



وزارة البحث العلمي والتعليم العالي
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET
DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



جامعة عبد الحميد بن باديس مستغانم
Université Abdelhamid Ibn Badis Mostaganem

كلية العلوم والتكنولوجيا
Faculté des Sciences et de la Technologie
DEPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE

N° d'ordre : M...../GE/2026

MEMOIRE

Présenté pour obtenir le diplôme de

MASTER EN Électrotechnique

Spécialité : Électrotechnique Industrielle

Thème :

L'évaluation du dimensionnement de l'installation
électrique et l'amélioration de la protection du complexe
GP1Z

Présenté par :

Mr. KASMI Mohamed El Amine

Soutenu le 30/06/2026 devant le jury composé de :

Président : Mme. BECHIRI Fatiha	MCA	Université de Mostaganem
Examineur : Mlle. REZINI Saliha	MCA	Université de Mostaganem
Encadrant : M. BEKKOUCHE BENAÏSSA	Pr	Université de Mostaganem
Co-encadrant : M. KASMI Kadda	ING	Complexe GP1Z

Année Universitaire 2025/2026

Remerciements

Louange à « Dieu » qui nous a fourni de la patience au moment de besoin, de la force au moment de la faiblesse et de la volonté contre le désespoir.

Nous tenons à exprimer nos sincères remerciements à notre encadrant **M Bekkouche Benaïssa** pour son gentilles, pour ces conseils et de nous avoir guidés pas à pas dans notre travail.

Nous tenons à remercier **Mr. Kasmi Kadda** ingénieur a GP1Z service électrique, qui nous 'a formé et accompagné tout au long de cette expérience professionnelle avec beaucoup de patience et de pédagogie.

Nous tenons à exprimer notre gratitude aux membres du jury, **Mme BECHIRI Fatiha** et **Mlle REZINI Saliha** qui nous font l'honneur de juger ce travail.

Je remercie, tous les enseignants, ma famille et mes collègues, toutes les personnes qui nous m'ont encouragées soutenu de près ou de loin durant la réalisation de ce travail.

MERCI À TOUS

Dédicaces

Je remercie tout d'abord **Allah, le Tout-Puissant**, de nous avoir accordé la santé, la force et la patience nécessaires pour mener à bien ce travail.

J'exprime toute notre reconnaissance et notre amour à **ma mère**, lumière de mes jours, source de ma motivation et de notre bonheur. Ce travail, aussi modeste soit-il, est une manière simple de leur dire **merci**, et de leur témoigner notre **gratitude éternelle**. Que Dieu la protège et lui accorde longue vie.

À la mémoire de **mon père**,

Ceux qui n'ont cessé de se sacrifier pour nous voir réussir.

Nous adressons également nos remerciements à **nos familles**, pour leur présence, leur encouragement et leur confiance tout au long de ce parcours.

Résumé

Ce mémoire de master a été consacré à une évaluation de dimensionnement des installations électriques et une contribution à l'améliorations des systèmes de protection du complexe gazier GP1Z. L'étude s'appuie sur les documents d'ingénierie de l'entreprise datte depuis 1982 et des données recueillies lors de notre stage effectué au sein du département maintenance. La méthodologie retenue repose sur une présentation schéma unifilaire de l'installation industrielle, l'établissement d'un bilan de puissance en utilisant les coefficients de fonctionnement, calcul des courants, vérification du dimensionnement du transformateur, analyse des sections de câbles. Les principaux résultats obtenus sont la puissance apparente totale de 20675 kVA avec un facteur puissance 88.6%, un taux de charge du transformateur de 65,63 %, les sections de câbles optimales (120 mm² Cu XLPE pour le 63 kV, 5×630 mm² pour le 5,5 kV), ils reflètent les paramètres de fonctionnement de l'installation. Notre analyse souligne le vieillissement, la non-mémorisation et l'absence de communication entre dispositifs de protection en place et préconise la substitution de ceux-ci par le relais numérique SEPAM G87. Les tests réalisés sous ETAP confortent la cohérence de l'ensemble des choix de dimensionnement.

Mots-clés : Dimensionnement électrique, Bilan de puissance, Section des câbles, Étude de court-circuit, Relais de protection numérique, SEPAM G87, Complexe GP1Z et Simulation ETAP

Abstract

This master's dissertation assesses the sizing of the electrical installation and proposes an improvement of the protection system of the GP1Z gas complex, one of the largest liquefied petroleum gas treatment facilities in the world. The research utilizes original IHI-ITOCHU engineering documents (1982) and data collected on site during an internship in the maintenance department. The methodology is top down: the architecture of the electrical network is presented, a complete power balance is established by the use of utilization, the total installation current is calculated, the transformer sizing is checked in accordance with the IEC 60076 standards, the cable sections are analyzed using three criteria. Key findings reveal that the total apparent power is 20,675 kVA with a power factor of 88.6%, transformer load rate of 65.63%. The optimal cable sizing is 120 mm² Cu XLPE for 63 kV and 5×630 mm² for 5.5 kV. The study points out the limitations of electromechanical relays (no vulnerability, no event memory, no communication) and suggests their replacement by the digital relay SEPAM G87 integrated to the PSSP supervision system via Modbus TCP/IP., all dimensioning choices are confirmed as adequate by ETAP simulation.

Keywords: Electrical installation sizing, Power balance, Cable dimensioning, Short-circuit study, Digital protection relay, SEPAM G87, complex GP1Z and ETAP simulation.

ملخص

تقوم مذكرة الماستر هذه بتقييم أبعاد التركيبات الكهربائية وتحسين أنظمة الحماية لمجمع GP1Z للغاز، وهو أحد أكبر وحدات معالجة الغاز البترولي المسال في العالم. تعتمد الدراسة على وثائق الهندسة الأصلية لشركة IHI - ITOCHU (1982) والبيانات التي تم جمعها أثناء فترة التدريب في قسم الصيانة. تتبع المنهجية نهجاً تنازلياً : عرض هيكل الشبكة، وإنشاء ميزانية طاقة شاملة باستخدام معاملات الاستعمال ، وحساب مختلف التيارات ، والتحقق من أبعاد المحول وفقاً لمعيار IEC 60076 ، وتحليل مقاطع كابلات الجهد المتوسط وفق ثلاثة معايير، تظهر النتائج الرئيسية استطاعة ظاهرية كلية تبلغ 20675 كيلو فولت أمبير مع معامل الحمل 88.6 % ، حمل للمحول بنسبة 65.63 % ومقاطع كابلات مثالية (120 مم² نحاس XLPE للجهد 63 كيلو فولت و 5 × 630 مم² للجهد 5.5 كيلو فولت). يحدد البحث حدود المرحلات الكهروميكانيكية الحالية التقادم عدم وجود ذاكرة للأحداث أو اتصال ويوصي باستبدالها بالمرحل الرقمي SEPAM G87 ، تؤكد محاكاة برنامج ETAP ملائمة جميع خيارات الأبعاد.

الكلمات المفتاحية: أبعاد التركيبات الكهربائية، ميزانية الطاقة، تحديد مقاطع الكابلات، دراسة قصر الدائرة، مرحل حماية رقمي، SEPAM G87، مجمع GP1Z ، محاكاة ETAP .

Sommaire :

Remerciements.....	
Dédicaces.....	
Résumé	1
Sommaire.....	4
Liste des Figures	8
Liste des Tableaux.....	9
Introduction Générale	10
I. Chapitre I : Généralités sur les installations électriques.....	12
I.1 Introduction	13
I.2 Généralités sur les réseaux électrique.....	13
I.2.1. Définition et rôle d'un réseau électrique.....	13
I.3 Exploitation des réseaux électriques.....	13
I.3.1 Principes généraux d'exploitation.....	13
I.3.2 Régulation de la tension et compensation de la puissance réactive.....	14
I.3.3 Protection des réseaux et régime du neutre.	14
I.3.4 Exigence de qualité de l'énergie électrique.....	14
I.4 Architecture et hiérarchisation des réseaux électrique	15
I.4.1 Classification de niveau de tensions (CEI 38)	15
I.4.2 Les quatre étapes fonctionnelles : production, transport, répartition, distribution.....	15
I.4.3 Topologies : maillée, bouclée, radiale, arborescente.....	16
I.4.4 Lien entre architecture, fiabilité, maintenance et cout	18
I.5 Méthodologie de conception des installations électriques industrielles.....	18
I.5.1 Introduction.....	18
I.5.2 Référentielle normatif (NF C 15-100, NF C 13-200, NF C 14-100).....	18
I.5.3 Méthodologie d'estimation des puissances.....	19
I.5.3.1 Puissance installée (P_i).....	19
I.5.3.2 Puissance absorbée (S_a).....	20
I.5.3.3 Puissance d'utilisation (S_u) et facteurs (K_u , K_s , K_e).....	21
I.5.3.4 Organigrammes de calcul de puissance.....	22
I.5.4 Choix des canalisations et détermination de la section des câbles.....	22
I.5.4.1 Principes généraux.....	22
I.5.4.2 Détermination du courant d'emploi I_b	22

I.5.4.3 Détermination du courant admissible (I_2) et facteurs de correction.....	22
I.5.4.4 Vérification de la chute de tension.....	24
I.5.4.5 Vérification thermique en court-circuit.....	24
I.5.5 Choix de la puissance nominale du transformateur.....	25
I.5.6 Choix de la source d'alimentation.....	26
I.6 Objectifs et méthodologie de travail.....	26
I.6.1 Objectif général du chapitre.....	26
I.6.2 Logique de l'étude et démarche adoptée.....	26
I.7 Conclusion.....	27
II. Chapitre II : Protection électrique : généralités, équipements et intégration	
numérique.....	28
II.1 Introduction.....	29
II.2 Généralités sur la protection électrique.....	29
II.2.1 Définition et rôle d'un système de protection	29
II.2.2 Types de défauts sur les réseaux électriques.....	29
II.2.3 Principes de protection.....	30
II.2.4 Qualités d'un système de protection (Rapidité, Sélectivité, Sensibilité et Fiabilité).....	30
II.3 Équipements de protection des réseaux électriques industriels.....	31
II.3.1 Les disjoncteurs de protection.....	31
II.3.1.1 Disjoncteur de générateur (GCB – Generator Circuit Breaker)	31
II.3.1.2 Disjoncteur à air (ACB – Air Circuit Breaker)	32
II.3.1.3 Disjoncteur SF6.....	32
II.3.2 Les relais de protection : évolution technologique.....	32
II.3.3 Protection des lignes électriques.....	33
II.3.3.1 Protection à maximum de courant non directionnelle (ANSI 50/51).....	33
II.3.3.2 Protection de distance (ANSI 21).....	33
II.3.3.3 protection directionnelle de terre (ANSI 67N).....	33
II.3.4 Protection des alternateurs.....	33
II.3.5 Protection des transformateurs de puissance.....	33
II.4 Intégration d'un relais numérique pour les turbogénérateurs.....	34
II.4.1 Contexte et problématique.....	34
II.4.1.1 Causes de déclenchement des turbogénérateurs GP1Z	34
II.4.1.2 Logique de déclenchement.....	34

II.4.1.3 Relais électromécaniques existants et leurs inconvénients.....	34
II.4.1.4 Incident du TG 2 et recommandation.....	35
II.4.2 Le relais numérique SEPAM G87.....	35
II.4.3 Modification de la cellule de départ.....	36
II.4.4 Raccordement du relais au système de supervision (PSSP).....	36
II.4.4.1 Description du PSSP.....	36
II.4.4.2 Intégration du SEPAM G87 dans le réseau de supervision.....	37
II.5 Conclusion.....	37
III. Chapitre III : Présentation et Analyse de l'Installation Électrique du Complexe	
GP1Z.....	38
III.1 Introduction.....	39
III.2 Présentation du Complexe GP1Z.....	39
III.2.1 Présentation générale	39
III.2.2 Localisation et historique	39
III.2.3 Principales installations	40
III.2.4 Organisation – Département Maintenance.....	40
III.3 Réseau Électrique du Complexe GP1Z	40
III.3.1 Architecture générale et alimentation principale	40
III.3.2 Composition du réseau de distribution	40
III.3.3 Sous-stations 63 kV et appareillage	41
III.3.4 Transformateurs de puissance HT/MT (63 kV / 5,5 kV)	41
III.3.5 Transformateurs MT/BT (5,5 kV / 380 V)	42
III.3.6 Salles de commutation	42
III.3.6.1 Phase I – trains 100 à 400.....	42
III.3.6.2 Phase II – trains 500 et 600	43
III.3.6.3 Phase III – trains 700 à 900	43
III.3.7 Groupes de secours	43
III.3.8 Dispositifs de protection et de supervision.....	43
III.3.9 Schéma unifilaire phase I.....	44
III.4 Bilan de Puissance et Étude de Charge	44
III.4.1 Méthodologie appliquée au complexe GP1Z	44
III.4.1.1 Identification des charges et structure des sous-bus	44
III.4.1.2 Formules de calcul et facteurs correctifs	45

III.4.2 Bilan de puissance estime pour le jeu de barre B-11 – Phase L1	45
III.4.3 Calcul les puissances totales et le courant absorbé par le jeu de barre B-11	46
III.4.4 Bilan de puissance globale par jeu de barre Phase L1.....	47
III.4.5 Interprétation du bilan de puissance	47
III.4.6 Calcul du courant total et dimensionnement du transformateur	48
III.4.6.1 Calcul du courant total de l'installation	48
III.4.6.2 Le choix du dimensionnement de transformateur HT/MT	48
III.5 Détermination de la Section des Câbles	49
III.5.1 Critères normatifs de dimensionnement	49
III.5.2 Détermination de la section du câble HT (63kV vers le transformateur)	49
III.5.3 Détermination de la section du câble MT 5.5kV (après le transformateur)	51
III.5.4 Dimensionnements des câbles du tableau de distribution 5,5 KV	52
III.7 Conclusion.....	54
IV. Chapitre IV : la simulation des résultats obtenus.....	55
IV.1 Introduction.....	56
IV.2 ETAP (Electrical Transient Analyser Program)	56
IV.3 Utilisation de l'ETAP	59
IV.4 La simulation des résultats obtenus.....	59
IV.4.1 La simulation de l'écoulement de puissance.....	60
IV.4.2 La simulation en court-circuit	62
IV.5 Conclusion	63
Conclusion Générale et recommandation	64
Référence bibliographique	67

Liste des figures

Figure 1.1 : Illustration une vue globale d'un réseau électrique	16
Figure 1.2 : Réseau maillé.....	17
Figure 1.3 : Réseau bouclé.....	17
Figure 1.4 : Réseau radiale	18
Figure 1.5 : Logigramme rédige les étapes pour la détermination de section de câble.....	24
Figure 2.1 : Différents types de court-circuit.....	30
Figure 2.2 : La sélectivité chronométrique.....	31
Figure 2.3 : La sélectivité ampèremétrique.....	31
Figure 2.4 : Sous station III poste blindées (GAZ SF6).....	32
Figure 3.1 : Vue de complexe GP1Z.....	39
Figure 3.2 : Transformateur de puissance MT / HT	42
Figure 3.3: LTC5 (ECHANGEUR DE PRISE).....	42
Figure 3.4 : Disjoncteur ACB.....	44
Figure 3.5 : schéma unifilaire de la phase I L1 et L2.....	44
Figure 3.6 : logigramme résume les étapes à suivre pour le choix de section de câble.....	51
Figure 4.1 : la première fenêtre d'ETAP.....	60
Figure 4.2 : la fenêtre principale de l'ETAP.....	61
Figure 4.3 : Barre de menu.....	61
Figure 4.4 : Barre d'outils	61
Figure 4.5: Modes d'étude.....	62
Figure 4.6 : les barres d'outils.....	62
Figures 4.7 : Screenshot des valeur utilisées pour les deux charges à simuler.....	63
Figures 4.8 : paramètres utilisés pour les deux transformateurs 63/5.5 kV et 5.5/0.38kV.....	63
Figures 4.9 : paramètres utilisés pour les deux câbles 63 kV et 5.5 kV.....	64
Figures 4.11 : La simulation des puissances dans ETAP.....	65
Figure 4.12 : Rapport globale de charge pour chaque bus.....	65
Figure 4.13 : simulation de court-circuit sur ETAP.....	66
Figure 4.14 : Rapport globale sur le court-circuit.....	66

Liste des Tableaux

Tableau 1.1: Estimation de la puissance d'éclairage fluorescent par unité de surface.....	21
Tableau 1.2 : Estimation de la puissance de force motrice par unité de surface.....	21
Tableau 1.3 : Facteur de simultanéité en fonction de l'utilisation (d'après UTE C 15-105).....	22
Tableau 1.4: Puissances normalisées des transformateurs MT/BT triphasés et intensités nominales....	26
Tableau 2.1: Relais de protection électromécanique des turbogénérateurs.....	35
Tableau 2.2 : Fonctions de protection configurées sur le SEPAM G87.....	36
Tableau III.1 : Caractéristiques des groupes de secours du complexe GP1Z.....	43
Tableau III.2 : Bilan de puissance récapitulatif de jeu de barre B-11 – Phase I du complexe GP1Z	46
Tableau III.3 : Bilan de puissance récapitulatif par sous-bus – Phase L1 du complexe GP1Z	47
Tableau III.4 : les valeurs de dimensionnement et de transformateur choisie.....	49

Introduction Générale

Introduction Générale

L'énergie électrique est indispensable au bon fonctionnement de tout complexe industriel de grande envergure, la maîtrise de ces installations industrielles, depuis leur conception et l'exploitation des systèmes de protection jusqu'à l'installation et les essais des récepteurs, a un impact direct sur la continuité de la production, ainsi que sur la sécurité des biens et des personnes.

Dans le contexte industriel algérien, et notamment dans les secteurs de production, ces questions acquièrent une dimension stratégique d'une grande importance. Toute panne de courant inattendue, quelle qu'en soit la cause, peut entraîner des pertes économiques importantes et des dommages matériels irréparables.

Par conséquent, des évaluations et une surveillance régulière des installations électriques sont nécessaires, ainsi que des améliorations de leurs systèmes de protection électrique, afin de maintenir la performance des complexes de production nationaux. Ceci est particulièrement pertinent pour un complexe d'une capacité de production de 9 millions de tonnes par an, tel que le complexe GP1Z, l'une des principales installations de traitement de GPL en Afrique.

La taille et l'importance de cette infrastructure imposent des exigences extrêmement élevées en matière de qualité de l'énergie, de sources multiples et d'efficacité des systèmes de protection.

L'installation électrique du complexe repose sur une structure à trois niveaux de tension. Premièrement deux lignes principales de 63 kV provenant directement du poste de transformation de Marsat Al-Hajdjaj. Un deuxième niveau moyenne tension de 5,5 kV pour alimenter les moteurs de forte puissance et un niveau de basse tension de 380 V pour alimenter les équipements auxiliaires et de traitement.

Face à ces constats, le présent travail se fixera trois objectifs complémentaires, le premier consistera à établir les fondements théoriques et méthodologiques nécessaires à la conception et à la vérification des installations électriques industrielles, en s'appuyant sur le référentiel normatif applicable (NF C 15-100, NF C 13-200) et sur les méthodes de calcul reconnues. Le deuxième sera consacré à une évaluation rigoureuse du dimensionnement électrique de l'installation industrielle de la source L1. Le troisième proposera une amélioration concrète du schéma de protection des turbogénérateurs du complexe et une simulation numérique.

Pour atteindre ces objectifs, le mémoire sera organisé en quatre chapitres :

Le premier chapitre présentera les généralités sur les réseaux électriques, les exigences de qualité de l'énergie et la méthodologie complète de conception des installations industrielles, depuis l'estimation des puissances jusqu'au dimensionnement des câbles et au choix des transformateurs, ce cadre méthodologique sert de référence directe aux calculs développés dans le chapitre suivant.

Le deuxième chapitre sera consacré à la protection électrique dans ses dimensions théoriques et pratiques et principes de protection. Ensuite, il décrira les principaux équipements rencontrés dans les réseaux industriels, ainsi que les relais, leur évolution technologique, le relais numérique SEPAM G87.

Le troisième chapitre sera réservé à une analyse en détail l'installation électrique du complexe GP1Z. Il développera le bilan de puissance complet de la phase L1, avec un calcul des sections. Cette partie sera achevée par la comparaison des chutes de tension et l'amélioration du système de protection.

Le quatrième chapitre présentera une simulation et une validation par un logiciel numérique.

La première analyse sera réservée à la répartition des flux de puissance afin de confirmer l'adéquation du dimensionnement. La deuxième sera réalisée présence des courts-circuits, pour évaluer les creux de tension aux nœuds du réseau et de valider les niveaux de sollicitation de l'appareillage de protection.

Le travail sera achevé par une conclusion générale et des recommandations

Chapitre I : Généralités sur les installations électriques

I. Généralités sur les installations électriques

I.1 Introduction

L'énergie électrique constitue un pilier fondamental du développement économique et industriel contemporain. Sa production, son transport, sa distribution et son utilisation dans des conditions optimales de qualité et de sécurité représentent des enjeux majeurs pour le fonctionnement des infrastructures urbaines et industrielles. La maîtrise complète de la chaîne énergétique, depuis les centrales de production jusqu'aux récepteurs terminaux, requiert une connaissance approfondie des architectures de réseaux, des méthodologies de conception et des dispositifs de protection.

Dans le contexte industriel algérien, le complexe GP1Z de séparation et de liquéfaction des gaz de pétrole liquéfiés (GPL), implanté à Arzew, constitue un exemple remarquable d'installation de grande envergure dont le réseau électrique interne présente une complexité significative, la fiabilité de l'alimentation électrique d'un tel complexe conditionne directement la continuité de la production et la sécurité des personnes et des équipements.

Le présent chapitre vise à poser les fondements théoriques et méthodologiques nécessaires à la compréhension des installations électriques industrielles, avant de les illustrer par l'étude concrète du réseau électrique du complexe GP1Z. Il s'articule autour de quatre axes complémentaires : une première partie consacrée aux généralités sur les réseaux électriques, une deuxième partie portant sur la méthodologie de conception des installations industrielles, une troisième partie exposant les objectifs et la méthodologie de travail adoptés dans cette étude et enfin une conclusion synthétique.

I.2 Généralités sur les réseaux électriques

I.2.2 Définition et rôle d'un réseau électrique

Un réseau électrique se définit comme un ensemble d'infrastructures énergétiques interconnectées, destinées à assurer la production, le transport, la distribution de l'énergie électrique et le maintien de la qualité de cette énergie, notamment en termes de continuité de service et de stabilité de la tension. L'acheminement de l'énergie électrique depuis les centres de production vers les consommateurs est rendu possible grâce à des lignes électriques exploitées à différents niveaux de tension, reliées entre elles au sein de postes électriques.

