



REPUBLIQUE DU BENIN

MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE
LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE (MESRS)

UNIVERSITE D'ABOMEY-CALAVI (UAC)

ECOLE POLYTECHNIQUE D'ABOMEY-CALAVI (EPAC)

DEPARTEMENT DE GENIE ÉLECTRIQUE

Option : Energie Electrique

MEMOIRE DE FIN DE FORMATION POUR L'OBTENTION
DU DIPLOME D'INGENIEUR DE CONCEPTION GRADE MASTER

THEME

**Étude des scénarios de fonctionnement du réseau
électrique moyenne tension de la Société Béninoise
d'Énergie Électrique : cas du départ N'dali 33kv au poste
Ganon**

Rédigé par :

HOUNGNIBO Justelle Ulrich Fiacre Djivèdè

Sous la direction de :

Encadreur

Dr. Renaud D'almeida,
Enseignant-Chercheur

Maître mémoire

Dr. (MC) Koffi Patrice CHETANGNY,
Maître de Conférences des Universités du
CAMES
Enseignant-Chercheur à l'EPAC/UAC

Année académique : 2022-2023

REMERCIEMENT

Nous tenons à exprimer notre reconnaissance à toutes les personnes qui ont joué un rôle dans la réussite de ce travail. Avant tout, nous remercions Dieu tout-puissant, pour ses nombreuses bénédictions et tout ce qu'il a apporté dans nos vies. Ensuite, nos sincères remerciements vont à l'endroit :

- ❖ du Directeur de l'EPAC, le Docteur Maître de conférences **Tamegnon Victorien DOUGNON** ;
- ❖ du Directeur Adjoint de l'EPAC, le Docteur Maître de conférences **Chakirath Folakè Arikè SALIFOU** ;
- ❖ du chef du département de Génie Électrique de l'EPAC, le Docteur Maître de conférences **Koffi Patrice CHETANGNY**, notre maître de mémoire pour sa détermination à nous voir réussir, son dévouement pour l'essor de notre département et son amour paternel et le dynamisme démontrés dans l'aboutissement de ce document ;
- ❖ de l'Encadreur du mémoire, le Docteur **Renaud D'ALMEIDA** pour sa disponibilité et le temps qu'il a dédié à la rédaction de notre travail, malgré ses nombreuses obligations ;
- ❖ de mes collègues et amis **Apollinaire HOUNKPETODE, NOUKPOKINNOU Geoffroy, Charles OBA, Abraham OSSA, Madjidi do REGO, Prosper GBADESSI, Wilfried ABOUI, Arnold AMOUSSOU, Maurelle NOUDOFININ, Marius Sosthène MEDANNOU, Galib CHOUTI, Hector DEGBOE** pour leurs conseils et assistances.

DEDICACE

En signe de respect et de reconnaissance, je dédie ce mémoire à :

- ❖ mon feu père **HOUNGNIBO Jean Cyprien**,
- ❖ ma mère **SOSSOU-COUSSI ROSINE** pour le soutien,
- ❖ mon épouse **ZOHOUN EUGENIE BIGNON**,

- ❖ La fratrie **Ben Gustave et Fréjus HOUNGNIBO, Karel, Christiane, Marlyse KPADONOU, Mireille DJIGLA**

HOMMAGES

❖ **Au Président du Jury,**

Dr (MC) **Max Fréjus Owolabi SANYA** Enseignant à l'EPAC, Pour l'honneur que vous nous faites en acceptant de présider ce jury, pour le privilège d'avoir bénéficié de votre présence, pour votre disponibilité, veuillez accepter cher Président du jury l'expression de notre profonde reconnaissance.

❖ **Aux membres du Jury :**

Dr (MC) **Koffi Patrice CHETANGNY**, Maître de Mémoire,

Dr **Pierre AGUEMON**, Examineur ,

Dr **Renaud d'ALMEIDA**, Enseignant à l'EPAC

Pour l'honneur que vous nous faites en acceptant faire partie de ce jury, pour le privilège d'avoir bénéficié de votre présence, pour votre disponibilité, veuillez accepter chers autres membres du jury l'expression de notre profonde reconnaissance.

