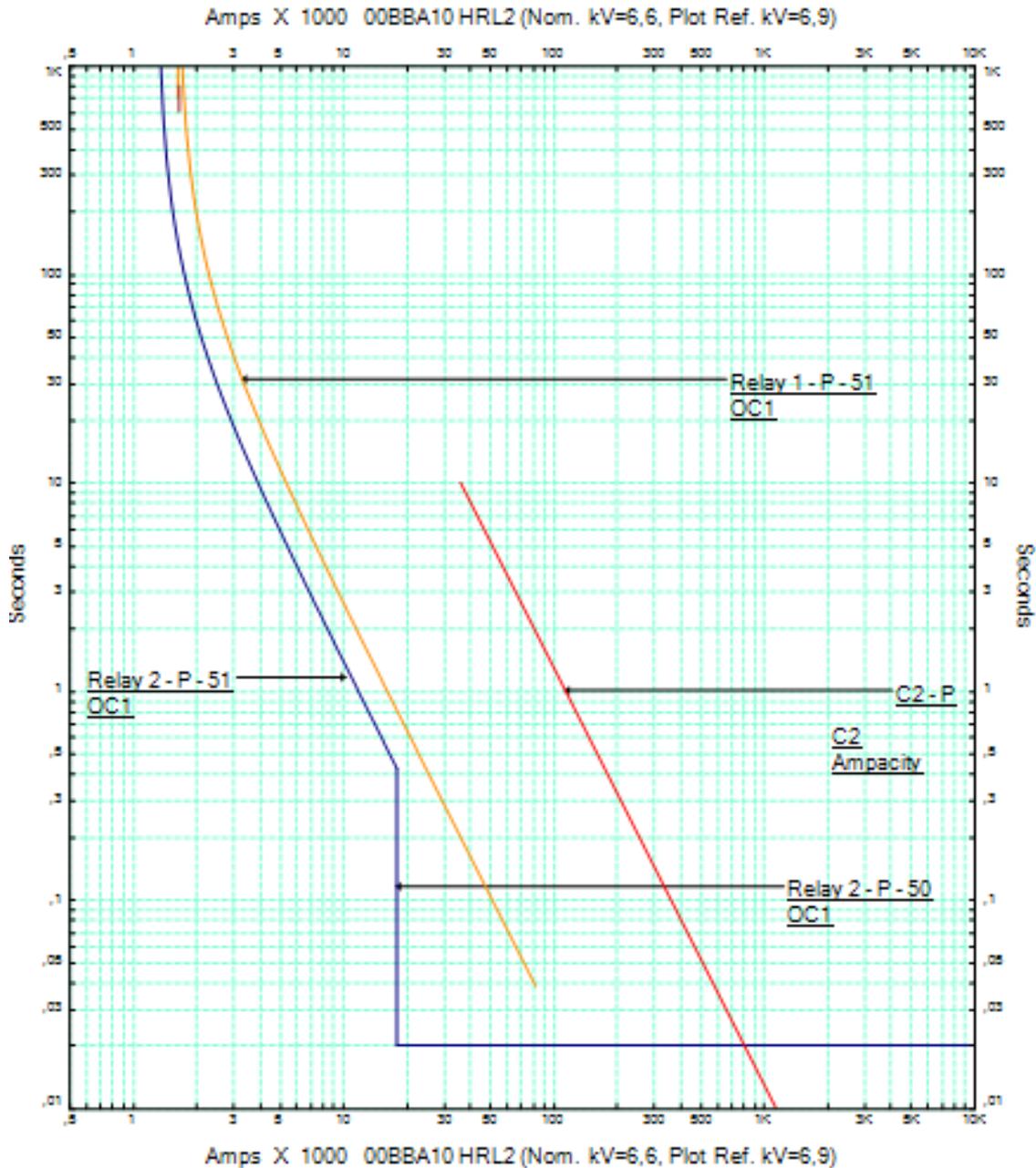


FIG. 4.16 : Courbe de temps-courant de pour les protection 51/50

- **protection à maximum de courant terre (51N)** Cette fonction est utilisée pour protéger le réseau contre les défauts à la terre. La protection est activée si le courant résiduel $I_{rsd} = I_1 + I_2 + I_3$ dépasse le seuil de réglage. Le fonctionnement de la protection est similaire à la protection à maximum de courant phase au niveau des courbes $t = f(I_{rsd})$. La protection est réglée de façon à Ce plus sensible afin de détecter les faibles courants de défauts à la terre.