L'architecture, ou le design, du réseau constitue un facteur déterminant pour atteindre ces objectifs. Elle peut être appréhendée selon deux dimensions complémentaires : d'une part, l'architecture des postes électriques, qui détermine les possibilités de manœuvre, de protection et de régulation ; d'autre part, l'architecture de la distribution, qui définit la topologie d'alimentation des charges et conditionne la fiabilité et la flexibilité du réseau.

La maîtrise complète de ces réseaux, depuis la génération jusqu'à l'utilisation finale de l'énergie, représente un enjeu technique et économique considérable, tant pour les opérateurs de réseau que pour les exploitants industriels.

I.3 Exploitation des réseaux électriques

I.3.1 Principes généraux d'exploitation

L'exploitation d'un réseau électrique consiste à produire, transporter et distribuer l'énergie demandée par les charges installées, en veillant à ce que cette énergie soit fournie sous des conditions de tension et de fréquence acceptables, le respect de ces conditions garantit le bon fonctionnement des récepteurs et la pérennité des équipements du réseau.

En ce qui concerne la tension, une variation de $\pm 5\%$ autour de la valeur nominale est généralement tolérée, cette tolérance pouvant atteindre $\pm 10\%$ dans certains cas, par ailleurs, la fréquence du réseau ne doit pas s'écarter de plus de 1% de la fréquence nominale. Ces exigences de qualité sont essentielles au bon fonctionnement des équipements électriques, en particulier les moteurs asynchrones, les dispositifs d'électronique de puissance et les systèmes de régulation.

I.3.2 Régulation de la tension et compensation de la puissance réactive

Le réglage de la tension constitue l'une des tâches centrales de l'exploitation d'un réseau. Il est établi que la tension dépend fortement des flux de puissance réactive circulant dans le réseau. En conséquence, il est indispensable de limiter au maximum le transport de puissance réactive sur de longues distances, en favorisant sa production locale.

L'opérateur d'exploitation dispose de plusieurs moyens de compensation de la puissance réactive, parmi lesquels figurent :

- Les batteries de condensateurs, qui constituent le moyen le plus répandu de compensation statique
- Les Auto-Transformateurs à réglage en charge, permettant un ajustement continu du rapport de transformation ;
- Les contrôleurs automatiques d'excitation des générateurs synchrones, qui permettent d'agir sur la production ou l'absorption de puissance réactive.

Le réglage de la tension nécessite le concours coordonné de ces différents dispositifs, par ailleurs, il convient de souligner que la puissance active n'est pas sans conséquences sur la tension : une demande excessive de puissance active peut conduire à un effondrement de la tension ou de la fréquence, d'où la nécessité d'un dispatching rigoureux des charges.

C'est à partir des postes électriques que la plupart des opérations de contrôle et de régulation sont réalisées. La connaissance détaillée de l'architecture de ces postes et des différentes topologies de distribution est donc indispensable pour l'opérateur chargé de l'exploitation du réseau, la sécurité d'alimentation en dépendant fortement.

I.3.3 Protection des réseaux et régime du neutre

La protection des réseaux et de leurs équipements générateurs, transformateurs, lignes, jeux de barres nécessite, d'une part, la connaissance de l'architecture du réseau et, d'autre part, la prise en compte du régime du neutre, ce dernier conditionne fortement le choix des protections à mettre en œuvre : selon le régime du neutre adopté, le réseau devra être protégé en priorité soit contre les surintensités (courts-circuits), soit contre les défauts d'isolement.

En complément de ces protections, les équipements du réseau requièrent fréquemment des dispositifs de protection contre :

- Les surcharges et l'échauffement excessif ;
- Les surtensions, qu'elles soient transitoires ou permanentes ;
- Les sollicitations mécaniques anormales, notamment pour les générateurs.

I.3.4 Exigences de qualité de l'énergie électrique

La qualité de l'énergie électrique se définit par un ensemble de critères que le réseau doit satisfaire en permanence pour garantir le bon fonctionnement des récepteurs :

- **La qualité et amplitude de la tension** : la tension fournie aux bornes des récepteurs doit rester dans une plage acceptable autour de la valeur nominale (typiquement $\pm 5\%$). Des variations excessives peuvent entraîner un mauvais fonctionnement des équipements, voire leur détérioration.
- **La stabilité de la fréquence** : la fréquence du réseau (50 Hz ou 60 Hz selon les pays) doit être maintenue dans une bande étroite (écart maximal de 0,5 %). Cette condition est particulièrement critique pour les moteurs synchrones et les dispositifs de synchronisation.
- **La forme d'ondes** : La forme d'onde de la tension doit être une sinusoïde parfaite, les équipements électroniques ou les charges non linéaires peuvent générer des harmoniques qui perturbent le réseau, la norme EN50160 indique que le taux global de distorsion harmonique THD ne doit pas passer 8%.

- **Le déséquilibre et fluctuations :** Les creux de tension, les microcoupures et le papillotement (flicker) doivent être limités pour éviter d'endommager les appareils sensibles, le déséquilibre apparaît dans les réseaux triphasés lorsque les amplitudes des tensions des trois phases ne sont pas égales ou que leurs déphasages mutuels s'écartent de 120° et le flicker désigne la gêne visuelle causée par les fluctuations rapides de l'intensité lumineuse des éclairages, provoquées par des variations répétitives de la tension du réseau, la norme européenne EN 50160 impose que le taux de déséquilibre inverse admissible reste inférieur ou égal à 2 % pendant 95 % de la semaine.
- **La continuité de service :** elle traduit la capacité du réseau à alimenter les charges sans interruption. La continuité de service dépend directement de l'architecture du réseau, de la redondance des équipements et de l'efficacité des systèmes de protection.
- **La protection des personnes et des biens :** le réseau doit intégrer des dispositifs de protection permettant d'isoler rapidement tout défaut afin de prévenir les risques d'électrocution, d'incendie ou de détérioration des équipements.

I.4 Architecture et hiérarchisation des réseaux électriques

I.4.1 Classification des niveaux de tension

Selon la norme CEI 38, les tensions dans le réseau électrique sont classées en trois grandes catégories :

- **Haute Tension (HT) et Très Haute Tension (THT) :** pour une tension composée comprise entre 63 kV et 750 kV, les valeurs normalisées incluent : 63 kV, 90 kV, 132 kV, 150 kV pour HT et 220 kV, 400 kV, 750 kV pour THT.
- **Moyenne Tension (MT) :** pour une tension composée comprise entre 1 kV et 35 kV, les valeurs normalisées sont : 5.5 kV, 11 kV, 20 kV et 30 kV.
- **Basse Tension (BT) :** pour une tension composée comprise entre 400 V et 1000 V, les valeurs normalisées sont : 400 V, 690 V et 1000 V (à 50 Hz).

I.4.2 Les quatre étapes fonctionnelles du réseau

La structure d'un réseau électrique peut être décomposée en quatre niveaux fonctionnels distincts, chacun jouant un rôle spécifique dans l'acheminement de l'énergie depuis les sources de production jusqu'aux consommateurs finaux.

Production :

La production d'énergie électrique est assurée par des turbo-alternateurs qui convertissent l'énergie mécanique des turbines en énergie électrique. La source d'énergie primaire peut être de nature diverse : gaz naturel, pétrole, hydraulique, nucléaire ou renouvelable. La composition du mix énergétique varie considérablement d'un pays à l'autre. À titre d'exemple, en France, environ 75 % de l'électricité est d'origine nucléaire. Les puissances installées dans les pays industrialisés ne cessent de croître pour répondre à la demande : la centrale nucléaire de Gravelines en France dispose d'une capacité de 6×900 MW, tandis que la centrale hydroélectrique des Trois-Gorges en Chine atteint 34×700 MW et 2×50 MW.

Transport :

Un alternateur produit l'énergie électrique sous moyenne tension (typiquement 12 à 20 kV). Cette énergie est injectée dans le réseau de transport à travers des postes de transformation qui élèvent la tension à des niveaux élevés (haute ou très haute tension) afin de réduire les pertes par effet Joule dans les lignes, le choix du niveau de tension de transport est dicté par les distances à parcourir et les puissances à transmettre : plus la distance est grande et la puissance importante, plus la tension doit être

élevée. Ainsi, le réseau de transport européen utilise couramment une tension de 400 kV, tandis que le réseau nord-américain opère à 735 kV.

Répartition :

Le réseau de répartition prend sa source dans le réseau de transport, au niveau des postes d'interconnexion THT/HT ou THT/MT. Il a pour fonction de fournir l'énergie aux gros consommateurs industriels sous haute ou moyenne tension, et de répartir les puissances dans les différentes régions, qu'elles soient rurales ou urbaines.

Distribution :

Le réseau de distribution constitue le dernier maillon de la chaîne d'acheminement de l'énergie. Il alimente les consommateurs finaux en moyenne ou en basse tension (typiquement 400 V pour les réseaux triphasés), grâce à des postes de transformation MT/BT.

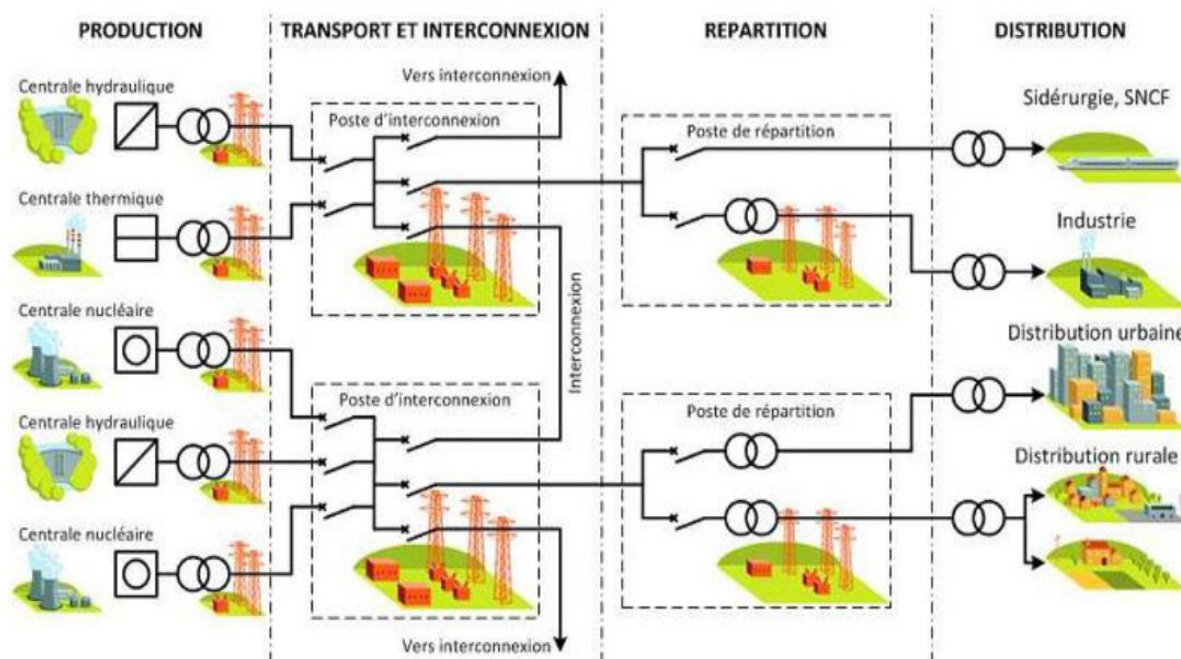


Figure 1.1 : illustration une vue globale d'un réseau électrique

I.4.3 Topologies des réseaux électriques

Les topologies des réseaux diffèrent selon le niveau de tension et la fonction du réseau considéré. Le choix d'une topologie est dicté par plusieurs critères : le niveau de fiabilité recherché, la flexibilité d'exploitation et de maintenance, ainsi que les coûts d'investissement et d'exploitation. Les principales topologies rencontrées dans la pratique sont décrites ci-après.

Réseau maillé

La topologie maillée constitue la norme pour les réseaux de transport à très haute tension. Dans cette configuration, tous les centres de production sont interconnectés par des lignes THT au niveau des postes d'interconnexion, formant ainsi un maillage dense. Cette structure offre une fiabilité élevée, car la perte d'une ligne n'entraîne pas nécessairement l'interruption de l'alimentation : l'énergie peut emprunter des chemins alternatifs. En contrepartie, la gestion d'un réseau maillé nécessite une surveillance à l'échelle nationale, voire continentale, et des systèmes de protection et de régulation sophistiqués.

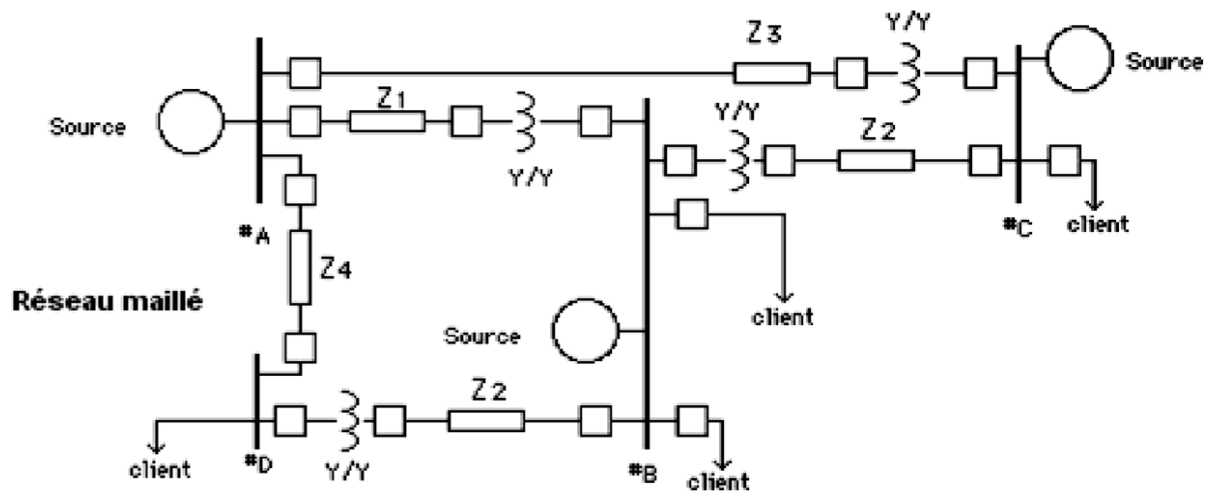


Figure 1.2 : Réseau maillé

Réseau bouclé

La topologie bouclée est principalement employée dans les réseaux de répartition et de distribution en moyenne tension. Les postes de répartition HT ou MT, alimentés à partir du réseau THT, sont reliés entre eux de manière à former des boucles fermées. Cette configuration permet d'améliorer significativement la disponibilité de l'alimentation : en cas de défaut sur un tronçon, l'alimentation peut être maintenue par l'autre branche de la boucle. Toutefois, il convient de noter que les réseaux MT ne sont pas systématiquement exploités en boucle fermée ; dans de nombreux cas, la boucle est ouverte en un point pour simplifier les protections.

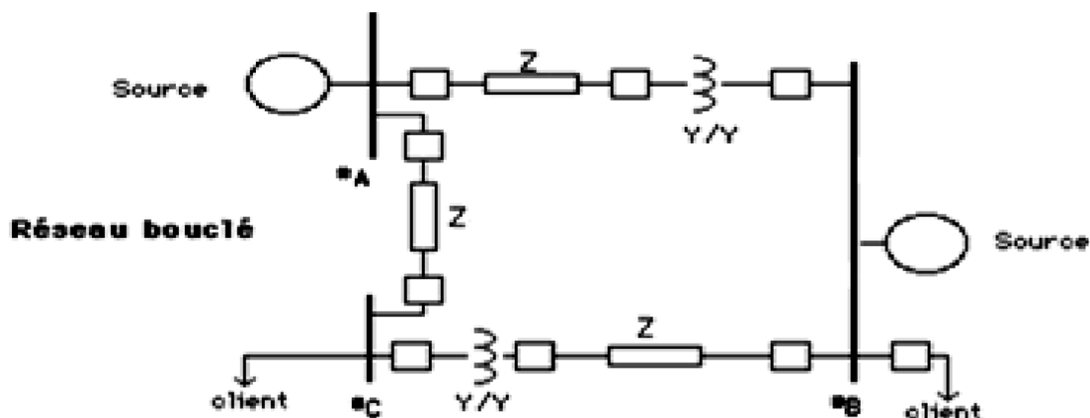


Figure 1.3 : réseau bouclé

Réseau radial

Le réseau radial est une topologie simple, couramment utilisée dans la distribution en moyenne et basse tension. Il est constitué d'une ligne principale alimentée par un poste source HT ou MT, sur laquelle sont raccordés des postes de distribution. En moyenne tension, cette structure est souvent alimentée par deux extrémités afin d'assurer une meilleure disponibilité en cas de défaut sur l'un des tronçons.

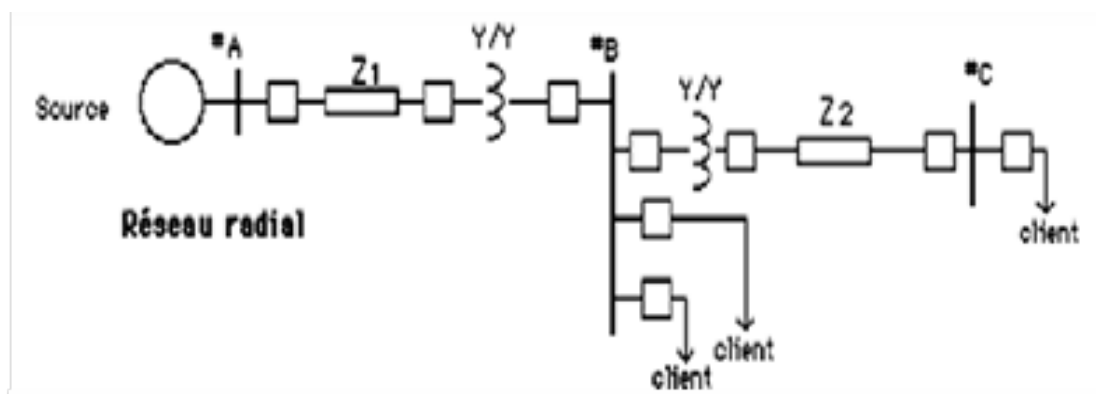


Figure 1.4 : réseau radial

Réseau arborescent

La topologie arborescente est largement utilisée en milieu rural et parfois en milieu urbain, lorsque les charges ne sont pas particulièrement sensibles aux interruptions. Elle est constituée d'un poste de répartition alimentant plusieurs postes de distribution en basse tension par l'intermédiaire de dérivations (piquages) réalisées à différents niveaux des lignes MT. Cette structure, économique et simple à mettre en œuvre, présente toutefois une vulnérabilité inhérente : un défaut en amont entraîne la perte de toutes les charges situées en aval du point de défaut.

I.4.4 Lien entre architecture, fiabilité, maintenance et coût

Le choix de l'architecture d'un réseau électrique résulte d'un compromis entre plusieurs exigences souvent contradictoires. D'un côté, la recherche d'une fiabilité maximale conduit à privilégier des structures redondantes (maillées ou bouclées), qui garantissent la continuité de service même en cas de défaillance d'un composant. De l'autre côté, les contraintes économiques incitent à adopter des topologies plus simples (radiales ou arborescentes), moins coûteuses en investissement et en exploitation.

La maintenance du réseau est également influencée par le choix de la topologie. Un réseau bouclé ou maillé permet d'intervenir sur un tronçon sans interrompre l'alimentation des charges, ce qui facilite les opérations de maintenance préventive et corrective. À l'inverse, dans un réseau radial ou arborescent, toute intervention nécessite généralement une mise hors tension des charges situées en aval, ce qui peut avoir des conséquences significatives sur la continuité de service.

Dans le contexte industriel, la sécurité d'alimentation et la continuité de production constituent des impératifs majeurs. C'est pourquoi les réseaux électriques industriels adoptent fréquemment des architectures redondantes, intégrant des sources de secours et des dispositifs de commutation automatique, comme nous le verrons dans le cas du complexe GP1Z.

I.5 Méthodologie de conception des installations électriques industrielles

I.5.1 Introduction

La conception d'une installation électrique industrielle constitue une tâche d'ingénierie complexe qui requiert une approche méthodique et rigoureuse. Elle consiste à dimensionner l'ensemble des composants de l'installation sources d'alimentation, transformateurs, canalisations, dispositifs de protection de manière à garantir simultanément la sécurité des personnes et des biens, la continuité de service, la qualité de l'énergie distribuée et l'optimisation des coûts d'investissement et d'exploitation.

Pour bien dimensionner une installation, il est impératif de déterminer avec précision la puissance maximale d'utilisation, le courant d'emploi correspondant, puis de choisir les canalisations et les protections électriques adaptées. Chaque paramètre doit être calculé avec rigueur, car toute approximation peut conduire soit à un surdimensionnement coûteux, soit à un sous-dimensionnement préjudiciable à la sécurité et à la pérennité de l'installation.

I.5.2 Référentiel normatif

La conception des installations électriques s'appuie sur un ensemble de normes qui définissent les règles à respecter en matière de sécurité, de dimensionnement et de mise en œuvre. Les principales normes applicables sont présentées ci-après.

La norme NF C 15-100 (Basse Tension)

La norme NF C 15-100 constitue une série de 21 normes (NF C 15-100-X) qui définissent les règles de conception, de réalisation et d'entretien des installations électriques basse tension, qu'elles soient neuves ou entièrement rénovées. Elle vise à assurer aux utilisateurs et aux occupants des bâtiments une sécurité optimale et une garantie de bon fonctionnement.

Parmi ses prescriptions essentielles, la norme impose :

- Le dimensionnement des conducteurs selon des méthodes de calcul garantissant que les câbles supportent le courant d'emploi sans échauffement excessif ;
- Le respect des limites de chute de tension ($\pm 5\%$ pour les circuits alimentant des moteurs) afin de garantir le bon démarrage des machines ;
- La coupure automatique de l'alimentation en cas de défaut ;
- Des conditions d'installation renforcées pour les luminaires et appareillages en faux-plafonds avec isolant soufflé (indice de protection IP55 minimum ou capot de protection équivalent) ;
- L'utilisation obligatoire de boîtes d'encastrement pour les montages en vide de construction.

La norme NF C 13-200 (Haute Tension)

La norme NF C 13-200 régit les installations électriques haute tension des sites industriels, tertiaires et agricoles. Elle s'applique aux installations alimentées en courant alternatif entre 1 kV et 245 kV, aux fréquences nominales de 50 Hz et 60 Hz. Son champ d'application couvre les sites de production d'énergie, l'éclairage public et leurs postes de livraison associés, à l'exclusion des postes déjà couverts par la norme NF C 13-100.

Cette norme fixe notamment:

- Les mesures de protection contre les courts-circuits et les risques d'incendie.
- Les prescriptions relatives à la liaison à la terre.
- Les exigences renforcées pour les transformateurs et les dispositifs d'extinction naturelle des arcs.