LISTE DES ABRÉVIATIONS / DÉFINITION

Sigle	Signification
BT	Basse Tension
CA	Courant Alternatif
CCBEE	Compagnie Coloniale de Distribution d'Énergie Électrique
CC	Courant Continu
CEB	Communauté Électrique du Bénin
DT	Direction Technique
END	Énergie Non Distribuée
HTA	Haute Tension catégorie A
HTB	Haute Tension catégorie B
IACM	Interrupteur Aérien à Commande Manuelle
IACT	Interrupteur Aérien à Commande Télécommandé
kA	Kilo Ampère
kV	Kilo Volt
MCA	Millennium Challenge Account
MHI	Manitoba Hydro International
MVA	Méga Volt-Ampère
MW	Mégawatt
NDCC	National de Dispatching Control Center
PAG	Programme d'Actions du Gouvernement
SBEE	Société Béninoise d'Énergie Électrique
SBPE	Société Béninoise de Production d'Électricité
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SONEB	Société Nationale des Eaux du Bénin
TMC	Temps Moyen de Coupure

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1. 1 : Classification selon le niveau de tension.....	- 16 -
Tableau 1-2 : Récapitulatif des conséquences des défauts électriques	- 28 -
Tableau 1-3 : Comparaison des méthodes de localisation	- 33 -
Tableau 2. 1 : Déclenchements au cours des cinq (05) dernières années.....	- 45 -
Tableau 2. 2 : Intervention sur le départ N'dali 33 kV	- 48 -
Tableau 2. 3 : Les valeurs mensuelles des END et PINT.....	- 55 -
Tableau 3. 1 : Récapitulatif des puissances cumulées et calculées	- 68 -
Tableau 3. 2 : Récapitulatif des charges simulées dans le cas du scénario 2	- 73 -

LISTE DES FIGURES

Figure 1. 1 : Hiérarchisation d'un réseau électrique	- 15 -
Figure 1. 2 : Défaut sur le réseau électrique	- 18 -
Figure 1. 3 : Différents types de défauts	- 22 -
Figure 1. 4 : Modèle d'un défaut sur une ligne dans le réseau	- 24 -
 Figure 2. 1 : Organigramme SBEE	- 41 -
Figure 2. 2 : Organisation du NDCC.....	- 43 -
Figure 2. 3 : Poteaux en état de dégradation	- 49 -
Figure 2. 4 : Compact vandalisé et parafoudre défectueux	- 49 -
Figure 2. 5 : Plan de dépannage du départ N'dali	- 52 -
Figure 2. 6 : Évolution des pointes mensuelles 2025 du départ N'dali.....	- 53 -
Figure 2. 7 : Evolution des END et Puissance interrompue (PINT)	- 54 -
Figure 2. 8 : Plan synoptique du départ N'dali 33 kV réalisé sous autoCAD.....	- 57 -
Figure 2. 9 : Représentation interface Simulink.....	- 59 -
 Figure 3. 1 : Représentation schématique en π du transformateur.	- 63 -
Figure 3. 2 : Représentation schématique en π du transformateur.	- 64 -
Figure 3. 3 : Représentation de différents paramètres d'une ligne de transmission.....	- 64 -
Figure 3. 4 : Modélisation d'une charge par son admittance équivalente.....	- 65 -
Figure 3. 5 : Modèle sous Matlab/Simulink d'une charge parallèle	- 65 -
Figure 3. 6 : Modèle général d'une ligne	- 66 -
Figure 3. 7 : Modèle d'un disjoncteur triphasé sur Matlab/Simulink	- 67 -
Figure 3. 8 : Modèle MATLAB/Simulink scenario 1	- 69 -
Figure 3. 9 : Courbe de tension et courant sous MATLAB/Simulink du scénario1	- 70 -
Figure 3. 10 : Évolution temporelle des injections de puissance active et réactive scénario 1 ...-	71 -
Figure 3. 11 : Modèle MATLAB/Simulink scenario 2	- 74 -
Figure 3. 12 : Courbe de tension et courant sous MATLAB/Simulink du scénario 2	- 75 -
Figure 3. 13 :Modèle MATLAB/Simulink scénario 3 après l'amélioration du départ	- 79 -
Figure 3. 14 : Amélioration des performances du réseau après l'intégration des solutions proposées, injection de puissance.....	- 79 -
Figure 3. 15 : Courbe de tension et courant sous MATLAB/Simulink du scénario3, après l'intégration des solutions proposées	- 81 -