Afin de s'assurer du déclenchement des protections à maximum de courant terre, leur seuil de réglage du courant devra être inférieur au courant limité par la résistance de mise à la terre. Pour avoir une marge de sécurité, la condition à satisfaire est :

$$I_r \leq 0.8I_f \quad (4.31)$$

$$I_r \leq 469A$$

afin de ne pas avoir de déclenchement intempestif dû à de faux courants résiduels transitoires, la protection devra vérifier les conditions suivantes :

$$I_r \geq 1A \quad (4.32)$$

$$\text{temporisation} \geq 0.1s$$

La figure 4.17 représente la courbe de temps de coupure pour la protection 51N ainsi que les paramètres des relais.

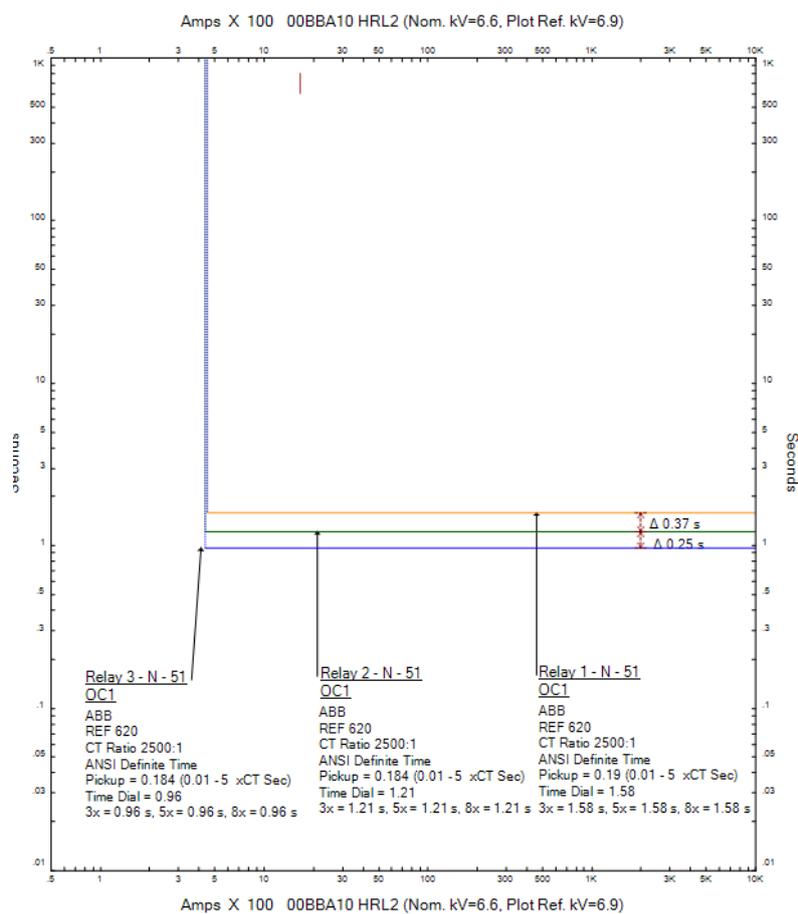


FIG. 4.17 : Courbe de temps de coupure pour la protection 51N

- **Protection triphasée contre les sous-tensions(27)** : La protection contre les sous-tensions surveille en permanence la tension du système et donne l'alerte lorsque la tension dépasse les limites acceptables. En outre, la surveillance continue des tensions entre phases ou entre phases et neutre permet de réagir rapidement dans des situations critiques telles que le délestage de charge. La protection contre les

sous-tensions comprend deux types :

ANSI 27-1 surveille chaque tension individuellement et la protection est déclenchée lorsque l'une des trois tensions dépasse le seuil V_{min1} .

Inversement, ANSI 27-2 surveille les trois tensions simultanément et la protection n'est activée que lorsque les trois tensions tombent en dessous du seuil V_{min2} .

– **valeur de départ**

$$\text{Valeur de départ} = 80\% \times \text{Tension nominale} \quad (4.33)$$

$$\text{Valeur de départ} = 0,8 \times 6600V = 5280V$$

– **Temporisation de fonctionnement** : 2.0 Sec

– **Type de courbe de fonctionnement** : IEC Def. Temps

- **Synchroniseur (25)** : Les relais de contrôle du synchronisme jouent un rôle crucial lors de la connexion de plusieurs sources d'énergie à un jeu de barre. Le succès de la connexion dépend de l'obtention de différences minimales dans les amplitudes de tension, les angles de phase et les fréquences entre les sources. Les relais de contrôle de synchronisation permettent la fermeture automatique ou manuelle des disjoncteurs ou des interrupteurs uniquement lorsque les systèmes répondent aux critères prédéterminés .