La norme NF C 14-100 (Branchement des installations)

La norme NF C 14-100 traite de la conception et de la réalisation des installations de branchement à basse tension, comprises entre le point de raccordement au réseau de distribution et le point de livraison aux utilisateurs. Elle s'applique tant aux branchements individuels qu'aux branchements collectifs (comportant plusieurs points de livraison) et couvre les installations de branchement jusqu'à 400 A. Cette norme vise à assurer en permanence la sécurité des personnes et la conservation des biens.

I.5.3 Estimation de la puissance

Principes généraux

La conception de toute installation électrique repose fondamentalement sur l'estimation aussi précise que possible de la puissance maximale d'utilisation que devra fournir la source d'énergie. Fonder ce calcul sur la simple somme arithmétique des puissances nominales de l'ensemble des récepteurs installés conduirait à des résultats considérablement surévalués et constituerait une mauvaise pratique d'ingénierie, tant sur le plan économique que technique.

L'estimation de la puissance d'utilisation nécessite l'évaluation de plusieurs facteurs prenant en compte :

- La diversité d'utilisation, c'est-à-dire le fait que tous les récepteurs d'un groupe donné ne fonctionnent pas simultanément ;
- Le niveau d'utilisation réel de chaque récepteur installé (un moteur électrique, par exemple, fonctionne rarement à sa pleine capacité de charge) ;
- Le niveau d'utilisation prévisionnel et les extensions de charges possibles

Les valeurs des coefficients utilisés dans cette estimation sont fondées sur l'expérience et sur des enregistrements réalisés sur des installations existantes. La méthodologie proposée permet, à partir de ces calculs élémentaires, de déterminer une valeur globale de la puissance d'utilisation, sur laquelle sera établi le cahier des charges du système de fourniture en énergie (réseau de distribution, transformateur MT/BT ou groupe électrogène).

I.5.3.1 Puissance installée P_i (kW)

La puissance installée correspond à la somme des puissances nominales de tous les récepteurs de l'installation :

$$P_i = \sum P_n$$

La puissance nominale P_n est généralement indiquée sur la plaque signalétique de chaque appareil ou équipement électrique. Toutefois, il est important de souligner que la puissance nominale ne correspond pas toujours à la puissance réellement consommée par le récepteur. En effet:

- Pour un **moteur électrique**, la puissance nominale indiquée correspond à la puissance mécanique de sortie sur l'arbre. La puissance électrique d'entrée consommée est nécessairement supérieure, en raison des pertes internes (pertes Joule, pertes fer, pertes mécaniques) ;
- Pour les **lampes fluorescentes** et les lampes à décharge équipées d'un ballast stabilisateur, la puissance nominale indiquée sur la lampe (correspondant à la puissance consommée par la lampe seule) est inférieure à la puissance totale consommée par l'ensemble lampe-ballast.

La puissance installée constitue la donnée significative pour le dimensionnement d'un groupe électrogène ou de batteries, et lorsque des exigences de fonctionnement uni-horaire sont à considérer.

I.5.3.2 Puissance absorbée S_a (kVA)

La puissance apparente absorbée S_a par une charge est déterminée à partir de sa puissance nominale, corrigée le cas échéant, en tenant compte du rendement et du facteur de puissance :

$$S_a = \frac{P_n}{\eta \cdot \cos\varphi}$$

où:

- η désigne le rendement unitaire du récepteur, défini comme le rapport de la puissance utile de sortie à la puissance d'entrée ;
- $\cos\varphi$ représente le facteur de puissance du récepteur.

En pratique, la puissance apparente totale installée est souvent calculée comme la somme arithmétique des puissances apparentes individuelles de chaque récepteur. Cette sommation n'est rigoureusement exacte que si toutes les charges présentent le même facteur de puissance. Néanmoins, cette approximation est couramment admise, la valeur obtenue étant légèrement supérieure à la valeur réelle, ce qui constitue une marge de conception acceptable.

Lorsque les caractéristiques de certains récepteurs ne sont pas connues, des valeurs estimatives peuvent être utilisées. Le tableau 1.1 fournit des estimations pour l'éclairage fluorescent (compensé à $\cos\varphi = 0,86$), tandis que le tableau 1.2 présente des estimations pour la force motrice.

Tableau 1.1 Estimation de la puissance d'éclairage fluorescent par unité de surface

Type d'exploitation	Puissance estimée (VA/m ²)	Éclairage moyen (lux)
Voies de circulation, aires de stockage	7	150
Gros travaux : fabrication de grosses pièces	14	300
Travaux courants : travail de bureau	24	500
Travaux fins : bureaux de dessins, montage de précision	41	800

Tableau 1.2 Estimation de la puissance de force motrice par unité de surface

Type d'exploitation	Puissance estimée (VA/m ²)
Centrale de pompage, air comprimé	3 à 6
Ventilation des locaux	23

Chauffage électrique par convecteur (maison individuelle)	115 à 146
Bureaux	25
Atelier d'expédition	50

I.5.3.3 Puissance d'utilisation S_u (kVA)

Dans la réalité, les récepteurs ne fonctionnent ni tous simultanément, ni tous à pleine charge. Deux coefficients correcteurs permettent de tenir compte de cette réalité pour calculer la puissance d'utilisation : le facteur d'utilisation K_u et le facteur de simultanéité K_s .

Facteur d'utilisation maximale K_u

Le régime de fonctionnement normal d'un récepteur peut être tel que la puissance effectivement utilisée soit inférieure à sa puissance nominale installée. Le facteur d'utilisation traduit ce phénomène et s'applique individuellement à chaque récepteur.

Dans une installation industrielle, ce facteur peut être estimé en moyenne à :

- 0,75 pour les moteurs électriques.
- 1 pour l'éclairage et le chauffage.
- Variable selon la destination pour les prises de courant.

La puissance d'utilisation élémentaire d'un récepteur s'exprime alors par :

$$S_u = S_a \times K_u$$

Facteur de simultanéité K_s

L'expérience montre que, dans la pratique, l'ensemble des charges d'une installation ne fonctionne jamais simultanément. Le facteur de simultanéité, défini par la norme CEI 60050, correspond au rapport de la puissance maximale appelée par un ensemble de récepteurs, au cours d'une période déterminée, à la somme des puissances maximales individuelles appelées pendant la même période. Ce facteur est toujours inférieur ou égal à 1.

Le facteur de diversité, quant à lui, est l'inverse du facteur de simultanéité et est donc toujours supérieur ou égal à 1.

Le facteur K_s est appliqué à chaque groupe de charges, par exemple celles alimentées à partir d'un même tableau de distribution ou de sous-distribution. La puissance maximale appelée par un groupe de récepteurs s'exprime par :

$$S_{\max} = \sum (S_u \times K_s)$$

Le tableau 1.3 présente des valeurs typiques du facteur de simultanéité en fonction du type d'utilisation.

Le tableau 1.3 : Facteur de simultanéité en fonction de l'utilisation (d'après UTE C 15-105)

Utilisation	Facteur de simultanéité K_s
Éclairage	1
Chauffage et conditionnement d'air	1
Prises de courant	0,1 à 0,2
Ascenseur : moteur le plus puissant	1
Ascenseur: moteur suivant	0,75
Ascenseur: autres moteurs	0,60

Facteur d'extension K_e

Le facteur d'extension, encore appelé facteur de réserve, permet d'anticiper une augmentation future de la puissance absorbée. Ce coefficient, rarement appliqué aux circuits terminaux, est utilisé pour un ensemble de plusieurs départs, tels qu'un coffret ou une armoire électrique. Sa valeur varie typiquement entre 1 et 1,6. La puissance finale dimensionnante s'exprime par :

$$S_f = S_{\text{total}} \times K_e$$

I.5.3.4 Organigramme de calcul des puissances

La détermination de la puissance d'utilisation d'une installation s'effectue selon une démarche séquentielle en cinq étapes :

1. **Inventaire des récepteurs** : relever la puissance nominale P_n (kW) de chaque appareil et calculer la puissance installée $P_i = \sum P_n$.
2. **Correction par poste (usage)** : appliquer le facteur d'utilisation K_u à chaque récepteur pour obtenir la puissance absorbée d'utilisation.
3. **Correction par groupe (simultanéité)** : regrouper les récepteurs par tableau électrique et appliquer le facteur de simultanéité K_s à la somme des puissances d'utilisation pour obtenir la puissance maximale S_{max} (kVA).
4. **Dimensionnement final** : appliquer le facteur d'extension K_e et choisir la puissance normalisée du transformateur immédiatement supérieure (par exemple : 100, 160, 250, 400, 630 kVA).

I.5.4 Choix des canalisations et détermination de la section des câbles

I.5.4.1 Principes généraux

Dans une installation électrique, les sections des câbles et les dispositifs de protection associés doivent satisfaire aux exigences de la norme NF C 15-100, afin de garantir la sécurité de l'installation. Les conditions fondamentales à respecter sont les suivantes:

- Les câbles doivent supporter en permanence le courant maximal d'emploi, y compris les pointes transitoires ;
- Les chutes de tension ne doivent pas dépasser les valeurs admissibles ;
- Les dispositifs de protection doivent protéger les câbles contre toutes les surintensités, y compris les courants de court-circuit ;
- La protection des personnes contre les contacts indirects doit être assurée.

La condition fondamentale de dimensionnement s'exprime par la relation :

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

Où I_b est le courant d'emploi, I_n le calibre de l'appareil de protection et I_z le courant admissible dans la canalisation.

I.5.4.2 Détermination du courant d'emploi I_b

Le courant d'emploi correspond au courant qui circulera effectivement dans le câble en régime de fonctionnement normal. Il se calcule selon les formules suivantes:

$$I_b = \frac{S_f}{\sqrt{3} \cdot U}$$

Où S est la puissance apparente, U la tension composée (en triphasé).

I.5.4.3 Détermination du courant admissible I_z

Le courant admissible correspond à la valeur maximale du courant qui peut parcourir en permanence un conducteur, dans des conditions données, sans que sa température de régime permanent ne dépasse la valeur assignée par l'isolant :

- 70 °C pour un isolant PVC ;
- 90 °C pour un isolant PR (polyéthylène réticulé) ;

- 105 °C pour un isolant minéral.

Le courant admissible non corrigé dépend du type de protection :

- **Protection par fusible:**
 - $I_z = 1,31 \times I_n$ si $I_n \leq 10$ A
 - $I_z = 1,21 \times I_n$ si $10 \text{ A} < I_n \leq 25$ A
 - $I_z = 1,10 \times I_n$ si $I_n > 25$ A
- **Protection par disjoncteur :** $I_z = I_n$

Facteurs de correction

Les conditions réelles d'installation diffèrent souvent des conditions de référence. Il convient donc d'appliquer des facteurs de correction pour déterminer l'intensité admissible réelle dans la canalisation.

- **Facteur de correction K_1 :** il prend en compte le mode de pose de la canalisation (encastré, en chemin de câbles, enterré, etc.).
- **Facteur de correction K_2 :** il prend en compte l'influence mutuelle des circuits placés côte à côte (groupement de câbles).
- **Facteur de correction K_3 :** il prend en compte la température ambiante et la nature de l'isolant.

Le facteur de correction global K est obtenu par le produit de ces trois coefficients :

$$K = K_1 \times K_2 \times K_3$$

Le courant admissible corrigé dans la canalisation est alors :

$$I_z = \frac{I_b}{K}$$

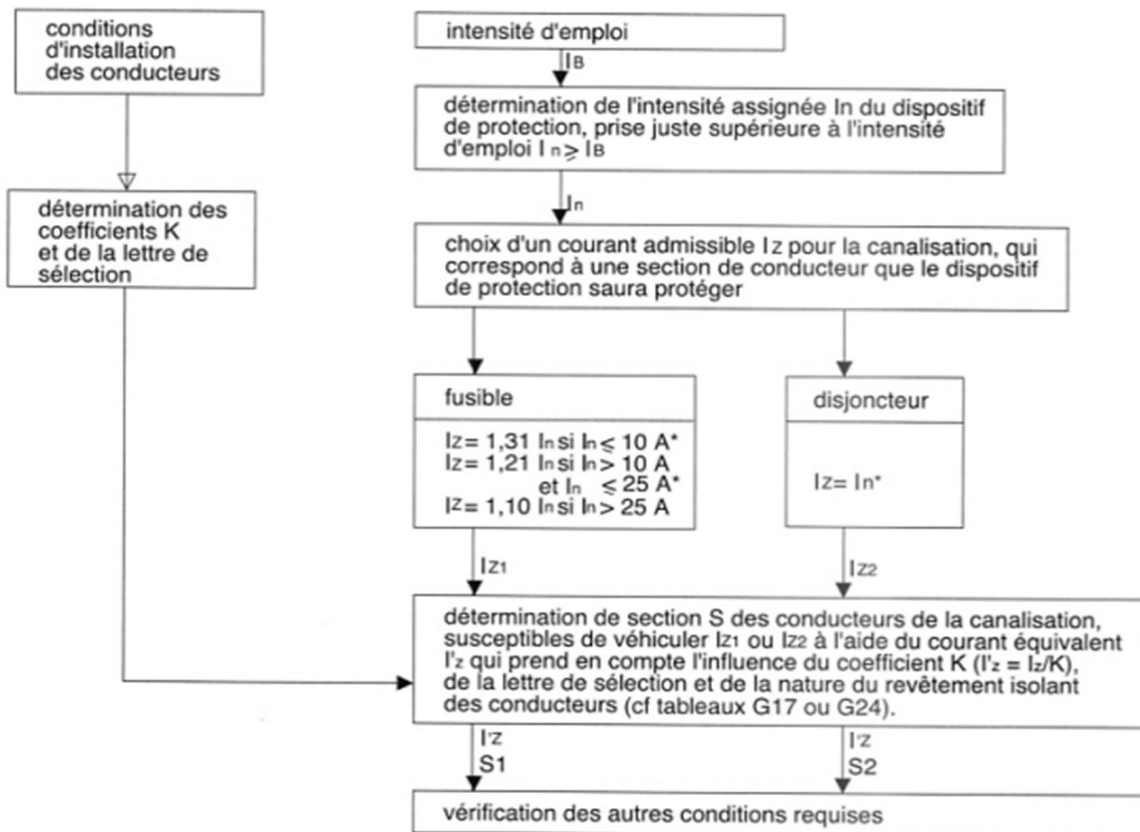


Figure 1.5: Logigramme résume les étapes pour la détermination de section de câble

Une fois I_z calculé, il faut se référer aux tableaux de la norme (Tableau Schneider 52.8C) pour sélectionner la section minimale, ce choix dépend de :

- La méthode de référence liée au mode de pose.
- La nature du conducteur (Cuivre ou Aluminium).
- Le type d'isolant (PVC ou PR).

Exemple pratique : Si A pour un câble en cuivre isolé en PR (méthode E), la section retenue sera de 4 mm² (car elle supporte jusqu'à 42 A dans cette colonne)

I.5.4.4 Vérification de la chute de tension

Outre la condition d'échauffement normal, la section retenue doit être vérifiée vis-à-vis de la chute de tension admissible, la norme NF C 15-100 fixe les limites de chute de tension à respecter, notamment $\pm 5\%$ pour les circuits alimentant des moteurs, afin de garantir leurs conditions de démarrage.

$$\Delta V = L \times I_b \times \sqrt{3} \times (R \cos \varphi + X \sin \varphi)$$

- ΔV : la chute de tension en volt
- R : la résistance maximale du conducteur en courant alternatif à 90°C en (Ω/km)
- L : la longueur du câble en kilomètre
- $\cos \varphi$: facteur de puissance
- I_B : courant maximal d'emploi
- X : réactance en étoile par phase à 50 Hz en (Ω/km)

I.5.4.5 Vérification vis-à-vis du courant de court-circuit

Le calcul du courant de court-circuit I_{cc} est indispensable pour le choix des disjoncteurs et la vérification de la tenue thermique des câbles.

Ce courant se détermine par :

$$I_{cc} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_{total}}$$

Où Z_{total} est l'impédance totale du circuit de défaut, le dimensionnement des protections doit garantir que le disjoncteur est capable de couper le courant de court-circuit maximal sans dommage, et que la section du câble supporte l'énergie thermique dissipée pendant la durée du défaut.

I.5.5 Choix de la puissance nominale du transformateur

Lorsqu'une installation doit être alimentée par un transformateur MT/BT, la puissance d'utilisation ayant été déterminée, le dimensionnement du transformateur est effectué en tenant compte de plusieurs critères :

- Les possibilités d'amélioration du facteur de puissance de l'installation.
- les extensions prévisibles.
- Les contraintes d'installation (température ambiante, altitude, ventilation).
- les puissances normalisées disponibles.

L'intensité nominale d'un transformateur triphasé s'obtient à partir de sa puissance apparente S et de la tension secondaire à vide U par la relation :

$$I_n = \frac{S \times 10^3}{U\sqrt{3}}$$

Avec S en kVA, U en volts et I_n en ampères.

Le tableau 1.4 présente les puissances apparentes normalisées des transformateurs MT/BT triphasés et les intensités nominales correspondantes.

Tableau 1.4: Puissances normalisées des transformateurs MT/BT triphasés et intensités nominales

Puissance apparente (kVA)	I_n (A) à 237 V	I_n (A) à 410 V
100	244	141
160	390	225
250	609	352
315	767	444
400	974	563
500	1218	704
630	1535	887
800	1939	1127
1000	2436	1408
1250	3045	1760
1600	3898	2253
2000	4872	2816
2500	6090	3520
3150	7673	4436

I.5.6 Choix de la source d'alimentation

L'importance de la continuité de fourniture en énergie électrique impose de s'interroger sur la nécessité d'une alimentation de remplacement. Pour la source principale, le choix entre un raccordement au réseau moyenne tension et un raccordement en basse tension est déterminé par plusieurs facteurs.

En pratique, le raccordement à un réseau MT s'avère nécessaire lorsque la puissance absorbée par les récepteurs excède une certaine valeur, généralement fixée à 250 kVA, ou lorsque la qualité de service requise est incompatible avec une fourniture en basse tension. En outre, si l'installation risque de perturber le réseau de distribution publique, le distributeur peut imposer un raccordement en moyenne tension.

L'alimentation en MT présente plusieurs avantages pour l'abonné :

- Une indépendance vis-à-vis des perturbations des autres abonnés BT.
- La liberté de choix du schéma de liaison à la terre.
- Une tarification plus avantageuse.
- La possibilité de faire face à une augmentation significative de la puissance.

I.6 Objectifs et méthodologie de travail

I.6.1 Objectif général du chapitre

Le présent chapitre remplit une fonction dans l'architecture de ce mémoire, il établit le socle théorique nécessaire à la compréhension des réseaux électriques et des méthodes de conception des installations industrielles.

L'objectif n'est pas seulement de rappeler les notions fondamentales, mais de montrer comment ces notions se matérialisent dans une installation réelle de grande envergure. La compréhension de l'architecture du réseau électrique, de ses niveaux de tension, de ses systèmes de transformation, de distribution et de protection est un préalable indispensable à toute analyse plus approfondie, qu'il s'agisse d'un bilan de puissance, d'une étude de dimensionnement ou d'une évaluation des dispositifs de protection.

I.6.2 Logique de l'étude et démarche adoptée

La démarche adoptée dans ce travail suit une logique descendante, partant du général vers le particulier:

1. **Revue des fondamentaux** : étude des généralités sur les réseaux électriques (architectures, topologies, niveaux de tension, exploitation) et de la méthodologie de conception des installations (estimation des puissances, dimensionnement des câbles, choix des protections).
2. **Présentation du cas d'étude** : description détaillée du complexe GP1Z, de son réseau électrique et de ses équipements de distribution et de protection.
3. **Mise en correspondance** : confrontation des principes théoriques avec les choix de conception effectivement mis en œuvre dans le complexe, afin d'en évaluer la pertinence et d'identifier les éventuelles pistes d'amélioration.

Cette approche permet d'établir un lien structuré entre la théorie et la pratique, en montrant comment les méthodes de dimensionnement et les normes s'appliquent concrètement dans un environnement industriel exigeant. Les chapitres suivants s'appuieront sur ce socle pour approfondir des aspects spécifiques de l'installation, tels que l'étude détaillée des protections, le bilan de puissance complet ou la vérification du dimensionnement des équipements.

I.7 Conclusion

Ce premier chapitre m'a permis de poser les fondations théoriques et contextuelles nécessaires à la suite de ce mémoire. La première partie a rappelé les notions essentielles relatives aux réseaux électriques : leur architecture, leur hiérarchisation en niveaux de tension, les principales topologies de distribution et les principes fondamentaux d'exploitation, de régulation et de protection. Ces éléments constituent le cadre général dans lequel s'inscrit toute installation électrique industrielle.

La deuxième partie a présenté la méthodologie de conception des installations électriques, en détaillant le référentiel normatif applicable, la démarche d'estimation de la puissance d'utilisation par l'application successive des facteurs d'utilisation, de simultanéité et d'extension, ainsi que les principes de dimensionnement des canalisations et de choix des protections, cette méthodologie rigoureuse constitue la base de tout projet de conception ou de vérification d'une installation électrique.

L'objectif de ce chapitre introductif sert de passerelle entre les connaissances théoriques acquises au cours du cursus universitaire et leur application dans un contexte industriel réel, il me permet de :

- Situer le cadre normatif et méthodologique qui régit la conception des installations électriques ;
- Identifier les données disponibles et les données manquantes, en préparant ainsi le terrain pour les investigations complémentaires nécessaires.

Le passage des généralités théoriques à l'étude d'un cas concret m'a permis de montrer comment les principes de conception des réseaux électriques s'incarnent dans une installation réelle et de préparer les analyses plus approfondies qui feront l'objet des chapitres suivants, notamment en ce qui concerne le bilan de puissance détaillé, la vérification du dimensionnement des équipements et l'étude des systèmes de protection.

Chapitre II : Protection électrique : généralités, équipements et intégration numérique

II. Protection électrique : généralités, équipements et intégration numérique

II.1 Introduction

La sécurité et la continuité de service des installations électriques industrielles reposent en grande partie sur la qualité des systèmes de protection. Face aux défauts qui peuvent survenir sur un réseau courts-circuits, surcharges, surtensions, pertes d'isolement les dispositifs de protection ont pour mission d'isoler rapidement et sélectivement la partie défaillante afin de préserver l'intégrité des équipements et la sécurité des personnes.

Le présent chapitre s'articule autour de trois parties complémentaires : une première partie consacrée aux généralités sur la protection électrique (types de défauts, principes et qualités des systèmes de protection), une deuxième partie décrivant les principaux équipements de protection utilisés dans les réseaux industriels (GCB, ACB, relais, protection des lignes et des alternateurs), et une troisième partie portant sur l'intégration d'un relais numérique pour l'amélioration de la protection des turbogénérateurs du complexe GP1Z.