– **Plage de réglage de la différence de tension** : 5 %

– **Plage de réglage de la différence de fréquence** : $0.002f_n$

– **Angle de différence** : 20°

4.4.4 Système de basculement

Pour faciliter le transfert de la charge électrique d'une source d'alimentation principale à une source de secours , en donnant la priorité à des temps de réponse rapides. On utilise l'unité ABB SUE 3000

- **1er cas de figure**

on choisit la Configuration d'un tableau avec deux disjoncteurs (Variante 1) (voir la figure 4.18)

au module de traitement logique d'informations essentielles concernant l'état des arrivées et des jeux de barres . Ces informations jouent un rôle crucial dans l'évaluation de l'état de fonctionnement et la détermination de la méthode d'exploitation appropriée .

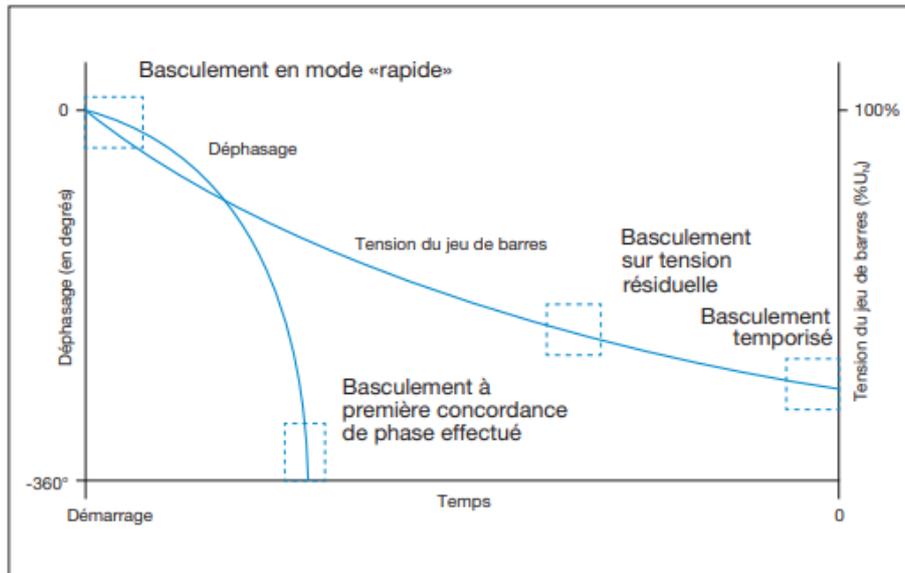


FIG. 4.20 : Modes de basculement

Les critères suivants sont surveillés et évalués individuellement :

- **le déphasage** : Le passage au mode "rapide" n'est possible que lorsque le déphasage entre les deux réseaux surveillés répond à des conditions spécifiques.

$$\Delta\phi \leq \Delta\phi_{\max}$$

$$\Delta\phi_{\max} = 20^\circ$$

- **Critère de différence de fréquence** : Le critère d'écart de fréquence est également déterminé entre le jeu de barres et l'arrivée de secours. Lorsque cet écart se trouve en dehors de la limite aucun basculement n'aura lieu.

$$\Delta f \leq \Delta f_{\max}$$

$$\Delta f_{\max} = 1Hz$$

- **Critère de tension de l'arrivée de secours** : Ce critère est principalement axé sur la surveillance de l'arrivée de la source de secours, où la décision pratique essentielle consiste à déterminer la présence ou l'absence de tension sur ce départ.

$$U_{\text{secours}} \geq U_{\min 1}$$

$$U_{\min 1} = 80\%U_n$$

- **Critère de tension du jeu de barres** : Si la tension du jeu de barres n'atteint pas ce seuil, on peut s'attendre à des effets transitoires importants, notamment en raison de la différence de potentiel entre le jeu de barres et la source de secours. Par conséquent, la transition ne peut pas être exécutée.

$$U_{\text{jeux de barre}} \geq U_{\text{min2}}$$

$$U_{\text{min2}} = 70\%U_n$$

4.5 Évaluation technicoéconomique

L'étude technico-économique comprend une méthodologie analytique qui intègre des évaluations techniques et économiques, visant à présenter une vue d'ensemble complète de la faisabilité technique et des considérations financières du projet d'interconnexion. L'objectif principal de ce chapitre est l'évaluation du coût des différentes solutions ce qui permet aux décideurs de disposer des connaissances nécessaires pour faire des choix éclairés en matière d'investissements.