II.2 Généralités sur la protection électrique

II.2.1 Définition et rôle d'un système de protection

Un système de protection électrique est un ensemble de dispositifs destinés à détecter les défauts et les situations anormales sur un réseau électrique, et à commander le déclenchement des organes de coupure afin de limiter les dégâts matériels et d'assurer la sécurité des personnes. Lorsqu'un défaut survient, la partie du réseau en défaut doit être mise hors tension le plus rapidement possible tout en perturbant le moins possible le reste de l'installation.

II.2.2 Types de défauts sur les réseaux électriques

Les défauts pouvant affecter un réseau électrique industriel sont de plusieurs natures :

- **Courts-circuits** : mise en contact accidentelle entre phases, ou entre phase et la terre. Ils génèrent des courants très élevés (plusieurs dizaines de fois le courant nominal) et constituent le défaut le plus dangereux.
- **Surcharges** : courant dépassant la valeur nominale admissible sur une durée prolongée, entraînant un échauffement des conducteurs et des équipements.
- **Surtensions** : élévation anormale de la tension au-delà des valeurs nominales, pouvant endommager l'isolation des équipements.
- **Sous-tensions** : chute de tension pouvant provoquer des décrochages de moteurs et des instabilités du réseau.
- **Déséquilibres de charge** : dissymétrie entre phases générant des composantes de séquence négative qui provoquent des échauffements dans les rotors des machines tournantes.
- **Défauts d'isolement à la terre** : fuite de courant vers la masse pouvant présenter un danger pour les personnes et les équipements

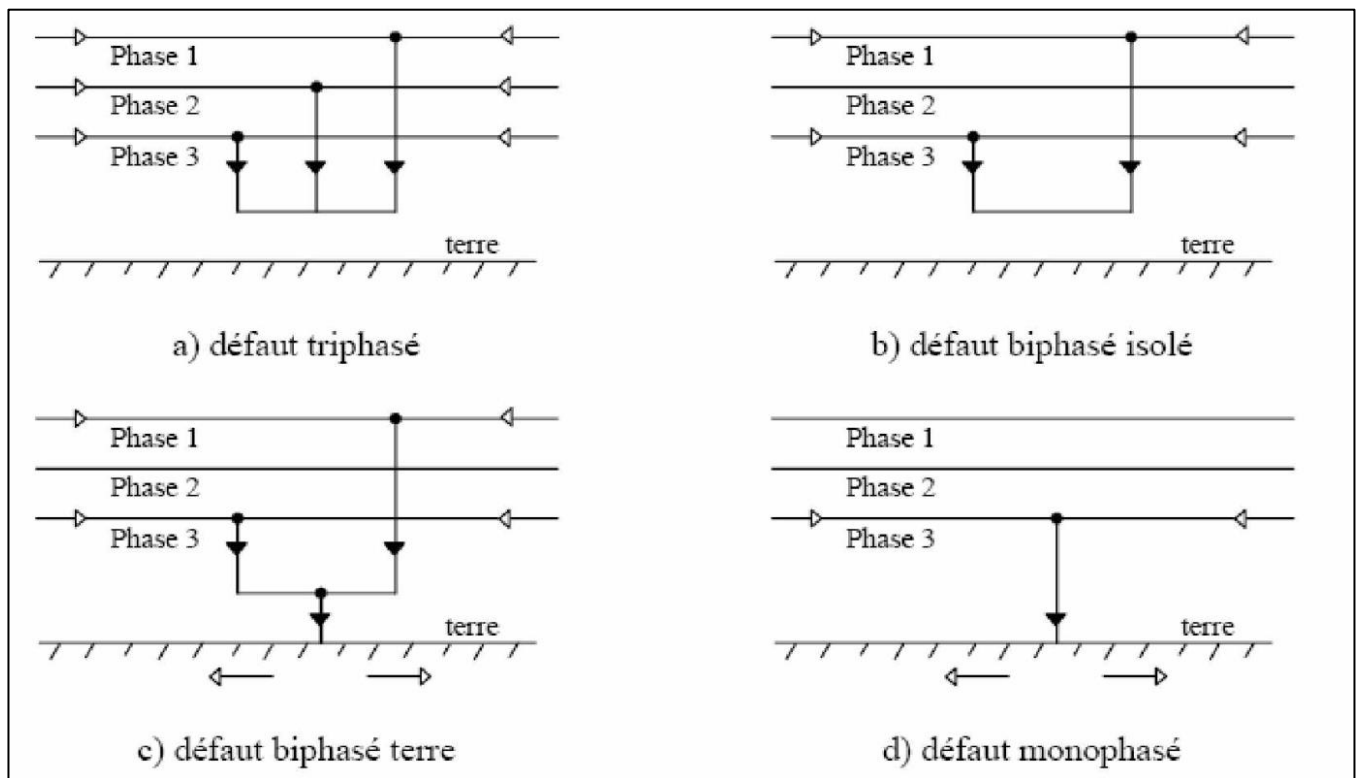


Figure 2.1 : différents types de court-circuit.

II.2.3 Principes de protection

Plusieurs principes sont exploités pour réaliser les fonctions de protection électrique :

- **Protection à maximum de courant (ANSI 50/51)** : déclenche lorsque le courant dépasse un seuil réglable, avec ou sans temporisation. C'est la protection la plus répandue pour les réseaux radiaux.
- **Protection différentielle (ANSI 87)** : compare les courants à l'entrée et à la sortie d'un équipement protégé (alternateur, transformateur, ligne). Tout déséquilibre signale un défaut interne.
- **Protection de distance (ANSI 21)** : mesure l'impédance vue depuis le relais. Le découpage en zones de distance (Z_1 , Z_2 , Z_3) assure la sélectivité sur les lignes longues.
- **Protection directionnelle (ANSI 67)** : détermine le sens du courant de défaut ; utilisée sur les réseaux maillés ou avec sources multiples.
- **Protection de terre (ANSI 51G/64)** : détecte les défauts d'isolement phase-terre, particulièrement importantes pour la sécurité des personnes.
- **Protection de fréquence (ANSI 81L/81H)** : surveille la fréquence du réseau pour détecter les situations de délestage ou de surproduction.

II.2.4 Qualités d'un système de protection

Les qualités fondamentales qu'un système de protection doit réunir pour assurer son efficacité sont :

Rapidité

Les défauts doivent être éliminés le plus rapidement possible. Le temps d'élimination d'un court-circuit comprend deux composantes :

- Le temps de fonctionnement des protections (quelques dizaines de millisecondes)
- Le temps d'ouverture des disjoncteurs modernes (SF6 ou à vide) : entre 1 et 3 périodes.

Sélectivité

Les protections doivent isoler la partie du réseau affectée et uniquement cette partie, en laissant sous tension toutes les parties saines, différents modes de sélectivité peuvent être mis en œuvre :

- La **sélectivité ampérométrique** : basée sur la discrimination des niveaux de courant ;
- La **sélectivité chronométrique** : basée sur des temporisations croissantes de l'aval vers l'amont
- La **sélectivité logique** : basée sur un échange d'informations entre protections permettant de bloquer l'amont pendant que l'aval déclenche.

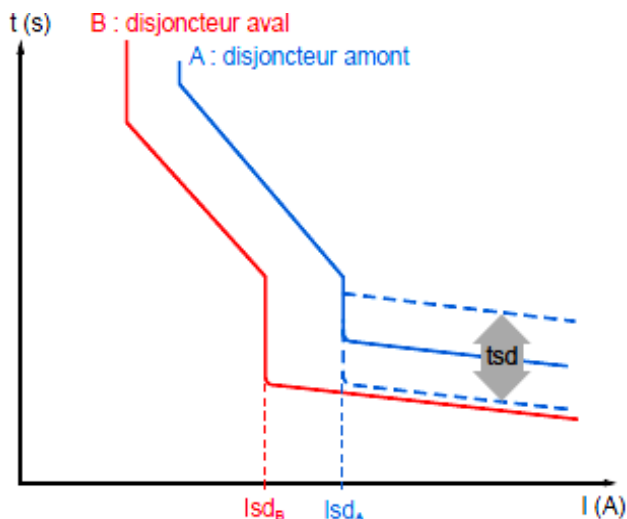


Figure 2.2 : La sélectivité chronométrique
Sensibilité

La protection doit être capable de détecter le courant de défaut minimal, c'est-à-dire celui correspondant à un court-circuit dans des conditions défavorables (résistance de défaut élevée, source faible), tout en restant insensible aux courants normaux d'exploitation et aux phénomènes de démarrage.

Fiabilité

La fiabilité d'une protection est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement incorrect. Elle combine deux composantes complémentaires :

- La **sûreté** : probabilité de ne pas avoir de défaut de fonctionnement (non-déclenchement en présence d'un défaut) ;
- La **sécurité** : probabilité de ne pas avoir de fonctionnement intempestif (déclenchement en l'absence de défaut).

II.3 Équipements de protection des réseaux électriques industriels

II.3.1 Les disjoncteurs de protection

Les disjoncteurs sont les organes de coupure commandés par les relais de protection. Ils doivent être capables d'interrompre les courants de court-circuit les plus élevés, dans des temps très courts.

II.3.1.1 Disjoncteur de générateur (GCB Generator Circuit Breaker)

Le disjoncteur de générateur (GCB) est un appareil de coupure spécialement conçu pour être interposé entre le stator de l'alternateur et le transformateur de puissance, ses caractéristiques le distinguent des disjoncteurs de réseau ordinaires :

- **Courant nominal élevé** : adapté au courant de sortie du générateur (plusieurs kA).

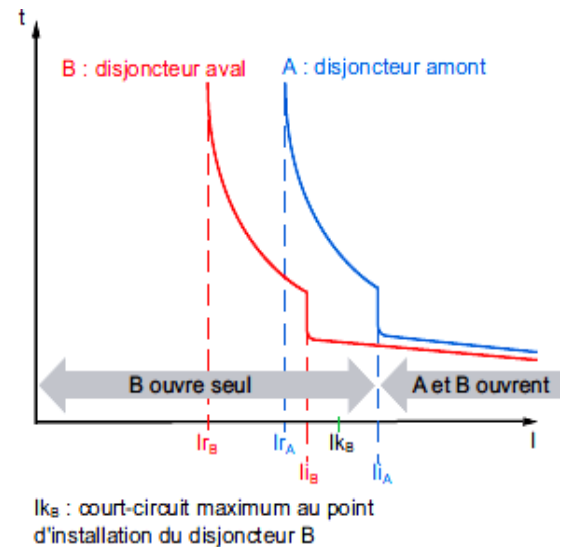


Figure 2.3 : La sélectivité ampérométrique

- **Double courant de court-circuit** : le GCB doit couper le courant de court-circuit issu à la fois du réseau (via le transformateur) et du générateur lui-même.
- **Déclenchement rapide** : temps d'interruption typiquement inférieur à 60 ms.
- **Résistances d'insertion** : certains modèles intègrent des résistances pour limiter les surtensions lors de la coupure.

Le GCB est indispensable dans les centrales de production d'énergie où l'alternateur doit pouvoir être isolé rapidement du réseau en cas de défaut.

II.3.1.2 Disjoncteur à air (ACB Air Circuit Breaker)

Le disjoncteur à air (ACB) utilise l'air à pression atmosphérique comme médium d'extinction de l'arc électrique. Il est couramment utilisé dans les tableaux basse tension et moyenne tension jusqu'à 15 kV. Ses caractéristiques sont:

- **Mécanisme d'extinction par allongement de l'arc** dans des chambres de coupure dotées de déioniseurs.
- **Déclencheurs intégrés** : thermique (surcharge), magnétique (court-circuit), et électronique programmable.
- **Pouvoir de coupure** : jusqu'à 150 kA en basse tension.
- **Réenclenchement automatique** possible, adapté aux réseaux aériens.

II.3.1.3 Disjoncteur SF6

Les disjoncteurs à gaz SF6 (*hexafluorure de soufre*) sont utilisés en moyenne et haute tension. Le gaz SF6 possède d'excellentes propriétés diélectriques et d'extinction d'arc, permettant de réaliser des appareils plus compacts que les disjoncteurs à air. Ils équipent la majorité des cellules HTA dans les sous-stations industrielles.



Figure 2.4 : Sous station III poste blindées (GAZ SF6)

II.3.2 Les relais de protection : évolution technologique

Les relais de protection ont connu trois générations technologiques successives :

4. **Relais électromécaniques** : basés sur un disque d'induction ou un électroaimant. Robustes et autonomes (pas de source auxiliaire nécessaire), mais limités en fonctionnalités, sans mémoire et sans communication.
5. **Relais statiques** (électroniques analogiques) : circuits intégrés analogiques, plus précis que les électromécaniques, réglages plus aisés, mais toujours sans communication numérique.
6. **Relais numériques** (microprocesseurs) : traitent les signaux par échantillonnage et calcul numérique. Ils intègrent en un seul boîtier de multiples fonctions de protection, de mesure et de communication. Ils permettent l'enregistrement des défauts (oscilloperturbographie) et l'intégration dans les systèmes de supervision (SCADA).

L'évolution vers les relais numériques représente le principal axe d'amélioration des systèmes de protection dans les complexes industriels modernes.

II.3.3 Protection des lignes électriques

La protection des lignes de distribution assure la détection et l'élimination des défauts (courts-circuits, défauts à la terre) sur les liaisons entre les jeux de barres et les équipements alimentés. Les principales protections de lignes sont :

II.3.3.1 Protection à maximum de courant non directionnelle (ANSI 50/51)

C'est la protection la plus répandue sur les réseaux radiaux, elle comporte généralement :

- Un seuil à **temps constant** (protection instantanée ou temporisée) ;
- Une **courbe à temps dépendant** (type IDMT Inverse Definite Minimum Time), dont la temporisation décroît lorsque le courant de défaut augmente.

La coordination de plusieurs relais en cascade (amont/aval) assure la sélectivité chronométrique du réseau.

II.3.3.2 Protection de distance (ANSI 21)

La protection de distance mesure en permanence l'impédance $Z = U/I$ vue depuis le point de mesure. Elle découpe le réseau protégé en zones concentriques :

- **Zone 1** : 80–85 % de la ligne, déclenchement instantané.
- **Zone 2** : 120 % de la ligne, déclenchement après une temporisation $t_2 \simeq 0,3\text{--}0,5$ s.
- **Zone 3** : protection de secours lointain, temporisation t_3 .

Elle est particulièrement adaptée aux lignes longues et aux réseaux maillés.

II.3.3.3 Protection directionnelle de terre (ANSI 67N)

Sur les réseaux à neutre compensé ou isolé, la protection directionnelle de terre analyse la phase entre le courant résiduel I_0 et la tension résiduelle V_0 pour déterminer si le défaut se situe en aval ou en amont du relais, ce qui permet d'assurer la sélectivité même pour des courants de défaut très faibles.

II.3.4 Protection des alternateurs

Les alternateurs constituent des équipements particulièrement critiques. Leur protection doit couvrir un large éventail de défauts:

- **Protection différentielle (ANSI 87G)** : compare les courants en entrée et en sortie de l'alternateur ; tout déséquilibre signale un défaut interne.
- **Protection de retour de puissance (ANSI 32P)** : évite le fonctionnement en moteur de l'alternateur suite à une perte de la source de vapeur.
- **Protection de perte d'excitation (ANSI 40)** : détecte la disparition du champ inducteur, qui entraîne une absorption de puissance réactive et une instabilité du réseau.
- **Protection de séquence négative (ANSI 46)** : protège le rotor contre les échauffements dus aux courants de composante inverse, causés par des charges déséquilibrées.
- **Image thermique stator (ANSI 49)** : modélise l'échauffement des enroulements statoriques à partir du courant mesuré.
- **Protection de perte de synchronisme (ANSI 78)** : détecte le décroché de l'alternateur par rapport au réseau.

II.3.5 Protection des transformateurs de puissance

Les transformateurs de puissance sont protégés par des dispositifs spécifiques :

- **Protection différentielle (ANSI 87T)** : compare les courants primaire et secondaire ramenés au même niveau ; les saturations des TC et le courant d'appel magnétisant au démarrage sont filtrés.
- **Relais de Buchholz** : détecte les dégagements de gaz dans l'huile lors de défauts internes fournit une alarme ou un déclenchement selon la gravité.
- **Protection de température** : sondes Pt100 ou détecteurs bimétalliques surveillant la température de l'huile et des enroulements.

II.4 Intégration d'un relais numérique pour les turbogénérateurs

II.4.1 Contexte et problématique

II.4.1.1 Causes de déclenchement des turbogénérateurs GP1Z

Le complexe GP1/Z dispose de deux turbogénérateurs de 18 MW chacun, ces machines sont soumises à de nombreuses causes de déclenchement, regroupées selon leur origine :

Côté alternateur:

7. Niveau de vibrations élevé.
8. Différentiel de phase : déséquilibre de tension aux bornes des différentes phases.
9. Basse fréquence : chute en-dessous de 46 Hz.
10. Perte d'excitation.
11. Élévation anormale de la température du stator.
12. Chute de la résistivité de l'isolement électrique.
13. Retour d'énergie électrique : l'alternateur se comporte comme un moteur, provoquant la torsion de l'arbre de turbine.
14. Séquence négative.
15. Surcharge électrique due à l'augmentation de la tension d'excitation.
16. Défaut à la terre.
17. Augmentation de la température de l'air de refroidissement.

Côté turbine:

1. Survitesse (≥ 3300 tr/min).
2. Chute de pression de l'huile de lubrification (≤ 1.35 bar).
3. Chute de pression de l'huile de commande (≤ 2.72 bar).
4. Élévation anormale de la température des paliers (≥ 99 °C) ou de l'huile (≥ 90 °C).
5. Déplacement axial excessif (entre 0.010" et 0.015").
6. Augmentation de la pression d'échappement (≥ 0.87 bar).
7. Niveau élevé des vibrations : alarme à 0.0025", déclenchement à 0.004".
8. Dilatations élevées (différentielle et absolue).
9. Niveau anormal du ballon de chaudière (trop bas ou trop haut).

II.4.1.2 Logique de déclenchement

La protection d'un turboalternateur du complexe GP1/Z est garantie par un déclenchement commandé selon trois voies complémentaires :

- Le système de contrôle **DCS** (*Distributed Control System*) ;
- Le système de déclenchement **mécanique** (survitesse, vanne à fermeture rapide VFR) ;
- Les **relais de protection électrique**.

II.4.1.3 Relais électromécaniques existants et leurs inconvénients

Les relais installés sont de type électromécanique (à disque d'induction), le tableau 2.1 présente les protections en place avec leurs codes ANSI, causes et effets.

Tableau 2.1: Relais de protection électromécanique des turbogénérateurs

Code ANSI	Relais	Cause	Effet
	Retour d'énergie (CRN-1)	Déséquilibre de charge en parallèle imposant un comportement moteur	Turbine accouplée endommagée par suréchauffement
	Manque de champ (FLF)	Perte d'excitation ou court-circuit au bobinage	Oscillations de couple graves ; absorption de puissance réactive
46N	Séquence inverse (Cff)	Déconnexion d'une grande charge ou mauvaise répartition	Forts courants dans le rotor ; échauffement
	Surcharge (DT-3)	Augmentation de la demande en puissance	Suréchauffement du stator
51G	Max. courant de terre (CF-6)	Mauvaise isolation du stator	Intensités élevées sur d'autres lignes
51V	Surintensité/tension (CFV)	Surintensité en aval du générateur	Dommages aux enroulements
67N	Max. courant terre directionnel (CA)	Défaut dans une source en parallèle	Déclenchement de la source saine
87G/87GN	Différentiel générateur (C.C)	Défauts internes (phase-phase ou phase-terre)	Courant de court-circuit élevé ; endommagement de l'enroulement

Ces relais présentent les inconvénients suivants :

- vétusté et fiabilité moindre.
- Coûts de maintenance supérieurs à ceux d'un relais numérique ;
- Encombrement important (un relais par fonction de protection) ;
- absence de mémoire d'événements.
- absence d'interface de communication.

II.4.1.4 Incident du TG 2 et recommandation

Depuis 2013, le turbogénérateur n est hors service suite à un court-circuit au stator, les dégâts se sont produits après une tentative de redémarrage en contournant toutes les protections : les agents avaient conclu à tort à une défaillance des relais, car le voyant de signalisation n'avait pas fonctionné correctement. De plus, le PSSP n'indiquait que l'état du disjoncteur sans préciser la protection ayant initié le déclenchement.

La recommandation issue de cette analyse est le **remplacement des relais analogiques par un relais numérique** relié au DCS, pour une supervision et un diagnostic fiable.

II.4.2 Le relais numérique SEPAM G87

Pour remplacer les relais électromécaniques, le relais numérique **SEPAM G87** de la famille **Sepam série 80** (Schneider Electric) a été retenu. Le Sepam série 80 est une famille de relais numériques haute performance, adaptée à toutes les applications de protection des réseaux moyenne tension. Le modèle G87 est spécifiquement dédié à la protection complète des alternateurs.

La configuration retenue pour le SEPAM G87 vise à assurer une protection complète du turbogénérateur contre tout type de défaut électrique susceptible de nuire à son bon fonctionnement. Le tableau 2.2 présente les fonctions de protection activées et les capteurs associés.

Tableau 2.2 : Fonctions de protection configurées sur le SEPAM G87

Code ANSI	Désignation
21B	Protection de distance
	Protection sous-tension
32P	Protection retour de puissance active
	Protection perte d'excitation
	Protection séquence négative
49RMS	Image thermique stator (surcharge)
/49T	Surveillance température paliers / stator
	Protection surintensité à temps dépendant
51G	Protection surintensité terre
	Protection surtension
64REF	Différentiel terre restraint
78PS	Protection perte de synchronisme
81H	Protection haute fréquence
81L	Protection basse fréquence
87M	Protection différentielle machine

Cette configuration couvre l'ensemble des causes de déclenchement identifiées au chapitre précédent, avec une amélioration notable : chaque déclenchement est horodaté, enregistré et communicable au système de supervision, éliminant ainsi l'ambiguïté qui avait conduit aux dégâts sur le TG 2.

II.4.3 Modification de la cellule de départ

Suite au changement du relais de protection, des modifications doivent être apportées à la cellule de départ du turbogénérateur au niveau de la sous-station, deux solutions ont été étudiées :

Solution 1 : adaptation de la cellule existante

Cette solution consiste à perforer la cellule existante conformément aux dimensions du relais numérique SEPAM G87 indiquées dans la documentation technique du fabricant, afin d'installer le nouveau relais en remplacement de l'ancien équipement électromécanique. Cette approche minimise les travaux de génie civil et préserve l'armoire existante.

Solution 2 : remplacement de l'armoire de commande

La deuxième solution consiste à remplacer entièrement l'armoire de commande 5,5 kV existante par une nouvelle armoire équipée du SEPAM G87 et d'un câblage entièrement revu. Cette option, plus coûteuse, offre une meilleure accessibilité aux équipements et une remise à niveau complète de la cellule de départ du turbogénérateur, garantissant une fiabilité accrue à long terme.

II.4.4 Raccordement du relais au système de supervision (PSSP)

L'un des objectifs majeurs du remplacement est d'assurer une communication fiable entre le SEPAM G87 et le système de supervision énergétique du complexe, le **PSSP** (*Power System Supervisory Panel*).

II.4.4.1 Description du PSSP

Le PSSP est une console de supervision du système d'énergie électrique du complexe GP1/Z, il contrôle automatiquement les générateurs, leurs interconnexions ainsi que le délestage de la majorité des charges électriques. Il peut réaliser une synchronisation complètement automatique ou semi-automatique des turbogénérateurs sur la ligne SONELGAZ 60 kV. La communication entre le PSSP et le DCS est assurée par une passerelle de communication ; la lecture des informations et des alarmes est accessible depuis les deux systèmes, mais la commande ne peut être initiée qu'à partir du PSSP.

II.4.4.2 Intégration du SEPAM G87 dans le réseau de supervision

Le raccordement du SEPAM G87 au réseau de supervision est réalisé via l'interface ACE850F connectée au port S-LAN du réseau Ethernet de supervision, en utilisant le protocole Modbus TCP/IP. Les trois SEPAM G87 (TG1, TG2) sont raccordés au réseau de communication en topologie étoile ou en anneau selon les contraintes d'installation.

Cette intégration permet au PSSP de visualiser en temps réel :

- L'état de chaque fonction de protection (armée, déclenchée, en alarme) ;
- Les mesures électriques en temps réel (courants, tensions, fréquence, puissance) ;
- L'horodatage précis de chaque déclenchement et de chaque alarme ;
- L'historique des événements et les enregistrements oscillographiques.

Désormais, en cas de déclenchement d'un turbogénérateur, le PSSP affiche non seulement l'état du disjoncteur, mais aussi la protection ayant initié le déclenchement, avec la valeur mesurée et l'heure de l'événement. Cela permet un diagnostic immédiat et évite toute tentative de redémarrage intempestive.

II.5 Conclusion

Ce chapitre a couvert trois axes complémentaires de la protection électrique. La première partie a établi les fondements théoriques : types de défauts, qualités exigées (rapidité, sélectivité, sensibilité, fiabilité) et principes de protection (surintensité, différentielle, distance, directionnelle). La deuxième partie a présenté les principaux équipements disjoncteurs GCB et ACB, protection des lignes, des alternateurs et des transformateurs ainsi que l'évolution des relais des technologies électromécaniques vers le numérique.

La troisième partie a appliqué ces notions au cas concret du complexe GP1Z, face aux limites des relais électromécaniques existants et à l'incident du TG 2 en 2013, le relais numérique SEPAM G87 a été retenu. Il intègre 15 fonctions de protection en un seul équipement compact, communique en Modbus TCP/IP avec le PSSP via fibre optique et enregistre l'intégralité des événements, garantissant désormais un diagnostic immédiat et fiable lors de tout déclenchement pour une protection améliorée, moderne et fiable.

Chapitre III : Présentation et Analyse de l'Installation Électrique du Complexe GP1Z

III.1 Introduction

Ce chapitre sera consacré à la présentation et à l'analyse approfondie de l'installation électrique du complexe gazier GP1Z d'Arzew, il utilise les méthodes de dimensionnement exposées au chapitre précédent pour vérifier et interpréter les choix techniques effectués lors de la conception du réseau, Les données utilisées proviennent des documents d'ingénierie originaux IHI-ITOCHU¹ et des informations collectées sur site lors du stage effectué au sein du département maintenance.

La démarche proposée est la suivante : présentation du complexe et de son architecture électrique, établissement du bilan de puissance complet par sous-bus de distribution, calcul du courant total de l'installation et vérification du dimensionnement du transformateur, puis choisir des sections de câbles HT, MT et quelque récepteur 5.5 kV, chaque résultat est interprété en regard des contraintes industrielles propres au site.

III.2 Présentation du Complexe GP1Z

III.2.1 Présentation générale

Le complexe GP1Z est une unité industrielle dédiée au traitement des gaz de pétrole liquéfiés (GPL) en provenance de plusieurs gisements du sud algérien, principalement Hassi Messaoud et Hassi R'Mel. Son procédé repose sur la séparation et la liquéfaction du GPL par distillation sous pression, afin de produire du propane commercial et du butane commercial, livrés sous forme liquéfiée pour l'exportation et sous forme gazeuse pour la distribution nationale. Le complexe produit également de la gazoline comme coproduit.

III.2.2 Localisation et historique

Le complexe GP1Z est implanté à Mers El Hadjadj, dans la zone industrielle d'Arzew, à environ 40 km à l'est d'Oran, sur une superficie de 120 hectares. Son développement a été effectué en trois phases successives :

- **Phase I (1983)** : construction initiale par le consortium japonais IHI-ITOCHU¹, cette phase comprend les trains de procédé 100 à 400 et constitue le cœur historique du complexe.
- **Phase II (1998)** : première extension avec l'ajout des trains 500 et 600, portant la capacité à environ 6 millions de tonnes par an.
- **Phase III (2010)** : deuxième extension avec les trains 700 à 900, portant la capacité totale à 9 millions de tonnes par an, faisant du complexe le troisième au monde et le premier en Afrique pour le traitement GPL, ce qui lui vaut le surnom de « JUMBO ».



Figure 3.1 : Vue de complexe GP1Z

III.2.3 Principales installations

Le complexe GP1Z dispose des installations suivantes :

- 22 sphères de stockage de la charge d'alimentation GPL.
- 9 trains de traitement du GPL (capacité contractuelle de 1 million de tonnes par an et par train).
- 4 unités de liquéfaction des retours vapeurs (BOG) : 2 pour le butane et 2 pour le propane.
- 4 sphères de stockage de produits finis à température ambiante.
- 4 bacs de stockage de propane basse température et 4 bacs de butane basse température (70 000 m³ chacun).
- 1 sphère de stockage de gazoline (500 m³).
- 2 stations électriques alimentées par SONEGAS, 7 salles de commutation, 6 générateurs de secours.
- 2 quais de chargement (D1 et M6) pour navires de 4 000 à 10 000 m³/h, et 1 rampe de chargement camions.
- 2 unités SIDEM de dessalement d'eau de mer, 1 unité de déshuilage, 1 unité de neutralisation des rejets chimiques.

III.2.4 Organisation – Département Maintenance

Le complexe est géré selon un organigramme à deux sous-directions et plusieurs départements. Le département maintenance, au sein duquel le stage a été effectué, est organisé en cinq services :

- **Service mécanique** : entretien des machines tournantes (turbines, pompes, compresseurs).
- **Service chaudronnerie** : maintenance des équipements statiques (colonnes, échangeurs, vannes, réservoirs).
- **Service instrumentation** : réglage, étalonnage et réparation des instruments de mesure et de contrôle.
- **Service électricité** : entretien et rénovation du matériel électrique à toutes les tensions.
- **Service logistique** : calorifugeage, transport du matériel et du personnel, interventions bâtiments.

III.3 Réseau Électrique du Complexe GP1Z

III.3.1 Architecture générale et alimentation principale

Le complexe GP1Z est raccordé au réseau SONEGAS via le poste d'interconnexion MARSAT, par deux lignes HTB à 60 kV d'une capacité de 90 MVA chacune, cette double alimentation constitue la première couche de redondance du réseau : en cas de perte d'une ligne, un disjoncteur de couplage entre les deux demi-jeux de barres 60 kV se ferme automatiquement, assurant la continuité d'alimentation sans interruption de service et la phase III est alimentée provisoirement par piquage sur l'une des deux lignes existantes.

Le choix du niveau de tension de 60 kV se justifie par trois raisons techniques. Premièrement, à puissance dimensionnée importante, alors, pour les 90 MVA de chaque ligne, le courant de transit est faible, permettant l'utilisation de conducteurs de section réduite et limite les pertes Joule sur la liaison MARSAT–GP1Z. Deuxièmement, la tension élevée permet d'éviter les perturbations de tension dans le réseau SONEGAS lors des démarrages de moteurs de forte puissance qui eux induisent une chute de tension, l'augmentation de la tension permet d'éviter que cela n'affecte les autres récepteurs, Troisièmement, les équipements déjà commandés en HT (disjoncteurs GCB, transformateurs) sont dimensionnés une seule fois pour l'ensemble du complexe.

III.3.2 Composition du réseau de distribution

Le réseau interne de distribution comprend les éléments suivants :

- 2 sous-stations 60 kV (Phase I conventionnelle, Phase III GIS).

- 6 transformateurs HTB/MT 60/5,5 kV de 17,5 MVA (phase I) ; 2 de 30 MVA (phase II) ; 4 de 30 MVA + 2 de 15 MVA (phase III).
- 30 transformateurs MT/BT 5,5/0,38 kV alimentant les charges 380 V des trains de procédé.
- 7 salles de commutation (une par phase plus des salles locales BOG, chargement, stockage).
- 6 groupes de secours (4 moteurs diesel, 2 turbines à gaz), soit 2 par salle de commutation.

III.3.3 Sous-stations 63 kV et appareillage

Chaque sous-station 63 kV répartit l'énergie via huit départs transformateurs raccordés à deux demi-jeux de barres coupables. Les appareils principaux sont :

- **Disjoncteurs GCB (Gas Circuit Breaker)** : extinction d'arc au SF₆ sous pression, mécanisme d'ouverture pneumatique. Le SF₆ présente une rigidité diélectrique 2,5 fois supérieure à l'air, ce qui permet des distances d'isolement réduites et des temps de coupure de l'ordre de 2 à 3 cycles (40–60 ms à 50 Hz).
- **Sectionneurs (ligne, isolement, mise à la terre)** : assurent la séparation visible et la mise à la terre des tronçons lors des consignations pour maintenance.
- **Parafoudres à oxyde de zinc (ZnO)** : installés à l'entrée du poste pour écrêter les surtensions atmosphériques (foudre) et les surtensions de manœuvre, protégeant les isolants des transformateurs.
- **Transformateurs de mesure (TC et TP)** : fournissent les signaux courant et tension aux relais de protection et aux compteurs d'énergie active et réactive SONELGAZ.
- **Relais de protection** : maximum de courant instantané (50) et temporisé (51), protection directionnelle de terre (67N), protection de distance (21), protection différentielle de ligne (87L).

III.3.4 Transformateurs de puissance HTB/MT (63 kV / 5,5 kV)

Les transformateurs HTB/MT sont de type ONAN (Oil Natural Air Natural) à trois enroulements, à scellement hermétique — c'est-à-dire sans conservateur d'huile ouvert à l'atmosphère, grâce à une membrane souple dans le réservoir qui compense les variations de volume de l'huile en température. Ce design supprime l'interface huile-air et prévient l'oxydation et l'humidification du diélectrique, un avantage particulièrement important dans l'environnement salin et poussiéreux de la zone industrielle d'Arzew.

La configuration des trois enroulements est la suivante :

- **Primaire (60 kV) couplé en étoile** : le neutre est mis à la terre via un sectionneur de terre. Ce couplage étoile du primaire est imposé par le réseau SONELGAZ HTB.
- **Secondaire (5,5 kV) mis à la terre via une résistance de 31,75 Ω** : cette résistance limite le courant de défaut monophasé à la terre à 100 A environ ($5\,500 / (\sqrt{3} \times 31,75) \approx 100$ A), valeur suffisamment élevée pour être détectée par les relais 51G mais suffisamment faible pour ne pas causer de dommages mécaniques aux enroulements ni d'arc destructeur au point de défaut.
- **Troisième enroulement (triangle)** : le couplage en triangle remplit trois fonctions simultanées : il fournit un chemin de circulation aux courants harmoniques de rang 3 et multiples, évitant leur propagation dans le réseau 5,5 kV ; il stabilise le potentiel du neutre magnétique vis-à-vis des déséquilibres de charge ; et il permet l'alimentation des auxiliaires propres du transformateur (ventilateurs, pompes d'huile) sans transformateur séparé.

Le régleur en charge (LTC – Load Tap Changer) à 17 prises, situé côté primaire, permet un réglage de ± 8 prises autour de la prise nominale, chaque prise correspondant à $\pm 1,25$ % de la tension. Le relais de régulation automatique (AQR pour les condensateurs, AVR pour la tension) maintient la tension au jeu de barres 5,5 kV dans une plage de $\pm 2,5$ % de la valeur nominale, quelles que soient les fluctuations de charge ou de la tension SONELGAZ.

La protection interne comprend le relais Buchholz (détection de dégagement gazeux dans l'huile

signalant un arc ou une surchauffe interne), les relais de pression rapide (détection d'une surpression brutale signalant un arc sévère), le relais de niveau d'huile et les sondes de température (huile et enroulements). La protection externe inclut les relais de surintensité côté primaire et secondaire (50/51), la protection différentielle de transformateur (87T) et la protection de défaut à la terre (51G).

III.3.5 Transformateurs MT/BT (5,5 kV / 380 V)

Les transformateurs MT/BT alimentent les équipements de procédé fonctionnant sous 380 V (moteurs de faible puissance, instruments, éclairage, auxiliaires). Tous sont couplés en triangle / étoile à la terre (Δ/Y_n), ce couplage Δ côté MT ayant deux avantages : il fournit un chemin de circulation aux harmoniques de rang 3 sans les laisser pénétrer dans le réseau 5,5 kV, et il isole galvaniquement le neutre BT du neutre MT, permettant une mise à la terre indépendante du réseau 380 V, une distinction technologique sépare les phases :

- **Phase I** : transformateurs secs intérieurs (bobinages en air). L'absence d'huile simplifie la maintenance et élimine le risque d'incendie dans les bâtiments de commutation, mais réduit la capacité de surcharge temporaire par rapport aux transformateurs immergés.
- **Phases II et III** : transformateurs extérieurs immergés dans l'huile (ONAN), avec conservateur et dessiccateur. Ces appareils offrent une meilleure capacité de surcharge (jusqu'à 120 % en continu à température ambiante réduite) et une durée de vie plus longue.



Figure 3.2 : Transformateur de puissance MT / HT

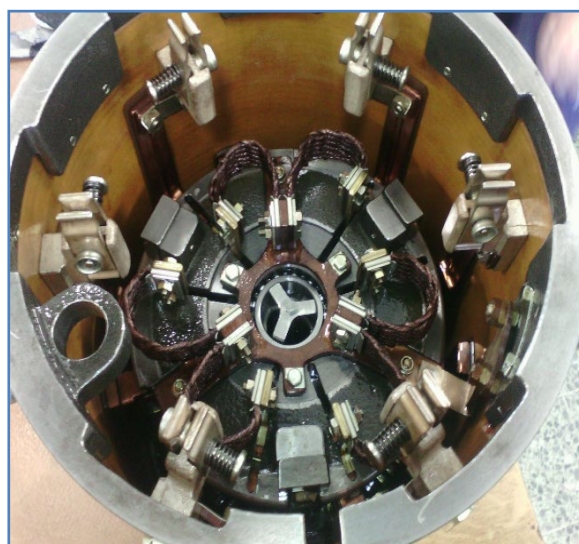


Figure 3.3: LTC5 (ECHANGEUR DE PRISE)

III.3.6 Salles de commutation

III.3.6.1 Phase I trains 100 à 400

La salle de commutation de la phase I est organisée autour de trois jeux de barres 5,5 kV. Le premier (B11) et le troisième (B13) jeux de barres alimentent chacun les équipements MT et BT d'un seul train de procédé, via un transformateur 60/5,5 kV dédié et des transformateurs 5,5/0,38 kV propres à ce train. Le deuxième jeu de barres (EB12), dit commun ou de secours, est alimenté par deux transformateurs et les deux groupes de secours de la phase I ; il alimente exclusivement les équipements critiques (pompes de protection incendie, éclairage de sécurité, UPS) et constitue le nœud de continuité de service en cas de perte de B11 ou B13.

L'appareillage inclut des disjoncteurs ACB Masterpact avec déclencheurs SSTD (protection thermique et magnétique réglables), 14 transformateurs à sec 5,5/0,38 kV, des batteries de condensateurs avec régulateurs AQR assurant la correction locale du facteur de puissance, une UPS 110 V CA pour les systèmes de contrôle-commande, et un chargeur de batteries 110 V CC pour les relais et les actionneurs.

III.3.6.2 Phase II trains 500 et 600

La salle de la phase II comprend deux demi-jeux de barres (B10 et B20) reliés par un disjoncteur de couplage. Chaque demi-bus est alimenté par un transformateur 60/5,5 kV de 30 MVA. La barre B20 est secourue par un groupe turbine à gaz (démarrage rapide) et un groupe diesel, la protection est assurée par des relais numériques S2E21 (gestion des défauts MT) et MMR (protection moteurs BT), et la supervision par un automate programmable (PLC) permettant le redémarrage automatique séquentiel des moteurs après une coupure.

III.3.6.3 Phase III trains 700 à 900

La salle de la phase III dispose de quatre demi-jeux de barres (3B11, 3B12, 3B21, 3B22) alimentés par quatre transformateurs 60/5,5 kV de 30 MVA. La barre 3B11 est secourue par deux groupes diesel. L'appareillage est exclusivement numérique et utilise des disjoncteurs VCB (Vacuum Circuit Breaker) en 5,5 kV technologie qui remplace progressivement les ACB en raison de sa plus grande durabilité des contacts et de l'absence de gaz d'extinction à renouveler et des ACB en 380 V.

III.3.7 Groupes de secours

Chaque salle de commutation est secourue par deux groupes indépendants. En cas de perte totale de l'alimentation SONEGAS, ils démarrent automatiquement en séquence (délestage prioritaire puis reconnexion progressive des charges) afin d'éviter un appel de courant excessif. Un seul groupe est actif à la fois en régime de secours. Le tableau III.1 récapitule leurs caractéristiques :

Tableau III.1 : Caractéristiques des groupes de secours du complexe GP1Z

Phase	Tension (kV)	Puissance	Courant (A)	Type d'entraînement
Phase I	5,5 kV	3,7 MW	486	Turbine à gaz / Moteur diesel
Phase II	5,5 kV	920 kW	120	Turbine à gaz / Moteur diesel
Phase III	5,5 kV	3 500 kVA	368	Moteur diesel / Moteur diesel

III.3.8 Dispositifs de protection et de supervision

Le système de protection du réseau GP1Z est organisé en trois niveaux de tension, chacun avec sa technologie de disjoncteur adaptée et ses fonctions de protection spécifiques.

Niveau 60 kV Disjoncteurs GCB :

Extinction d'arc au SF₆, pouvoir de coupure de 25 kA à 63 kA sym. RMS, fonctions de protection : 50/51 (surintensité), 67N (directionnelle de terre), 21 (distance), 87L (différentielle de ligne), 79 (réenclenchement automatique).

Niveau 5,5 kV Disjoncteurs VCB (phases II, III) et ACB (phase I) :

En phase I, les disjoncteurs ACB Masterpact avec déclencheurs électroniques SSTD assurent les protections 50/51, 51G et 27, en phases II et III, les relais numériques S2E21 et les VCB offrent en plus les fonctions 49 (thermique), 46 (déséquilibre de courant) et 55 (facteur de puissance) pour les moteurs HT, ainsi que le réenclenchement automatique et le délestage programmable.

Niveau 380 V Disjoncteurs ACB :

Relais MMR (phases II, III) avec protection thermique intégrale, démarrage progressif pour les gros moteurs et interverrouillage électrique garantissant qu'un seul moteur d'une paire actif/secours tourne à la fois. Le schéma de protection hiérarchisé assure la sélectivité : le disjoncteur le plus proche du défaut ouvre en priorité, et seulement si celui-ci ne répond pas dans le délai imparti le disjoncteur amont prend le relais (sélectivité chronométrique).



Figure 3.4 : Disjoncteur ACB

III.3.9 Schéma unifilaire phase I :

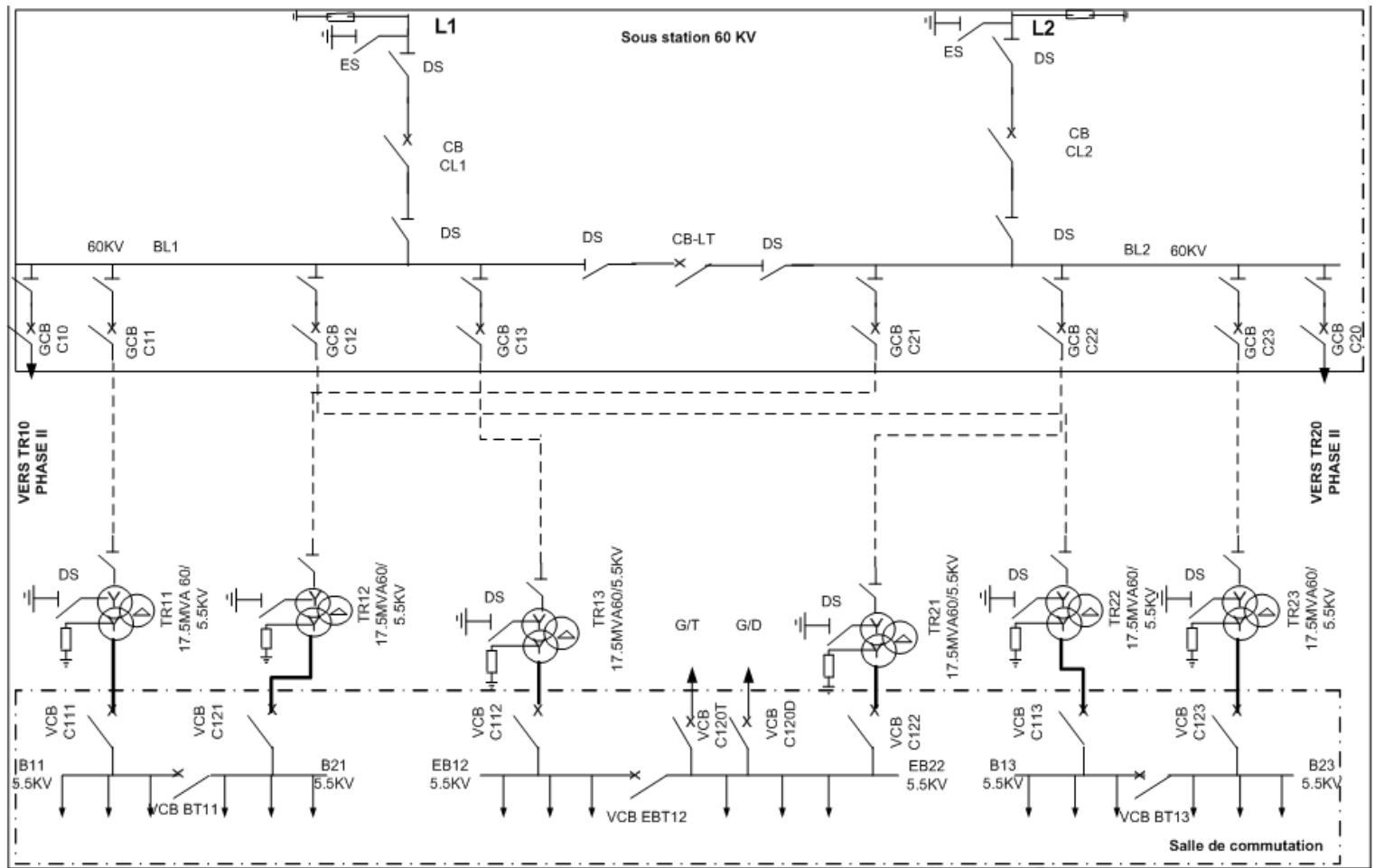


Figure 3.5 : schéma unifilaire de la phase I L1 et L2

III.4 Bilan de Puissance et Étude de Charge

III.4.1 Méthodologie appliquée au complexe GP1Z

La réalisation du bilan de puissance constitue l'étape préalable indispensable à tout dimensionnement électrique. Il ne s'agit pas simplement de sommer les puissances nominales des récepteurs cette somme donnerait une puissance installée irréaliste mais d'évaluer la demande réelle de chaque sous-bus en tenant compte de la manière dont les équipements sont effectivement exploités.