4.5.1 Méthodologie

4.5.1.1 Identification des critères d'évaluation

Lorsqu'il s'agit d'évaluer des solutions, il est important de prendre en compte plusieurs critères. Dans notre étude Ces critères englobent l'aspect économique en mettant l'accent sur **les coûts d'investissement et les dépenses opérationnelles**.

4.5.1.2 Collecte des données

Nous procédons à la collecte des données pertinentes pour chaque solution proposée.

Note :

- Pour le coût de la main-d'œuvre d'installation, nous supposons que **l'installation = le prix d'achat du matériel**
- Tous travaux neuf à sonelgaz est exonéré de TVA.cela signifie que la taxe n'est pas appliquée ou incluse dans le coût ou le prix du projet.

Le coût totale des outils nécessaire pour construire 3m d'échelle à câble est calculée à partir des tableaux 4.6,4.7 .

Besoins	Prix unitaire[euro]
la cellule MT	30000
SUE3000	
3 m d'échelle à câble 600×110×1.5 GALVANISE A CHAUD	662.245889
1x400 CU/XLPE/CWS/PVC/AWA/PVC	31,49
1x300 CU/XLPE/CWS/PVC/AWA/PVC	25,46
EDG	594230

TAB. 4.6 : Coût des équipement

Besoins	Prix [euro]
3 m d'échelle à câble 600X110X1.5	128.22
03 Consoles murale	152.85
04 Eclisse Echelle a câble 110x1,5mm	18.08
03 Platine au sol double profilé 41x41x1.5mm	137.98
06 mètre de Channel double 41X82	161.69
12 Chevilles à béton M12X95	52.55
Visseries+ clamps pour échelles à câble	14.55
	662.245889

TAB. 4.7 : Coût des outils nécessaire pour construire 3m d'échelle à câble

- **1er cas de figure** : Dans le premier cas de figure on a besoin d'ajouter deux cellule MT (+ SUE 3000), 6 câbles de $400mm^2$ et des échelle à câbles.
prix totale=482516.8297euro.
- **2ème cas de figure** : Dans le deuxième cas de figure on a besoin d'ajouter une cellule MT(+SUE 3000) , 3 câbles de $300mm^2$ et les échelle a câbles.
prix totale=333542.7297euro.
- **3ème cas de figure** : Achat de 3 EDG + 3 cellules et 3 SUE3000 . prix totale=1891932.3euro

4.5.2 Analyse comparative

Les différences de coûts entre les solutions sont identifiées, l'accent étant mis sur la solution qui présente le coût total le plus bas .Donc le deuxième cas de figure présente la configuration la plus économique.

4.6 Conclusion

Cette étude nous a permis de déterminer efficacement les exigences de dimensionnement de la cellule MV. En sélectionnant soigneusement les composants appropriés, tels que le disjoncteur, le relais et les transformateurs de mesure, nous nous sommes assurés

qu'ils répondaient aux spécifications nécessaires pour les courants de charge, les courants de défaut et les exigences de protection. En outre, en déterminant la section transversale du câble d'interconnexion, nous avons pu garantir les performances souhaitées.

l'évaluation économique nous a aussi permis de conclure que l'utilisation des quatre EDG existants et la mise en œuvre de l'interconnexion constituent la solution la plus efficace. Elle permet d'optimiser l'utilisation des ressources et d'éviter des coûts supplémentaires. Dans l'ensemble, cette solution maximise les économies et l'adaptabilité aux besoins actuels en matière d'énergie de secours.

Conclusion générale

Conclusion générale

Il est impératif d'établir des mesures robustes qui garantissent la disponibilité continue de l'électricité et maintiennent la stabilité du réseau électrique. Par conséquent, l'investissement dans des systèmes d'alimentation de secours robustes pour les centrales électriques est primordiale et offre de nombreux avantages, tels que la minimisation du risque de pannes, la gestion des déclenchements internes et externes et la résilience du réseau. Cette étude s'est concentrée sur l'établissement d'une interconnexion entre les barres moyenne tension de deux centrales électriques, fournissant une source d'énergie alternative pour le fonctionnement de la centrale en cas de démarrage à froid. L'importance de cette étude réside à la fois dans ses aspects techniques et dans ses implications économiques, notamment en termes d'économies de coûts.