III.4.1.1 Identification des charges et structure des sous-bus

La phase L1 du complexe compte 7 sous-bus de distribution à 5500 V triphasé 50 Hz alimentés par TR11, TR12 et TR13, auxquels s'ajoutent 7 sous-bus à 380 V alimentés par les transformateurs MT/BT.

Les charges se répartissent en plusieurs catégories :

- **Compresseurs GPL et BOG (sous-bus B-824/B-621, EB-612, EB-422, B-413, B-423, B-411):** moteurs de 476 à 4200 kW constituant la charge dominante. Leur démarrage direct génère un appel de courant de 5 à 7 fois le courant nominal pendant 6 à 12 secondes, imposant une capacité de court-circuit élevée au jeu de barres.
- **Pompes principales de procédé (sous-bus B-11, B-21, B-13, B-23) :** moteurs de 720 kW alimentant le transfert des hydrocarbures liquides entre colonnes et stockages. Chaque sous-bus alimente une paire actif/secours.
- **Alimentations des trains de procédé via transformateurs MT/BT (TR-111 à TR-422C) :** regroupe les moteurs BT de 380 V (pompes auxiliaires, ventilateurs, compresseurs de faible puissance), l'éclairage de zone et les équipements de contrôle-commande.
- **Sous-bus de secours (EB-12, EB-22) :** alimentent les équipements critiques (boucle de protection, éclairage de sécurité, UPS) qui doivent rester en service même lors d'une perte partielle du réseau, ces sous-bus intègrent les batteries de condensateurs.

III.4.1.2 Formules de calcul et facteurs correctifs

Pour chaque récepteur moteur, la puissance absorbée est calculée en tenant compte du rendement de service et du facteur de puissance de service, tous deux fonctions du facteur de charge :

$$I_b = \frac{S_{abs}}{\sqrt{3} U} \quad (A)$$

$$P_u = \frac{P_n \times K_u}{\eta_{service}} \quad (kW)$$

$$\cos\varphi_{service} = \frac{P_u}{S_u}$$

$$S_u = \frac{P_u}{\cos\varphi_{service}} \quad (kVA)$$

$$W_j = P_{abs} \times h \quad (kWh/jour)$$

Les facteurs correctifs globaux appliqués à l'ensemble de l'installation sont : facteur d'utilisation $K_u = 0,75$ pour les moteurs (signifiant qu'en moyenne un moteur fonctionne à 75 % de sa puissance nominale en régime stabilisé) et $K_u = 1,0$ pour l'éclairage, facteur de simultanéité $K_s = 1$ (tous les circuits d'un même sous-bus ne sont jamais en service en même temps à pleine charge) et un facteur d'extension $K_e = 1,30$ (réserve de 30 % pour l'évolution prévisible des charges et pour dimensionner la puissance de transformateur)

III.4.2 Bilan de puissance estime pour le jeu de barre B-11 – Phase I

Les deux tableaux III.2 et III.3, établi à partir des documents IHI, présente les charges de l'installation par sous-bus pour la phase I, il distingue les sous-bus alimentés directement en 5500 V (charges MT) des sous-bus BT à 380 V alimentés via transformateurs MT/BT (charges TR) et les valeurs des puissance réactives kVAR négatives indiquent une compensation capacitive (condensateurs).

Tableau III.2 : Bilan de puissance récapitulatif de jeu de barre B-11 – Phase I du complexe GP1Z (5500 V et 380 V, triphasé 50 Hz)

Sous-bus B-11 5500 V (charges MT directes)									
Tags	Récepteur	Pn [kW]	η	Cos φ	Pu [kW]	Qu [KVAR]	Su [KVA]	Ia [A]	
02-PM-400-2A	PENTAIN RECIRCULATION PUMP	220	0.84	0.837	196.42	128.73	234.84	24.6	
02-PM-400-2B	PENTAIN RECIRCULATION PUMP	220	0.84	0.837	-	-	-	-	
02-PM-4501A	COOLING WATER PUMP MOTOR	365	0.78	0.88	350.96	190.45	399.30	41.9	
02-PM-4501B	COOLING WATER PUMP MOTOR	365	0.78	0.88	-	-	-	-	
CONDENSER	CONDENSER	-	-	-	1.5	-500	-500	0	
TOTAL		1 170	-	-	548,88	−180,82	577.9	66.5	
Sous-bus 380 V (charges BT via transformateur MT/BT TR-111)									
Tags	Récepteur	Nombre	Pn [kW]	η	Cos φ	Pu [kW]	Qu [KVAR]	Su [KVA]	Ia [A]
02-EM-4003A/B	AFTER COLLER	1	30	0.94	0.80	23.79	17.84	29.84	45.3
02-EM-4002 X	SEAL OIL DEGASSING HEATER	32	22	0.78	0.80	21.15	15.76	26.37	40.0
02-EM-4001A/B	SEAL OIL COLLER FAN	2	3.7	0.75	0.80	3.7	2.83	4.65	7.07
02-PM-4502	FEED PUMP	1	11	1	0.71	8.25	7.92	11.43	17.3
02-PM412A/B	LEAN AMINE PUMP	1	95	0.80	0.89	88.78	45.48	99.75	151.5
02-EM-40027	LUBE OIL HEATER	20	22	0.78	0.80	21.01	15.76	26.26	39.90
02-EM-4051	CONDENSATE PRODUCT PIPELINE MAIN PUMP	1	1.5	0.69	0.78	1.63	1.31	2.09	3.17
02-PM-4051A/B	HOT OIL CIRCULATION PUMP	1	7.5	0.75	0.85	7.5	4.7	8.85	13.44
02-EM-4054	FIREWATER PUMP	1	9	0.78	0.85	8.65	5.28	10.13	15.39
02-MM-4054A/B	MAINTENANCE BUTAN COMPRESSOR	1	1.5	0.75	0.78	1.5	1.31	1.99	3.025
02-EM-4052	BUTAN BOG COMPRESOR	1	11	0.77	0.668	10.7	11.92	16.01	24.33
02-BM-4051	AIR COMPRESSOR	1	3.7	0.75	0.79	3.7	2.83	4.65	7.07
02-E-4053	DRYER UNIT	1	3	0.72	0.81	2.88	2.22	3.633	5.524
TOTAL		63	1324.6	-	-	1261.92	925.99	1565.2	2380.8

III.4.3 Calcul les puissances totales et le courant absorbé par le jeu de barre B-11 :

- La puissance demande à installer est $P_{Ut} = P_{U1} + P_{U2} = 548.88 + 1261.92$
 $P_{Ut} = 1810.8 \text{ kW}$
- La puissance réactive totale est $Q_{Ut} = Q_{U1} + Q_{U2} = -180.82 + 925.99$
 $Q_{Ut} = 745.17 \text{ kVAR}$

La puissance apparente vectorielle totale est :

$$S_{\text{total}} = \sqrt{(P_{\text{total}}^2 + Q_{\text{total}}^2)} = \sqrt{(1810.8^2 + 745.17^2)} = \mathbf{1958.13 \text{ kVA}}$$

Le courant total au niveau du jeu de barre B-11 5 500 V est :

$$I_{\text{total}} = \frac{S_{\text{total}}}{(\sqrt{3} \times U_n)} = 1958.13 \times 10^3 / (\sqrt{3} \times 5\,500) = \mathbf{205.55 \text{ A}}$$

Le facteur de puissance global résultant de la compensation par condensateurs est :

$$\cos \varphi_{\text{global}} = \frac{P_{\text{total}}}{S_{\text{total}}} = 1810.8 / 1958.13 = 0.925 = \mathbf{92.5\%}$$

Cette valeur de 0,925 est légèrement supérieure à l'objectif de conception de 0,85 ce qui confirme l'efficacité de la stratégie de compensation réactive locale par la batterie de condensateur, la puissance connectée totale égal **2494.6 kW** mais la demande maximale en service n'est que de **1810.8 kW**.

Le rapport $K_s = \frac{\sum P_{\text{demande}} (\text{kW})}{\sum P_{\text{connectée}} (\text{kW})} = 1810.8/2494.6 = \mathbf{0.7255}$ constitue le facteur de l'utilisation global effectif de jeu de barre B-11.

III.4.4 Bilan de puissance globale par jeu de barre Phase L1

Le même raisonnement et les mêmes formules des puissances et même facteur sont utilisés pour le reste de jeu de barres

Tableau III.3 : Bilan de puissance récapitulatif par sous-bus – Phase L1 du complexe GP1Z (5 500 V et 380 V, triphasé 50 Hz)

Sous-bus	Pn connectée (kW)	Pu demande (kW)	Qu demande (kVAR)	Su demande (kVA)	Consommation (kWh/j)	Observations
Sous-bus 5 500 V (charges MT directes)						
B-11	1 170	548.88	-180,82	577.9	13 231	Pompes Train 1
EB-12	2 510	3,00	-1 000,00	1 000,00	72	Secours critique
B-13	1 770	551,25	-180,82	580,15	13 231	Pompes Train 2
B-811	1 200	698,19	+249,78	741,53	10 754	
EB-612	12 198	3 057,34	1 582,68	3 424,95	—	Compresseurs – critique
B-413	6 350	4 565,69	2 454,79	5 183,80	—	Compresseurs colonnes
B-411	6 900	3 673,81	1 902,06	4 137,00	—	
Sous-bus 380 V (charges BT via transformateurs MT/BT)						
TR-111	1 584,25	1 257,31	925.99	1 561.50	30 174	Train 1 – auxiliaires
TR-112	1 185,32	800,72	500,59	944,32	—	
TR-212	1 206,82	1 205,99	683,11	1 386,02	8 944	Train 2
TR-113	1 584,25	1 249,37	918,01	1 550,38	30 174	Train 3
TR-612A	877,60	169,89	104,93	199,68	—	
TR-612B	449,09	408,59	213,14	460,84	—	
TR-612C	302,00	120,28	62,60	135,60	—	
TOTAL Phase L1	39287.33	18312.68	9597.68	21885.92	> 106580	

III.4.5 Interprétation du bilan de puissance

L'analyse du tableau III.3 révèle trois caractéristiques structurantes de la conception électrique du complexe, que nous examinons successivement :

a) Facteur de l'utilisation global effectif.

La puissance connectée totale dépasse **39287.33 kW**, mais la demande maximale en service n'est que de **18312.68 kW**.

le rapport $K_s = \frac{\sum P_{u \text{ demande}} \text{ (kW)}}{\sum P_{n \text{ connectée}} \text{ (kW)}} = 18312.68/39287.33 = \mathbf{0,466}$ constitue le facteur de l'utilisation global effectif de l'installation phase L1, cette valeur reflète deux phénomènes distincts, d'une part, les équipements dupliqués actif/secours ne fonctionnent jamais simultanément à pleine charge : sur une paire de pompes de 720 kW, seule l'une est en service en régime normal, d'autre part, certains sous-bus comme EB-12 (2 510 kW installés, 3 kW seulement en régime normal) sont des bus de secours pur, dont les équipements ne sont sollicités qu'en cas de défaillance du bus principal, de sorte que leur demande normale est quasi nulle.

b) Rôle des sous-bus de secours et cohérence de la redondance.

Le sous-bus EB-12 affiche une demande de 1 000 kVA en régime normal, alors que leur puissance connectée est de 2 510 kW, cette disproportion est intentionnelle : en régime normal, ces jeux de barres n'alimentent que les charges incompressibles (protection incendie, éclairage de sécurité, systèmes de contrôle-commande) et leur forte réserve de puissance installée permet de reprendre une partie de la charge des jeux de barres B11 ou B13 en cas de perte d'un transformateur principal, sans que les groupes de secours soient surchargés.

c) Compensation réactive et facteur de puissance.

Les valeurs de kVAR négatives observées sur les sous-bus B-11 (-180,82 kVAR), B-21 (-680,82 kVAR), EB-12 (-1000,00 kVAR) et B-13 (-180,82 kVAR) résultent de la surcompensation capacitive par les batteries de condensateurs, sur B-21 par exemple, la batterie de condensateurs produit une puissance réactive capacitive qui dépasse la puissance réactive inductive des moteurs, faisant glisser le facteur de puissance local au-delà de 0,85 vers des valeurs légèrement capacitives, ce phénomène est délibéré en maintenant un facteur de puissance légèrement supérieur à la cible sur ces sous-bus proches des transformateurs, on compense la puissance réactive inductive des sous-bus de compression éloignés (B-621, B-423) qui disposent de moins de place pour les condensateurs.

III.4.6 Calcul du courant total et dimensionnement du transformateur

III.4.6.1 Calcul du courant total de l'installation

La puissance apparente vectorielle totale est :

$$S_{\text{total}} = \sqrt{(P_{\text{total}}^2 + Q_{\text{total}}^2)} = \sqrt{(18312.68^2 + 9597.68^2)} = \mathbf{20675.34 \text{ kVA}}$$

Le courant total au niveau du jeu de barres principal 5 500 V est :

$$I_{\text{total}} = \frac{S_{\text{total}}}{(\sqrt{3} \times U_n)} = 20675.34 \times 10^3 / (\sqrt{3} \times 5\,500) = \mathbf{2170.34 \text{ A}}$$

Le facteur de puissance globale de l'installation est :

$$\cos \varphi_{\text{global}} = \frac{P_{\text{total}}}{S_{\text{total}}} = 18312.68 / 20675.34 = 0,886 = \mathbf{88.6\%}$$

Cette valeur de 0,886 est légèrement supérieure à l'objectif de conception de 0,85 ce qui confirme l'efficacité de la stratégie de compensation réactive locale par batteries de condensateurs sur chaque sous-bus, concernant la valeur $S_{\text{approximative}} = 21\,885.92 \text{ kVA}$ (somme directe des kVA du tableau) est plus élevée car elle additionne des vecteurs non colinéaires, la valeur vectorielle de 20675.34 kVA est la grandeur physiquement correcte pour le dimensionnement du transformateur.

III.4.6.2 le choix du dimensionnement de transformateur HTB/MT :

Le bilan de puissance fait apparaître la puissance apparente total de phase L1 de $S_t = 20,675 \text{ MVA}$, on applique le facteur d'extension $K_e = 1,3$ pour obtenir la puissance apparente finale :

$$S_f = K_e * S_t = 1.3 * 20.675$$

Donc $S_f = 26.88 \text{ MVA}$

La puissance requise est de 26,88 MVA conformément à la norme internationale CEI 60076, on doit choisir donc **un transformateur de puissance normalisé de 31,5 MVA.**

Ce tableau confirme la cohérence du dimensionnement et valide le choix de transformateur 63/5.5 kV :

Tableau III.4 : les valeurs de dimensionnement et de transformateur choisie

Les grandeurs dimensionnés	Les valeur dimensionnés	Les valeurs avec l'extension	Les valeurs de transformateur
Le courant de ligne [A]	2170.34	2821.44	3306 (nominal)
La puissance apparente [MVA]	20.675	26.88	31.5
Le rapport de transformation m	0.087		
Le courant au primaire [A]	189.47	246.31	288.62 (nominal)

Le taux de charge en régime normal est :

$$\tau_{\text{normal}} = \frac{S_{\text{total}}}{S_{\text{Transformateur}}} = 20675.34 / 31500 = 65,63 \%$$

Ce taux de charge est optimal car le guide de l'ADEME (Transformateurs de distribution et économies d'énergie) précise que le rendement idéal d'un transformateur de distribution se situe généralement entre 40 et 65 % de sa charge nominale.

En-deçà de la surcharge admissible temporaire de 120 % selon la norme CEI 60354 pour une durée inférieure à deux heures.

III.5 Détermination de la section des câbles

III.5.1 Critères normatifs de dimensionnement

Le dimensionnement des câbles MT 5 500 V du complexe GP1Z repose sur le respect simultané de cinq critères normatifs, classés ici par ordre de contrainte décroissante pour ce type d'installation :

- **Courant admissible permanent (critère thermique en régime normal) :** la section S_1 est choisie de sorte que I_z (courant admissible corrigé par les facteurs d'installation : température, groupement, mode de pose) soit supérieur ou égal à I_b (courant d'emploi), dans un environnement industriel pétrochimique, la température ambiante de 40–45°C et le groupement de câbles dans les chemins de câbles réduisent I_z de 15 à 25 % par rapport aux tableaux standard.
- **Tenue thermique au court-circuit (critère dimensionnant pour les liaisons courtes à fort courant de court-circuit) :** la section minimale S_{cc} satisfaisant $S \geq I_{cc} \times \sqrt{t} / K$, où $K = 143$ pour Cu/XLPE, doit être respectée pour éviter la fusion du conducteur lors d'un court-circuit. Ce critère est dominant lorsque la distance à la source est faible et le courant de court-circuit élevé.
- **Chute de tension (critère dominant pour les liaisons longues à faible courant) :** la chute de tension $\Delta U = \sqrt{3} \times I_b \times L \times (R \cos \varphi + X \sin \varphi)$ doit rester inférieure à 5 % pour les circuits moteurs HT en régime nominal, et à 20 % en condition de démarrage.
- **Conditions spécifiques au site :** zones ATEX (atmosphère explosive), températures ambiantes élevées dans les zones de procédé, et possible présence d'hydrocarbures imposent des câbles à isolation XLPE (tenue jusqu'à 250 °C en court-circuit) et gaine extérieure PVC anti-UV.
- **Réserve d'extension :** une marge de 20 à 30 % sur la section est prévue pour absorber les ajouts de charge futurs sans avoir à reposer les câbles.

III.5.2 Détermination de la section du câble HT (63kV vers le transformateur)

Le logigramme suivant résume l'approche de calcul et de choix de la section des câbles

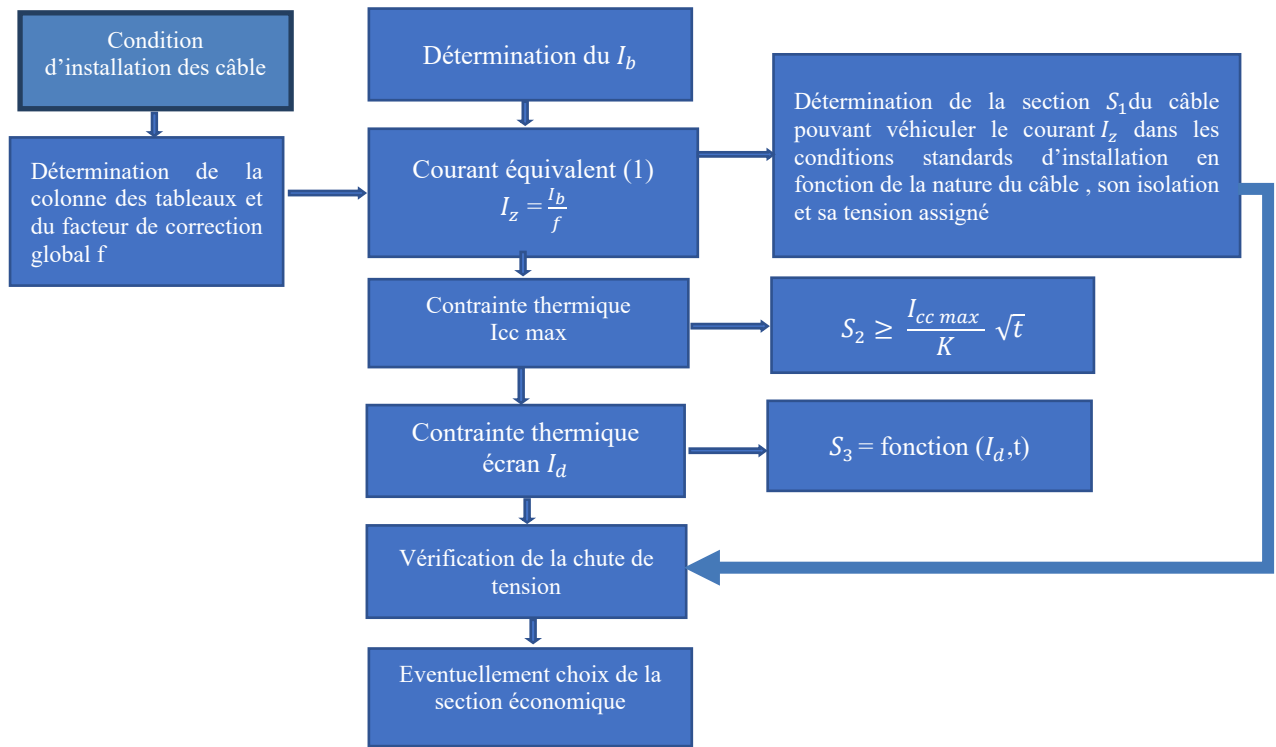


Figure 3.6 : logigramme résume les étapes à suivre pour le choix de section de câble

Le courant maximal d'emploi (I_b) est défini selon la nature de l'installation alimentée par la canalisation. C'est le courant correspondant à la plus grande puissance transportée par le circuit. Dans notre cas le courant primaire de transformateur **31.5MVA** est :

$$I_b = I_n = \frac{S_{\text{transf}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{prim}}} = \frac{31500}{\sqrt{3} \times 63} \rightarrow I_b = \mathbf{288.67 \text{ A}}$$

On applique les facteurs de correction suivant pour obtenir le courant admissible I_z :

- Température ambiante 40° C dans l'air : $f_1 = \mathbf{0.91}$
- Espacement dans l'air : $f_2 = \mathbf{1}$
- Groupement des câbles sur l'air : $f_3 = \mathbf{0.92}$

Donc le facteur de correction global est :

$$f \rightarrow f_1 \times f_2 \times f_3 \rightarrow f = \mathbf{0.8372}$$

Le courant admissible est :

$$I_z = \frac{I_b}{f} \rightarrow \frac{288.67}{0.8372} \rightarrow I_z = \mathbf{344.8 \text{ A}}$$

À partir du tableau B.52.14 de la norme CEI 60364-5-52 (rédigé et proposé par Schneider Electric), on choisit un câble **Cu** avec une section **120mm² 3 XLPE** (3core, armés) avec une intensité nominale maximale de **382A** ce qui nous donne une marge de sécurité de 37.2A (9.7%).

Vérification courant court-circuit

On calcule l'impédance du transformateur

$$Z_{T1} = \frac{U_n^2}{S_n} \times \frac{U_{cc}(\%)}{100} \rightarrow \frac{(63000)^2}{31.5 \times 10^6} \times \frac{10}{100} = \mathbf{12.6 \Omega}$$

Avec : $U_{cc} = 10\%$ d'après la plaque signalétique du transformateur.

Le courant de court-circuit maximal est :

$$I_{cc} = 1,1 \times \frac{U_n}{\sqrt{3} \times Z_{T1}} \rightarrow 1,1 \times \frac{63000}{12.6 \times \sqrt{3}} = \mathbf{3.175 \text{ kA}}$$

La section des conducteurs satisfaisant à la contrainte du court-circuit est :

$$S_2 = \frac{I_{cc} \times \sqrt{t}}{K} \rightarrow S_2 = \frac{3175 \times \sqrt{1}}{143} = \mathbf{22.2 \text{ mm}^2}$$

Avec :

- $t = 1s$: le temps de fonctionnement total du dispositif de protection ou la tenue au court-circuit de l'appareillage.
- K : coefficient dépendant du matériau et de l'isolation (Cu/ XLPE $\rightarrow 143$)

Donc la section à retenir est $S1=120\text{mm}^2$

Vérification de chute de tension :

$$\Delta V = L \times I_b \times \sqrt{3} \times (R \cos \varphi + X \sin \varphi)$$

D'après les guides techniques Schneider pour un câble unipolaire XLPE de 120 mm² :

La Résistance R est environ 0,196 Ω/km (calculée à la température maximale de fonctionnement de 90 °C) et la Réactance X est environ 0,130 Ω/km pour une pose en trèfle.

$$\Delta V = 303.1 \times \sqrt{3}(0,196 \times 0,886 + 0,130 \times 0,463) L$$

$$\Delta V = 122.76 L \rightarrow \Delta V = \mathbf{122.76 \text{ V par un kilomètre}}$$

$$\text{Avec un pourcentage de } \Delta V_{\%} = \frac{122.76}{63000} \times 100 \rightarrow \Delta V_{\%} = \mathbf{0.195 \% \text{ par un kilomètre.}}$$

La chute de tension de 0,195 % par kilomètre est extrêmement faible et caractérise une installation parfaitement optimisée parce que la valeur est inférieure au 5%, ces résultats sert à minimiser les pertes d'énergie par l'effet de joule (chaleur dans les câbles), même on aura un grande marge de longueur pour le câble, la norme autorise généralement jusqu'à 5 % de chute de tension sur les liaisons HT donc avec la valeur 0,195 % par kilomètre, le câble de 120 mm² pourrait parcourir plus de 24 kilomètres avant d'atteindre la limite critique.

III.5.3 Détermination de la section du câble MT 5.5kV (après le transformateur)

La détermination de ce câble est du même raisonnement et même méthode de calcul.

Avec un courant d'emploi au niveau du 5.5v de 2821.44 A (ou 3306,4A au maximum du transformateur de 31,5 MVA), aucun câble unique ne peut porter cette charge, les câbles industriels standards de grosse section (400 mm ou 500mm acceptent environ 600 à 750 A au maximum chacun, la solution universelle sur internet est d'utiliser plusieurs câbles en parallèle par phase (par exemple, 4 câbles par phase).

$$I_b = I_n = \frac{S_{\text{transf}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{sec}}} = \frac{31500}{\sqrt{3} \times 5.5} \rightarrow I_b = \mathbf{3306.64 \text{ A}}$$

On applique les facteurs de correction suivant pour obtenir le courant admissible I_z :

- Température ambiante 40° C pose en terre : $f_1 = 0,83$
- Espacement $3 \times d$ pour les câble monophasé (single-core) unifilaire groupes en triplets $f_2 = 1$
- Groupement des câbles sur les chemins de câble dans le sous-sol du poste : $f_3 = 0.92$

Donc le facteur de correction global est :

$$f \rightarrow f_1 \times f_2 \times f_3 \rightarrow f = \mathbf{0.7636}$$

Le courant admissible est :

$$I_z = \frac{I_b}{f} \rightarrow \frac{3306.64}{0,7636} \rightarrow I_z = \mathbf{4330.33 \text{ A}}$$

À partir du tableau B.52.14 de la norme CEI 60364-5-52 (rédigé et proposé par Schneider Electric) et d'après la comparaison entre le cout, la performance et le nombre totale de câble, on a choisi un câble

Cu (5x630mm²) specification 6/10 kv PR/XLPE (3core, armés), d'intensité nominale maximale de 930A.

Donc la capacité totale de courant sera :

$$I_{\max} = 5 \times 930 = \mathbf{4650 \text{ A}}$$

Ce qui nous donne une marge de sécurité de 319A (6.87%) donc la section choisie est suffisante et adéquate.

Vérification courant court-circuit

On calcule l'impédance du transformateur

$$Z_{T2} = \frac{U_n^2}{S_n} \times \frac{U_{cc}(\%)}{100} \rightarrow \frac{(5500)^2}{31.5 \times 10^6} \times \frac{10}{100} = \mathbf{0.096 \Omega}$$

Avec : $U_{cc} = 10\%$ d'après la plaque signalétique du transformateur.

Le courant de court-circuit maximal est :

$$I_{cc} = 1,1 \times \frac{U_n}{\sqrt{3} \times Z_{T2}} \rightarrow 1,1 \times \frac{5500}{0.096 \times \sqrt{3}} = \mathbf{36.385 \text{ kA}}$$

La section des conducteurs satisfaisant à la contrainte du court-circuit est :

$$S_2 = \frac{I_{cc} \times \sqrt{t}}{K} \rightarrow S_2 = \frac{36385 \times \sqrt{1}}{143} = \mathbf{254.4 \text{ mm}^2}$$

Avec :

- $t = 1\text{ s}$: le temps de fonctionnement total du dispositif de protection ou la tenue au court-circuit de l'appareillage.
- $0K$: coefficient dépendant du matériau et de l'isolation (Cu/ XLPE $\rightarrow 143$)

La section thermique $S_2 = 254 \text{ mm}^2$ est comparée à la section $S_1 = 630 \text{ mm}^2$ obtenue pour le courant admissible corrigée I_z , la plus grande des deux valeurs est retenue pour garantir la tenue du câble à la fois en fonctionnement normal et en cas de court-circuit donc $S_1 = 5 \times 630 \text{ mm}^2$ est retenue.

Vérification de chute de tension

$$\Delta V = \frac{L \times I_b \times \sqrt{3} \times (R \cos \varphi + X \sin \varphi)}{N}$$

D'après les guides techniques Schneider pour un câble XLPE de 630 mm² :

La Résistance R est environ $0,036 \Omega/\text{km}$ (calculée à la température maximale de fonctionnement de 90°C) et la Réactance X est environ $0,115 \Omega/\text{km}$ pour une pose à plat espacée de $(3 \times d)$.

$$\Delta V = \frac{3306.64 \times \sqrt{3} \times (0,036 \times 0,886 + 0,115 \times 0,463)}{5} L$$

$$\Delta V = 97.52 L \rightarrow \Delta V = \mathbf{97.52 \text{ V par un kilomètre}}$$

$$\text{Avec un pourcentage de } \Delta V_{\%} = \frac{97.52}{5500} \times 100 \rightarrow \Delta V_{\%} = \mathbf{1.77 \% \text{ par un kilomètre.}}$$

La chute de tension de 1.77 % par kilomètre est extrêmement faible et caractérise une installation parfaitement optimisée parce que la valeur est inférieure au 5%, ces résultats servent à minimiser les pertes d'énergie par l'effet de joule (chaleur dans les câbles), même on aura une grande marge de longueur pour le câble, la norme autorise généralement jusqu'à 5 % de chute de tension sur les liaisons HT donc avec la valeur 1.77 % par kilomètre, le câble de 650 mm² pourrait parcourir plus de 2 kilomètres avant d'atteindre la limite critique.

III.5.4 dimensionnements des câbles du tableau de distribution 5,5 KV

Ces câbles sont représentés les départs vers les moteurs asynchrones puissants alimentés par une moyenne tension.

1. Calcul de la section technique

La détermination de cette section consiste à trouver la section normalisée appartenant au type du câble choisi, et satisfait les trois conditions suivantes :

- Échauffement normal.
- Chute de tension admissible.
- Surcharge due au court-circuit.

2. Calcul de la section selon l'échauffement

La détermination des courants admissibles des canalisations tient compte de plusieurs facteurs de correction liés aux conditions environnementales et aux caractéristiques des conducteurs, l'installation est dimensionnée en fonction des paramètres suivants :

- Le mode de pose
- Le type d'éléments conducteurs
- L'influence mutuelle des autres circuits
- La température ambiante.
- La nature de l'isolant.
- L'intensité nominale du courant d'emploi I_b

Exemple de calcul jeu de barre B-11 charges 5.5 kV :

02-PM-400-2A	PENTAIN RECIRCULATION PUMP	220	0.84	0.837	196.4	128.73	234.845	24.65
--------------	----------------------------	-----	------	-------	-------	--------	---------	--------------

02-PM-4501A	COOLING WATER PUMP MOTOR	365	0.78	0.88	350.9	190.45	399.304	41.91
-------------	--------------------------	-----	------	------	-------	--------	---------	--------------

On a:

$$I_z = \frac{I_b}{f}$$

Dans notre étude on prend $I_{b1} = 24.65 \text{ A}$ et $I_{b2} = 41.91 \text{ A}$ (déjà calculée)

Application des facteur correctifs :

- Température ambiante 45 C: $f_1 = 0,83$
- Espacement $1,5 \times d$ pour multiconducteur : $f_2 = 0,98$
- Groupement des câbles sur les chemins de câble dans le sous-sol du poste : $f_3 = 0.92$

$$f = f_1 \times f_2 \times f_3$$

$$f = 0,83 \times 0,98 \times 0,92 \rightarrow f = 0,75$$

$$I_{z1} = \frac{24.65}{0,75} = 32.86 \text{ A} \quad \text{et} \quad I_{z1} = \frac{41.91}{0,75} = 55.88 \text{ A}$$

Selon les guides techniques de Schneider Electric, le type de conducteur recommandé pour ces deux courant admissible est **Cu** de section **25 mm²** 3conducteur, armés, XLPE avec un courant maximal de **110A** enterrer avec une marge de sécurité moyenne de 50A (45.4%) pour les deux câbles.

3. Calcul de la section selon la chute de tension

Les câbles doivent également être dimensionnés de façon à ce que la chute de tension entre les bornes de la source et de la charge ne dépasse pas les limites suivantes :

- **2%** pour les circuits d'alimentation d'éclairage en charge nominale
- **3%** pour les circuits de dérivation d'éclairage en charge nominale

- **3%** pour les circuits d'alimentation générale en charge nominale
- **3,25 %** pour les circuits de moteurs à haute tension en fonctionnement en charge nominale
- **5%** pour les circuits de moteurs à basse tension en fonctionnement en charge nominale
- **20 %** pour les circuits de moteurs haute et basse tension en conditions de démarrage

La chute de tension sur une canalisation est calculée par la formule précédente

Avec:

- $L = 300\text{m}$, $R = 0,927(\Omega/\text{km})$, $X = 0,126(\Omega/\text{km})$, $I_B = 24.65\text{A}$ ($\cos\varphi = 0,837$) ($\sin\varphi = 0,547$) pour 02-PM-400-2A
- $L = 300\text{m}$, $R = 0,927(\Omega/\text{km})$, $X = 0,126(\Omega/\text{km})$, $I_B = 41.91\text{A}$ ($\cos\varphi = 0,88$) ($\sin\varphi = 0,475$) pour 02-PM-4501A

Calcule de la chute de tension en pourcentage par rapport à la tension d'alimentation

$$\Delta V_{1\%} = 0.19 \% \text{ et } \Delta V_{2\%} = 0.34 \%$$

La chute de tension calculée est inférieure à la chute de tension admissible (3,25%) mentionnée ci-dessus, donc la section de notre câble est convenable **25mm²**

III.7 Conclusion

Ce chapitre m'a permis d'établir une description technique exhaustive et une analyse quantitative rigoureuse de l'installation électrique du complexe gazier GP1Z d'Arzew, en s'appuyant sur les données d'ingénierie originales du projet IHI-ITOCHU de 1982 et sur les informations recueillies lors du stage au département maintenance, l'ensemble des résultats obtenus constitue une base de référence analytique solide, indispensable à la modélisation numérique qui sera conduite sous ETAP dans le chapitre suivant.

Le bilan de puissance de la phase L1 a été établi par application systématique des formules de charge à l'ensemble des sous-bus étendue à l'ensemble de la phase L1 sur ses quatorze sous-bus MT et BT, cette méthode aboutit à une puissance apparente totale de 20675.34 kVA pour une puissance installée de 39287,33 kW, soit un facteur d'utilisation global effectif de $K_s = 0,466$.

Le dimensionnement des câbles a été fait selon trois critères vérifiés successivement, le critère thermique intègre la température ambiante, l'espacement et le groupement, pour le câble d'alimentation HT (63 kV), le courant d'emploi 288,67 A conduit, après la correction, à 344,8 A, justifiant le choix d'une section de 120 mm² Cu XLPE, la vérification au court-circuit dirige à une section $S_2 = 22,2 \text{ mm}^2$, valeur nettement inférieure à 120 mm², confirmant la tenue thermique du câble et la vérification de la chute de tension donne 0,195 % par kilomètre, bien en dessous de la limite de 5 %.

L'ensemble de ces résultats analytiques constituera la référence de validation pour la simulation numérique conduite sous ETAP au chapitre suivant.

Ces résultats serviront de base à la simulation numérique sous ETAP présentée au chapitre suivant, qui me permettra de valider mon travail par un outil de calcul automatisé l'ensemble des choix de dimensionnement vérifiés analytiquement dans ce chapitre.

Chapitre IV : la simulation des résultats obtenus

IV.1 Introduction

Dans notre étude nous avons utilisé plusieurs logiciels de calcul et d'estimation tel que ETAP qui est le principal logiciel de conception de réseau électrique

IV.2 ETAP (Electrical Transient Analyser Program)

C'est la solution d'analyse la plus exhaustive pour concevoir, simuler, gérer et automatiser les systèmes de production, de distribution et d'énergie industrielle. ETAP a été créé en collaboration avec un programme d'assurance qualité établi et est largement utilisé à travers le monde en tant que logiciel à forte influence.

ETAP est entièrement accessible dans quatre langues, avec des rapports de sortie traduits dans six langues différentes. En tant que solution intégrée pour les entreprises, ETAP offre une solution de gestion d'énergie intelligente en temps réel qui permet de surveiller, contrôler, automatiser, simuler et optimiser le fonctionnement des systèmes d'alimentation.



Figure 4.1 : la première fenêtre d'ETAP

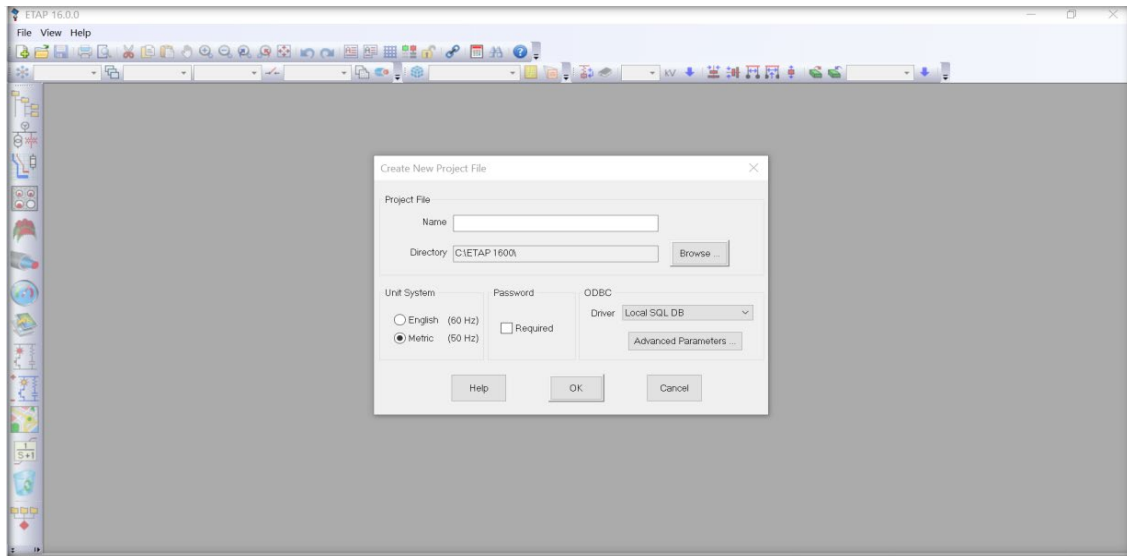


Figure 4.2 :la fenêtre principale de l'ETAP



Figure 4.3 : Barre de menu

La barre de menus propose une liste exhaustive des différentes options du menu. toutes les options permettent d'activer une liste déroulante de commandes, comme les opérations sur les fichiers, l'impression, les conversions de base de données, l'échange de données, les objets OLE, les normes de projet, les paramètres de projet et les options de projet, les bibliothèques, les valeurs par défaut, les polices d'annotation, la base et la révision.

Tableau de bord du projet :



Figure 4.4 : barre d'outils

La barre des outils Les boutons présents dans le projet permettent de raccourcir de nombreuses fonctions couramment utilisées. Ces tâches incluent la création de projets, Création de projets, Gestion de projets, Impression, Pré-impression, Couper, Copier, Coller, Zoom panoramique, Modifier, Restaurer, Zone de texte, Mise en évidence de grille, Analyse de la continuité, Thèmes, Demander un modèle, Ajouter un lien hypertexte et un calculateur au modèle OLV de force, de recherche et d'assistance. Dans la barre d'outils, sélectionnez le bouton Power Grid. Lorsque vous passez sur l'OLV, le curseur devient une icône de Grille de puissance.

Placez un utilitaire à une ligne sur votre diagramme en cliquant n'importe où dans l'OLV.

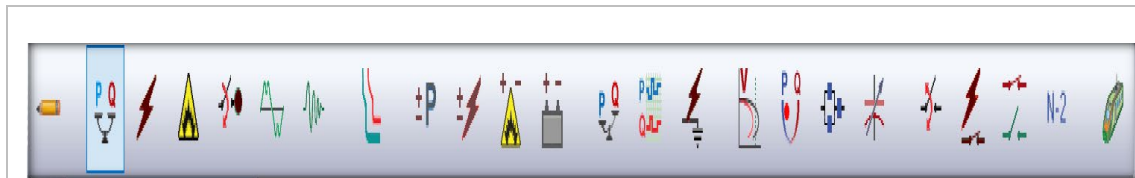


Figure 4.5: Modes d'étude

Mettre à jour les barres d'outils : lorsque vous êtes en mode Edition, les barres d'outils Modifier sont activées. Il est possible de sélectionner, glisser-déposer des éléments CA, CC et d'instrument sur les diagrammes à une ligne en cliquant ou en double-cliquant. De plus, vous avez la possibilité de réaliser les tâches suivantes :

- Afficher et imprimer des rapports de sortie personnalisables (Rapports texte et Crystal)
- Changer les paramètres d'affichage
- Gérer les rapports du calendrier d'accès
- Ajouter de nouveaux systèmes de grille au sol
- Ajouter des réseaux composites et des moteurs composites.

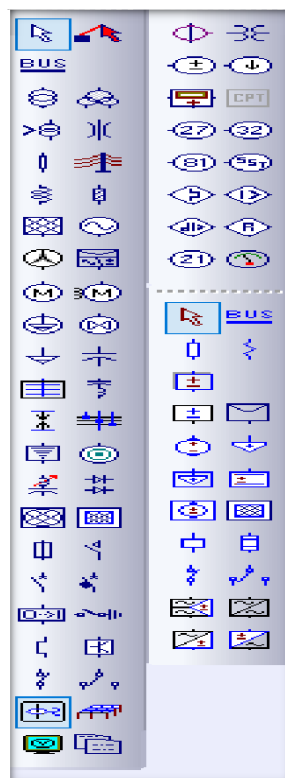


Figure 4.6 : les barres d'outils

IV.3 Utilisation de l'ETAP

Les étapes d'utilisations de l'ETAP se résument comme suit :

1. Ouvrir un nouveau fichier avec son nom.
2. Créer du réseau électrique à étudier.
3. Lancer le modelé de la bibliothèque de simulation.
4. Introduire les données numériques des éléments (générateur, lignes, transfos, charges).
5. Exécuter l'écoulement de puissance.
6. Exécuter la simulation dans le domaine temporel.

IV.4 La simulation des résultats obtenus :

Donc pour la réalisation de schéma de la phase L1 on a séparé les charges 5.5 kV par un seul sous bus et les charges 380 v par un autre, en respectant les données et les valeurs obtenus par le dimensionnement.

The figure shows two side-by-side windows of the 'Lumped Load Editor'.
 Left window (Lump1):
 - Nameplate: 14.487 MVA 5.5 kV (80% Motor 20% Static)
 - Model Type: Conventional, Rated kV: 5.5
 - Ratings: MVA (14.487), MW (13.098), Mvar (6.189), % PF (90.41), Amp (1521)
 - Load Type: Slider at 80% Constant kVA, 20% Constant Z.
 Right window (Lump2):
 - Nameplate: 6.227 MVA 0.38 kV (80% Motor 20% Static)
 - Model Type: Conventional, Rated kV: 0.38
 - Ratings: MVA (6.227), MW (5.212), Mvar (3.408), % PF (83.7), Amp (9461)
 - Load Type: Slider at 80% Constant kVA, 20% Constant Z.