Une analyse approfondie du bilan énergétique a été menée pour évaluer les besoins énergétiques de la centrale qui est égale à environ 10MW, y compris les charges auxiliaires. Les résultats théoriques et réels de l'analyse du bilan énergétique se sont révélés satisfaisants, avec toutefois une légère différence justifiée de 2MW entre les calculs et l'essai réel.

Pour faciliter le transfert d'énergie d'une centrale à l'autre, certaines conditions ont été identifiées et remplies. En outre, une attention particulière a été accordée à la sélection des composants appropriés, y compris les disjoncteurs HD4/P de 1600A, les relais REF620 et les transformateurs de mesure TPU46.33, TPU44.23 et TJP4, afin de s'assurer qu'ils répondent aux spécifications requises pour les courants de charge, les courants de défaut et les besoins de protection. La section du câble d'interconnexion a également été déterminée pour garantir des performances optimales. Cette dernière est égale à $400mm^2$ et $300mm^2$ pour les deux cas respectivement.

En outre, la coordination entre les dispositifs de protection en aval était cruciale, nécessitant la définition des paramètres de coordination et de sélectivité ampérométrique et chronométrique entre les relais. Ces paramètres ont été vérifiés à l'aide du logiciel ETAP pour s'assurer de leur précision et de leur bon fonctionnement.

La solution la plus efficace identifiée dans cette étude était l'utilisation des quatre générateurs de secours existants et la mise en œuvre de l'interconnexion. Cette approche optimise l'utilisation des ressources et élimine les coûts supplémentaires. Elle répond efficacement aux besoins actuels en matière d'alimentation de secours tout en maximisant les économies avec une valeur de 1558389 euro.

Bibliographie

- [1] Nora AZIZOU et Nassima HAROUN. “Les Outils de Maîtrise des Conséquences des Black-Out”. Thèse de Master en Réseaux Électriques. Master’s thesis. BEJAIA : UNIVERSITE ABBERRAHMANE MIRA, 2014.
- [2] AFRICAN ENERGY. *GE/Metka to build gas power plant [En ligne]*. [Consulté le 05 Avril 2023]. Disponible à l’adresse : <https://www.africa-energy.com/news-centre/article/algeria-gemetka-build-gas-power-plant>.
- [3] GE. *GE Mission Statement Values [En ligne]*. [Consulté le 19 Avril 2023]. Disponible à l’adresse : <https://www.ge.com/about-us>.
- [4] GE VERNOVA. *About us [En ligne]*. [Consulté le 15 avril 2023]. Disponible à l’adresse : <https://www.gevernova.com/>.
- [5] GE AEROSPACE. *Introducing a new era of flight[En ligne]*. [Consulté le 15 avril 2023]. Disponible à l’adresse : <https://www.geaerospace.com/>.
- [6] GE HEALTHCARE. *About us [En ligne]*. [Consulté le 15 avril 2023]. Disponible à l’adresse : <https://www.gehealthcare.com/>.
- [7] SONELGAZ. *PRÉSENTATION DU GROUPE SONELGAZ [En ligne]*. [Consulté le 29 juin 2023]. Disponible à l’adresse : <https://www.sonelgaz.dz/fr/category/qui-sommes-nous>.
- [8] Mazouz ABDELKADER et Manseur HOUSSAM. “Étude des Dispositifs de Protection Mis en Œuvre dans la Centrale TG d’Amizour de Bejaia”. Thèse de Master en Réseaux Électriques & Électromécanique. Master’s thesis. Bejaia : Université ABDERRAHMANE MIRA, 2016.
- [9] SONELGAZ. *Production d’électricité [En ligne]*. [Consulté le 06 Avril 2023]. Disponible à l’adresse : <https://www.spe.dz/page/17>.
- [10] Luc LASNE. *Électrotechnique et Énergie Électrique*. Paris : Duond, 2013.
- [11] Khamed OKBA. “Dispatching Économique Dynamique des Réseaux Électriques par les Méthodes Méta-Heuristiques”. Master’s thesis. Biskra : Université Mohamed Khider, juin 2013.
- [12] SONELGAZ. *Opérateur du Système Electrique [En ligne]*. [Consulté le 04 Avril 2023]. Disponible à l’adresse : <https://www.sonelgaz.dz/fr#filiales>.
- [13] IF SOLUTIONS. *What is Balance of Plant in Power Plants ? [En ligne]*. [Consulté le 03 Avril 2023]. Disponible à l’adresse : <https://ifsolutions.com/what-is-balance-of-plant-in-power-plants/>.

- [14] GE. “doc fourni par GE”. In : GE. 2013, p. 900.
- [15] SONELGAZ. “doc fourni par sonelgaz”. In : sonelgaz. 2015, p. 30.
- [16] Maouni AMIR et May CHAFIK. “Étude et Rénovation de la Turbine à Gaz MS5002 de Hassi R'Mel”. Thèse de Master en Génie Mécanique. Master's thesis. BEJAIA : UNIVERSITE ABBERRAHMANE MIRA, 2014.
- [17] ENERGY EDUCATION. *Natural Gas Power Plant [En ligne]*. [Consulté le 03 Avril 2023]. Disponible à l'adresse : https://energyeducation.ca/encyclopedia/Natural_gas_power_plant.
- [18] Nirupma SHARMA et al. “Major Blackouts of the Decade : Underlying Causes, Recommendations and Arising Challenges”. In : *2021 9th IEEE International Conference on Power Systems (ICPS)*. 2021, p. 1-6.
- [19] Mosi LIU et al. “Selection and simulation of black-start diesel generating set in regional power grid”. In : *2018 China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*. IEEE. 2018, p. 1774-1777.
- [20] W. YAN et al. “FEASIBILITY STUDIES ON BLACK START CAPABILITY OF DISTRIBUTED ENERGY RESOURCES”. In : *The 10th Renewable Power Generation Conference (RPG 2021)*. T. 2021. 2021, p. 869-875.
- [21] Ian BEIL et al. “Considerations when using utility-scale battery storage to black start a gas turbine generator”. In : *2017 IEEE Power Energy Society General Meeting*. 2017, p. 1-5.
- [22] electric SHNEIDER. *Guide de l'installation électrique*. 2010.
- [23] *Medium voltage indoor circuit breakers ANSI/IEC solutions : HD4*. ABB.
- [24] C. Poulain B. DE METZ-NOBLAT F. Dumas. *Calculation of short-circuit currents : Calculation as defined by IEC 60909*. Shneider electric, 2005.
- [25] *UniGear ZS1: Mmedium voltage air-insulated switchgear up to 24 kV*. ABB.
- [26] *Indoor supporting current transformers : TPU 4x.xx*. ABB.
- [27] *Indoor voltage transformers : TJP 4.0*. ABB.
- [28] *620 series Technical Manual*. ABB.
- [29] Bounecer CHAOU. “Etude et dimensionnement technique d'une installation électrique industrielle”. Thèse de doct. Béjaia, Université Abderrahmane MIRA. Faculté de technologie, 20020.

Annexes

Annexe A

Partie données

facteurs de correction

Air temperature derating factors

Table 3

Air temperature	15	20	25	30	35	40	45	50	55
PVC cables rated 70°C	1.21	1.15	1.07	1	0.92	0.84	0.75	0.66	0.55
XLPE cables rated 90°C	1.15	1.1	1.05	1	0.95	0.9	0.84	0.78	0.72

Ground temperature derating factors

Table 4

Air temperature	15	20	25	30	35	40	45	50	55
PVC cables rated 70°C	1.05	1	0.95	0.89	0.84	0.77	0.71	0.63	0.55
XLPE cables rated 90°C	1.04	1	0.96	0.93	0.89	0.85	0.8	0.76	0.71

Burial depth de-rating factors

Table 5

Depth of laying m	Direct buried			Duct		
	Single core		Three cores	Single core		Three cores
	<= 185	> 185		<= 185	> 185	
0.5	1	1	1	1	1	1
0.6	0.98	0.98	0.99	0.98	0.98	0.99
0.8	0.96	0.94	0.96	0.96	0.95	0.97
1	0.94	0.92	0.94	0.94	0.92	0.96
1.25	0.92	0.9	0.92	0.92	0.9	0.94
1.5	0.91	0.88	0.91	0.91	0.89	0.93
1.75	0.9	0.86	0.9	0.9	0.88	0.92
2	0.89	0.85	0.89	0.89	0.87	0.91
2.5	0.88	0.83	0.88	0.88	0.85	0.9
3	0.87	0.81	0.87	0.87	0.84	0.89