Figures 4.7 : Screenshot des valeurs utilisées pour les deux charges à simuler

The figure shows two side-by-side windows of the '2-Winding Transformer Editor'.
 Left window (T4):
 - Info: 31.5 MVA IEC Liquid-Fill Other 65 C, 63 5.5 kV
 - Impedance: %Z (10), X/R (45), R/X (0.022), %X (9.998), %R (0.222)
 - Z Base: MVA (31.5), Other 65
 Right window (T2):
 - Info: 0 MVA IEC Liquid-Fill Other 65 C, 5.5 0.38 kV
 - Impedance: %Z (8.35), X/R (13), R/X (0.077), %X (8.325), %R (0.64)
 - Z Base: MVA (0), Other 65

Figures 4.8 : paramètres utilisés pour les deux transformateurs 63/5.5 kV et 5.5/0.38kV

Cable Editor - Cable1

Sizing - Phase	Sizing - GND/PE	Reliability	Routing	Remarks	Comment
Info	Physical	Impedance	Configuration	Loading	Capacity
Phys BS6622	Non-Mag.	50 Hz	Code : 120		
XLPE	100 %	33 kV	1/C CU	120	mm ²

Info

ID Cable1

From Bus 1 63 kV

To Bus 2 63 kV

Revision Data

Base

Equipment

Tag #

Name

Description

Condition

Service ☒ In ☐ Out

State As-Built

No. of Conductors / Phase

1

Length

Length 1 km

Tolerance 0 %

Library

Library...

☒ Link to Library

Connection

☒ 3 Phase ☐ 1 Phase

Cable Editor - Cable2

Sizing - Phase	Sizing - GND/PE	Reliability	Routing	Remarks	Comment
Info	Physical	Impedance	Configuration	Loading	Capacity
BS5467	Non-Mag.	50 Hz	Code : 630		
XLPE	100 %	3.3 kV	1/C CU	630	mm ²

Info

ID Cable2

From Bus 3 5.5 kV

To Bus 4 5.5 kV

Revision Data

Base

Equipment

Tag #

Name

Description

Condition

Service ☒ In ☐ Out

State As-Built

No. of Conductors / Phase

5

Length

Length 1 km

Tolerance 0 %

Library

Library...

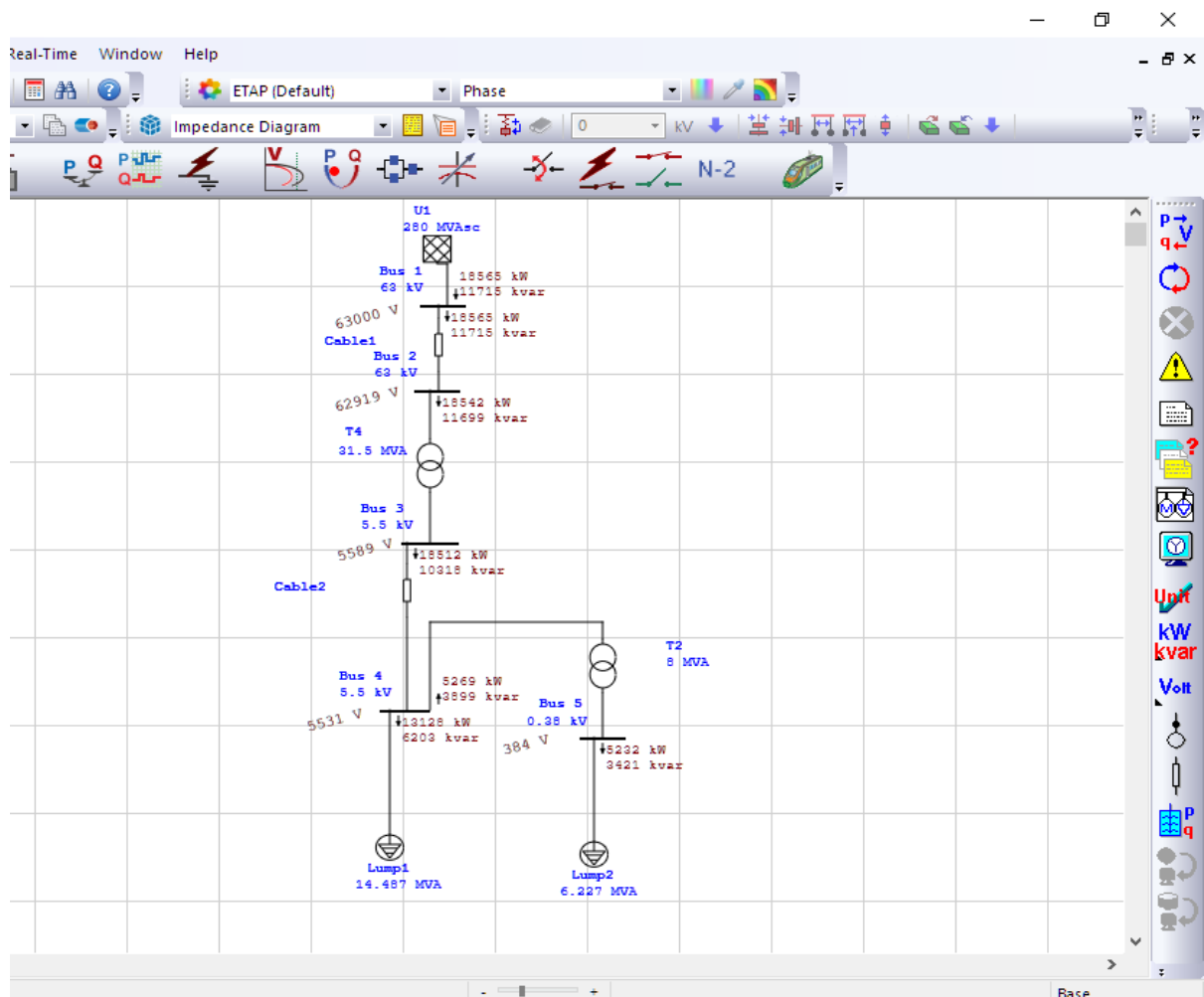
☒ Link to Library

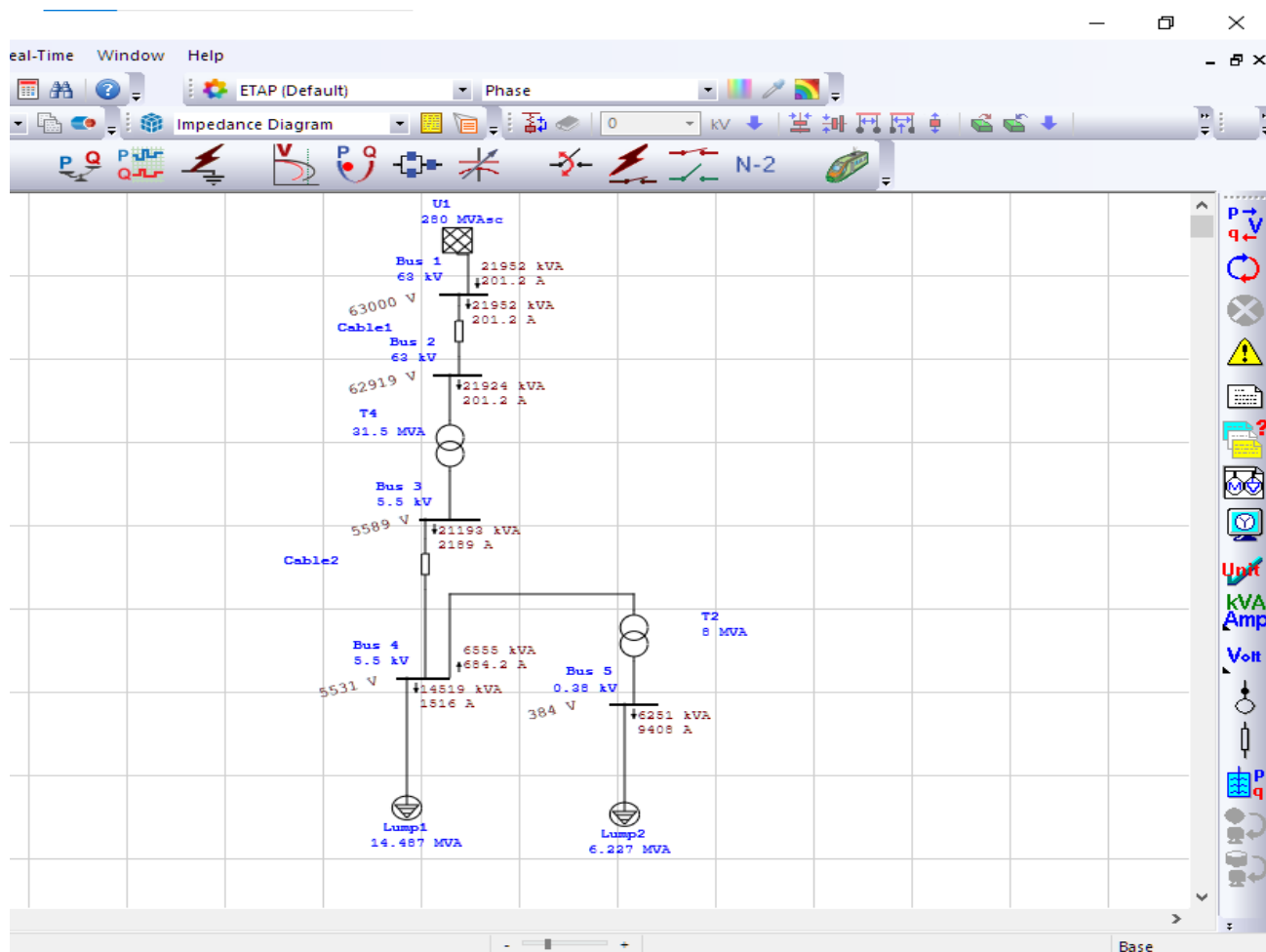
Connection

☒ 3 Phase ☐ 1 Phase

Figures 4.9 : paramètres utilisés pour les deux câbles 63 kV et 5.5 kV

IV.4.1 La simulation de l'écoulement de puissance :





Figures 4.11 : La simulation des puissances dans ETAP

Engineer:

Filename: ksmi

Study Case: LF

Revision: Base

Config.: Normal

Bus Loading Summary Report

Bus			Directly Connected Load								Total Bus Load			
			Constant kVA		Constant Z		Constant I		Generic		MVA	% PF	Amp	Percent Loading
ID	kV	Rated Amp	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar				
Bus 1	63.000										21.924	84.7	200.9	
Bus 2	63.000										21.896	84.7	200.9	
Bus 3	5.500										21.171	87.5	2186.4	
Bus 4	5.500		10.478	4.951	2.651	1.252					20.966	87.8	2187.9	
Bus 5	0.380		4.170	2.726	1.081	0.707					6.274	83.7	9359.4	

* Indicates operating load of a bus exceeds the bus critical limit (100.0% of the Continuous Ampere rating).

Indicates operating load of a bus exceeds the bus marginal limit (95.0% of the Continuous Ampere rating).

Figure 4.12 : Rapport globale de charge pour chaque bus

D'après les schémas représentés, on remarque qu'il n'y a aucun défaut (aucun signe rouge), il apparaît clairement que les puissances requises sont supérieures aux puissances demandées et même la chute de tension est presque nulle grâce aux systèmes LTC Tap des transformateurs, ce qui confirme un

dimensionnement adéquat et des résultats cohérent avec les résultats analytiques.

IV.4.2 La simulation en court-circuit :

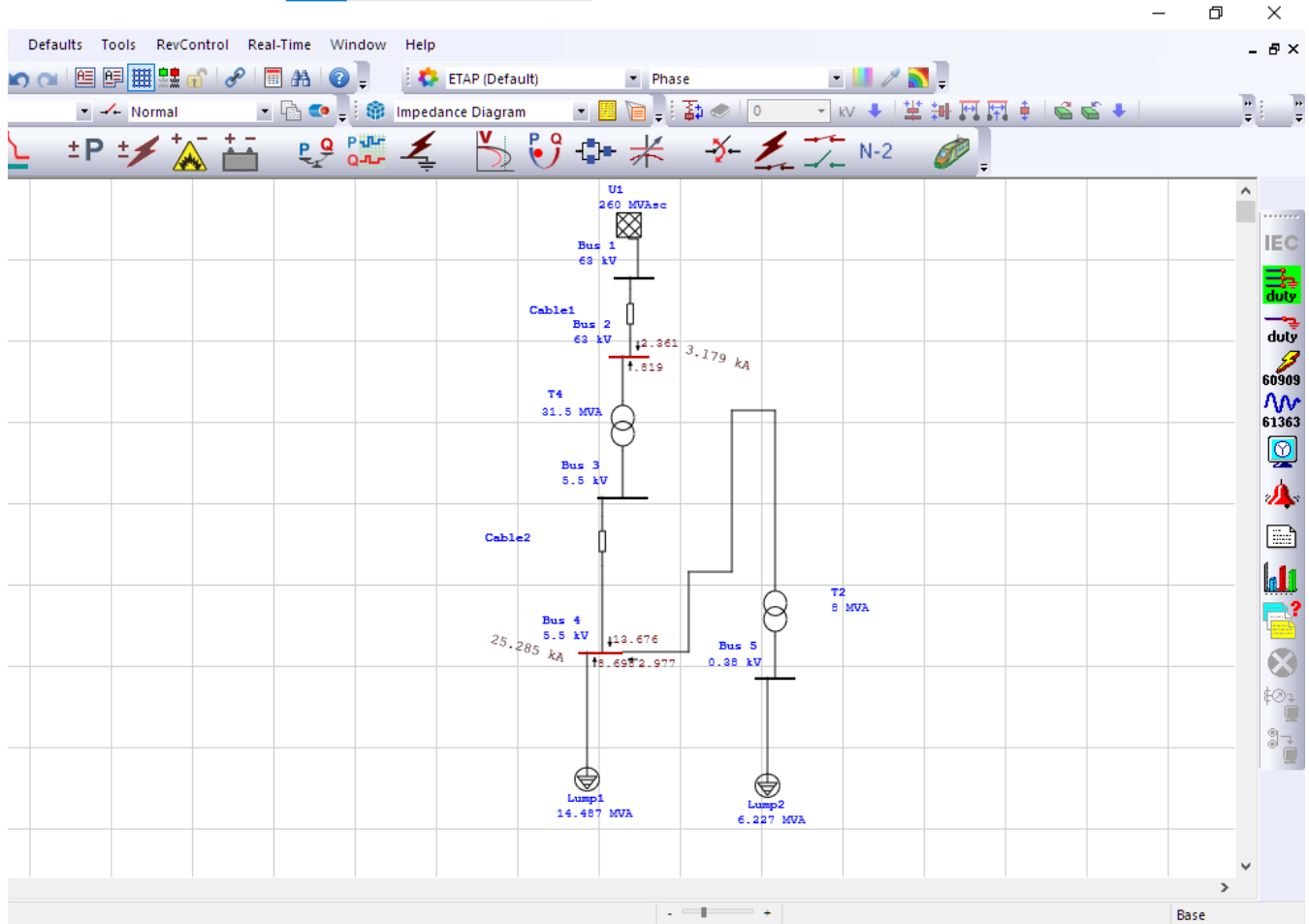


Figure 4.13 : simulation de court-circuit sur ETAP

Filename: kasmi Config.: Normal

Short-Circuit Summary Report

3-Phase Fault Currents

Bus		Device		Device Capacity (kA)				Short-Circuit Current (kA)					
ID	kV	ID	Type	Peak	Ib sym	Ib asym	Idc	I"k	ip	Ib sym	Ib asym	Idc	Ik
Bus 2	63.000	Bus 2	Bus					3.179	7.707				2.361
Bus 4	5.500	Bus 4	Bus					25.285	60.977				13.676

ip is calculated using method C
Ib does not include decay of non-terminal faulted induction motors
Ik is the maximum steady state fault current
Idc is based on X/R from Method C and Ib as specified above

LV CB duty determined based on service rating.
Total through current is used for device duty.

* Indicates a device with calculated duty exceeding the device capability.
Indicates a device with calculated duty exceeding the device marginal limit. (95 % times device capability)

Figure 4.14 : Rapport globale sur le court-circuit

La valeur du courant court-circuit au niveau de tension 63 kV sont presque égaux (analytique 3.175 kA, ETAP 3.179 kA) avec un écart de 4 A (0.12%), cependant la valeur du courant court-circuit au niveau 5.5 kV est différent (analytique 36.38 kA, ETAP 25.28 kA) avec un écart de 11.1 kA (30.5%), cet écart on peut le justifier que peut-être il y a d'autre impédances de court-circuit dans le réseau et ETAP les prend en considération, même on peut dire qu' il y a des récepteurs injectent des courant de défaut sur le jeu de barre.

IV.5 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons étudié et simuler les différentes puissances avec différent paramètres (tension, ampérage...), ainsi que l'effet des courts-circuits sur la tension du réseau électrique, donc ils peuvent provoquer des intensités de court-circuit proches du point de défaut, perturbant ainsi la stabilité et l'efficacité du réseau par la création des tension creux dans les points loin de défaut, ces différences de tension peuvent endommager les équipements sensibles et réduire la qualité de l'alimentation électrique.

La confrontation des résultats de simulation ETAP avec les calculs analytiques du chapitre III nos démontre une cohérence satisfaisante en attestant que le dimensionnement initial effectué par IHI-ITOCHU en 1982 repose sur des bases solides qui ont résisté à l'épreuve des outils numériques modernes. La conception du réseau GP1Z, avec sa redondance systématique des alimentations (N-1 à tous les niveaux), ses marges de charge conservatrices et sa stratégie de compensation réactive locale, constitue un exemple de rigueur d'ingénierie adapté aux contraintes d'un site de traitement d'hydrocarbures à risques élevés.

Conclusion générale

Conclusion Générale

Ce mémoire a été consacré à l'évaluation du dimensionnement des installations électriques et à l'amélioration de la protection du complexe gazier GP1Z d'Arzew, 3ème unité mondiale de traitement GPL avec une capacité de neuf millions de tonnes/an. Lors de notre stage nous avons été informés que ce complexe n'avait jamais été soumis à une vérification de son dimensionnement depuis 1982 jour de sa réception ou bien un control par une simulation numérique moderne pour analyser ces performances. Par ailleurs, ses turbogénérateurs de secours de 18 MW étaient encore équipés de relais électromécaniques obsolètes, dépourvus de mémoire d'événements et d'interface de communication. L'objectif principal était d'évaluer le dimensionnement de cette installation et l'amélioration de la protection ainsi d'acquérir un savoir-faire sur la conception des installations industrielles. Notre analyse a été limitée à la moitié, de de l'installation alimentée par la phase L1, d'une part, pour alléger le calcul et réduire le nombre des départs et des récepteurs. D'autre part pour réduire les niveaux de tension et les jeux de barres, afin de bien déterminer les coefficients d'utilisation et d'extension au bilan de puissance. En résumé, après le calculé des quatorze sous-bus MT et BT, nous avons obtenu une puissance installée de 39287,33 kW, et une puissance apparente totale de 20675,34kVA. Cependant, le facteur d'utilisation global de 0,466 traduit la redondance systématique actif/secours propre aux installations industrielles ainsi que le facteur de puissance de 88,6 % confirmé l'efficacité de la compensation réactive par batteries. La puissance dimensionnante de 26,88 MVA justifie, conformément à la norme CEI 60076, le choix d'un transformateur normalisé de 31,5 MVA dont le taux de charge en régime normal de 65,63 % se situe dans la plage optimale recommandée. Toute fois le choix du complexe été trois transformateurs dé 17.5 MVA, probablement en 1982 L'Algérie attend des extensions du complexe ou bien à cause de l'importance de la production le concepteur a préféré ajouter un poste sources de secours.

Le dimensionnement des câbles, conduit selon trois critères normatifs successifs, a abouti à la sélection d'une section de 120 mm² Cu XLPE pour la liaison 63 kV (chute de tension de 0,195 %/km) et de cinq câbles de 630 mm² en parallèle pour la liaison 5,5 kV (chute de 1,77 %/km).

Sur le plan de la protection, le relais numérique SEPAM G87 a été retenu pour remplacer les relais électromécaniques des turbogénérateurs. Concentrant quinze fonctions de protection ANSI en un seul équipement compact et communicant avec le système de supervision PSSP via le protocole Modbus TCP/IP, il garantit désormais l'horodatage et l'enregistrement de tout événement, éliminant définitivement l'ambiguïté diagnostique à l'origine de l'incident TG2 de 2013. L'ensemble des choix de dimensionnement a été validé par simulation numérique sous ETAP, le courant au jeu de barres 5,5 kV simulé (2186,4 A) concorde avec la valeur analytique (2170,34 A) avec un écart inférieur à 0,74 %. Ainsi aucun indicateur d'anomalie de tension ou de surcharge n'a été relevé, attestant de la

cohérence globale du dimensionnement originel de 1982. Lors de notre stage en complexe nous avons acquis énormément de savoir-faire commençant par la familiarisation avec le monde industriels, l'expérience, l'analyse et la prise de décision. Ce travail a également été une opportunité précieuse pour appliquer et confronter les connaissances théoriques d'ingénieur à une problématique industrielle concrète et complexe.

En perspective, il est recommandé de procéder en priorité au remplacement des relais électromécaniques par le SEPAM G87 et l'évolution vers la norme IEC 61850 pour la communication des protections, de renforcer quelques départs. Instauré la vérification de la conception périodique ainsi que la simulation par des logiciels numériques.

Références Bibliographique

- [1] Schneider Electric. (2024). *Guide de l'installation électrique : Wiki Installation Électrique*. <https://fr.electrical-installation.org/frwiki/Accueil>
- [2] Chanoun, H. (2021). *Étude et dimensionnement technique d'une installation électrique industrielle* [Mémoire de master]. Université Abderrahmane Mira de Béjaïa.
- [3] Kasmi, M. E., Feghol, M., & Belmoumen, A. (2026). *Rapport de stage de master académique* [Rapport de stage]. Université Abdelhamid Ibn Badis.
- [4] Tahri Mohamed University. *Protection des réseaux électriques* [Polycopié pédagogique de cours]. Université Tahri Mohamed, Béchar.
- [5] Ouatouat, A., & Benzaoui, K. M. S. (2020). *Étude et conception d'une installation électrique industrielle* [Mémoire de master]. Université Kasdi Merbah Ouargla.
- [6] Lilien, J. L. (2006). *Transport et distribution de l'énergie électrique* [Support de cours]. Institut d'Électricité Montefiore, Université de Liège.
- [7] Benouane, M., Zinelabidine, A., & Dehiba, A. (2018). *Remplacement des relais de protection analogiques par un relais numérique* [Mémoire de fin de formation]. Institut Algérien du Pétrole, Boumerdès.
- [8] ETAP. *Resources and webinars*. <https://etap.com/resources>
- [9] Agence de la transition écologique (ADEME). *Publications et ressources techniques*. <https://www.ademe.fr>
- [10] IHI Corporation. (1982, avril). *Document technique B7153-1101-R-2A* (Rév. 2A).
- [11] IHI Corporation. (1982, avril). *Document technique B7150_3101_01_R_2A* (Rév. 2A).
- [12] Le Grand. (2007). *Guide puissance, distribution et puissance jusqu'à 4000A* [Rapport technique].