Soil thermal resistivity de-rating factors

Table 6

soil thermal resistivity K.°C/watt	0.8	0.9	1	1.2	1.5	2	2.5	3
de-rating factors	1.1	1.05	1	0.92	0.83	0.73	0.66	0.6

PVC rated temperature de-rating factors

Table 7

Type of PVC rated temperature °C	70	90	105
De-rating factors for cable directly buried in ground	1	1.15	1.24
De-rating factors for cable in air	1	1.28	1.46
De-rating factors for cable in duct	1	1.2	1.34

Trefoil or flat formation De-rating factors for three single core cables laid direct in ground

Table 8

Number of circuits						
	Trefoil Formation			Flat Formation		
	Touching		Spacing = 0.15 m	Spacing = 0.15 m		Spacing = 0.3 m
nr	Trefoil	Flat	Trefoil	Flat	Trefoil	Flat
2	0.77	0.8	0.82	0.85	0.88	0.91
3	0.66	0.69	0.73	0.76	0.8	0.83
4	0.6	0.63	0.68	0.71	0.74	0.77
5	0.56	0.59	0.64	0.67	0.72	0.75
6	0.53	0.57	0.61	0.64	0.7	0.73

*L= Spacing

Reduction factors for groups of more than one circuit of single-core cables (note 2) to be applied to the current carrying capacity for one circuit of single-core cable in free air

Table 11

Number of trays	Number of cables			Use as a multiplier to rating for	Method of installation
	1	2	3		
1	0.98	0.91	0.87	Three cables in horizontal formation	
2	0.96	0.87	0.81		
3	0.95	0.85	0.78		
1	1.00	0.97	0.96	Three cables in horizontal formation	
2	0.98	0.93	0.89		
3	0.97	0.90	0.86		
1	1.00	0.98	0.96	Three cables in trefoil formation	
2	0.97	0.93	0.98		
3	0.96	0.92	0.86		
1	1.00	0.91	0.89	Three cables in trefoil formation	
2	1.00	0.90	0.8		
3	0.96	0.94	0.90		
1	1.00	1.00	1.00	Ladder supports, cleats, etc. (Note 3)	
2	0.97	0.95	0.93		
3	0.96	0.94	0.90		

Minimum separation between cables in air to eliminate reduction

Table 12

Arrangement of Cables	Thermal proximity effect is negligible if e/D_e is greater than or equal to	
	1	2
Side by side		
2 multi-core		0.5
3 multi-core		0.75
2 trefoils		1
3 trefoils		1.5
one above the other		
2 multi-core		2
3 multi-core		4
2 trefoils		4
near to a vertical surface or to a horizontal surface below the cable		0.5

Short Circuit current in kA for Copper Conductors XLPE insulated

Table 15

CSA mm ²	Duration in second									
	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	1	2	3	4	5
1.5	0.7	0.5	0.4	0.3	0.3	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1
2.5	1.1	0.8	0.7	0.6	0.5	0.4	0.3	0.2	0.2	0.2
4	1.8	1.3	1	0.9	0.8	0.6	0.4	0.3	0.3	0.3
6	2.7	1.9	1.6	1.4	1.2	0.9	0.6	0.5	0.4	0.4
10	4.5	3.2	2.6	2.3	2	1.4	1	0.8	0.7	0.6
16	7.2	5.1	4.2	3.6	3.2	2.3	1.6	1.3	1.1	1
25	11.3	8	6.5	5.7	5.1	3.6	2.5	2.1	1.8	1.6
35	15.8	11.2	9.1	7.9	7.1	5	3.5	2.9	2.5	2.2
50	22.6	16	13.1	11.3	10.1	7.2	5.1	4.1	3.6	3.2
70	31.7	22.4	18.3	15.8	14.2	10	7.1	5.8	5	4.5
95	43	30.4	24.8	21.5	19.2	13.6	9.6	7.8	6.8	6.1
120	54.3	38.4	31.3	27.1	24.3	17.2	12.1	9.9	8.6	7.7
150	67.9	48	39.2	33.9	30.4	21.5	15.2	12.4	10.7	9.6
185	83.7	59.2	48.3	41.9	37.4	26.5	18.7	15.3	13.2	11.8
240	108.6	76.8	62.7	54.3	48.6	34.3	24.3	19.8	17.2	15.4
300	135.7	96	78.4	67.9	60.7	42.9	30.4	24.8	21.5	19.2
400	181	128	104.5	90.5	80.9	57.2	40.5	33	28.6	25.6
500	226.2	160	130.6	113.1	101.2	71.5	50.6	41.3	35.8	32
630	285.1	201.6	164.6	142.5	127.5	90.1	63.7	52	45.1	40.3
800	362	256	209	181	161.9	114.5	80.9	66.1	57.2	51.2

Annexe A. Partie données

Product Code	Nominal Cross sectional area	Max. Conductor Resistance		Capacitance	Inductance		Current Rating					Approx. Overall Diameter	Approx. Weight
		DC at 20 °C	AC at 90 °C		Trefoil	Flat	Laid in ground			Laid in free air (Shaded)			
							Flat	Trefoil	Duct	Flat Touched	Trefoil Touched		
		mm ²	Ω/Km		Ω/Km	μf/km	mh/km		⊙⊙⊙	⊙⊙	⊙		
1 Core - Cu/XLPE/PVC													
CXB-T101-U12	25	0.727	0.9271	0.2520	0.4033	0.5733	168	172	124	151	155	15.8	450
CXB-T101-U13	35	0.524	0.6684	0.2832	0.3820	0.5538	201	207	149	184	189	16.9	555
CXB-T101-U14	50	0.387	0.4938	0.3200	0.3557	0.5362	238	245	179	223	229	18.4	700
CXB-T101-U15	70	0.268	0.3422	0.3735	0.3336	0.5126	292	292	228	282	290	20.3	925
CXB-T101-U16	95	0.193	0.2468	0.4072	0.3245	0.4901	348	347	270	343	350	21.7	1185
CXB-T101-U17	120	0.153	0.1961	0.4464	0.3137	0.4668	395	394	310	395	405	23.1	1435
CXB-T101-U18	150	0.124	0.1594	0.4856	0.3062	0.4714	443	441	351	451	462	24.7	1715
CXB-T101-U19	185	0.0991	0.1280	0.5331	0.2941	0.4769	501	498	400	520	532	26.4	2085
CXB-T101-U20	240	0.0754	0.0984	0.6001	0.2846	0.4666	580	575	468	618	630	29	2660
CXB-T101-U30	300	0.0601	0.0796	0.6492	0.2781	0.4616	654	646	546	714	726	32	3265
CXB-T101-U40	400	0.047	0.0637	0.6722	0.2734	0.4571	742	727	619	827	838	35.2	4125
CXB-T101-U50	500	0.0366	0.0515	0.7107	0.2676	0.4513	837	815	709	960	965	39.2	5280
CXB-T101-U60	630	0.0283	0.0422	0.7908	0.2612	0.4452	934	904	804	1099	1098	42.9	6620
CXB-T101-U70	800	0.0221	0.0356	0.8917	0.2558	0.4401	1032	988	902	1246	1232	47.8	8505

A.1 les machines exclus du bilan

les barres communs	
la machine	P[kW]
génératrice diesel de secours #1 production d'électricité.	20
BÂTIMENT DE TRAITEMENT DES EAUX CONSOLE Chauffage, Ventilation Et Climatisation (HVAC).	55
LDO	34.8
WTP POMPE REFOULANTE	30
POMPE DE DISTRIBUTION DE L'EAU POTABLE	11
WTP POMPE D'ALIMENTATION #1 USINE DE Déminéralisation	7.5
ALIMENTATION DE L'USINE DE TRAITEMENT DES EAUX Usées	66
Pompe De Remplissage Bassins Incendies	55
Pompe De Distribution De L'eau Déminéralisée	45
WTP Pompe D'alimentation #1 Eau Brute	87
Pompe De Distribution De L'eau De Service	11
Alimentation Usine De Traitement Des Eaux Usées	258
Totale	638

Annexe A. Partie données

BFA	
Pompe D'évacuation Des Eaux De Lavage	3
Console Chauffage, Ventilation Et Climatisation (HVAC) De L'atelier	52.8
CONSOLE Chauffage, Ventilation Et Climatisation (HVAC) Bâtiment D'entrée	10
Pompe A Injection D'eau	186
Console Ventilateurs Plafond D'urgence	66
Crochet Grue Principal	40
Totale	305

BJA	
Ventilateur De Refroidissement Zone Du Diffuseur Du Moteur	15
Carburant Liquide	172.7
Chauffage D'appoint Compartiment Turbine	30
Compresseur Moteur Du Ventilateur	22.4
Lubrification Chauffage D'appoint	20
Totale	325.1