RESUME

Ce mémoire porte sur l'étude du réseau moyenne tension 33 kV de la SBEE, appliquée au départ de N'dali alimenté par le poste source de Ganon. Face à la croissance de la demande énergétique et au développement des charges industrielles, ce départ présente des contraintes techniques importantes telles que les chutes de tension, l'augmentation des pertes électriques et les fluctuations des flux de puissance. L'étude vise à analyser le comportement du réseau dans sa configuration actuelle, à identifier les zones critiques et à proposer des solutions techniques permettant d'améliorer ses performances, sa fiabilité et la qualité de service. À cet effet, une modélisation du réseau a été réalisée sous MATLAB afin d'évaluer les flux de puissance, le profil de tension et les pertes électriques. Les résultats obtenus montrent que la partie aval du départ constitue la zone la plus critique en raison de son éloignement du poste source et de la concentration des charges. Pour remédier à ces dysfonctionnements, plusieurs scénarios ont été étudiés, notamment l'intégration de sources de génération décentralisée et la création d'un nouveau poste source en aval. Les simulations réalisées ont mis en évidence une amélioration significative du profil de tension, une réduction des pertes électriques ainsi qu'une meilleure répartition des flux de puissance. Les résultats obtenus confirment la pertinence des solutions proposées et constituent une base d'aide à la décision pour l'optimisation du départ N'dali et, plus largement, d'autres départs similaires du réseau de la SBEE.

Mots-clés : Pertes électriques, Flux de puissance, Fiabilité du réseau, Compensation de puissance.

ABSTRACT

This thesis focuses on the study of operating scenarios for the medium-voltage (MV) electrical distribution network of the SBEE, with a specific case study of the N'dali 33 kV feeder supplied from the Ganon substation. Due to the continuous growth in electricity demand and the integration of high-power industrial loads, this feeder is subject to significant technical constraints, including voltage drops at the end of the line, substantial power injection fluctuations, and increased electrical losses. The main objective of this study is to analyze the current operating conditions of the network, identify critical areas, and propose appropriate technical solutions to enhance its performance, reliability, and quality of service. To achieve this, a detailed network model was developed using MATLAB, enabling simulations related to power flow distribution, voltage profile assessment, and loss evaluation. The results reveal stable operating conditions in the upstream sections of the feeder, industrial load and a long electrical distance from the main substation represents the most critical part of the network. This configuration leads to voltage instability and increased operational stress. To address these issues, several improvement scenarios were investigated, including the integration of distributed generation sources, reactive power compensation, and the establishment of a new substation in the downstream area. Simulation results demonstrate a significant improvement in voltage profiles, a reduction in Joule losses, and enhanced power flow stability, confirming the technical relevance and effectiveness of the proposed solutions. This study highlights the importance of proactive and structured planning in medium-voltage distribution networks to ensure sustainable, reliable, and efficient operation. The findings provide valuable decision-support insights for optimizing the N'dali 33 kV feeder and can be extended to other feeders within the SBEE distribution network.

Keywords : Electrical losses, Power flow, Network reliability, Reactive power compensation

Introduction générale

L'énergie électrique constitue le moteur indispensable au développement socio-économique de toute nation moderne. Au Bénin, le secteur de l'énergie est au cœur des réformes structurelles portées par le gouvernement à travers le Programme d'Actions du Gouvernement (PAG), visant à garantir une autonomie énergétique et une fourniture de qualité à l'ensemble de la population. En effet, l'objectif du gouvernement Béninois contenu dans les axes prioritaires du PAG est d'impulser le développement économique à travers la production et la fourniture d'une énergie électrique fiable et abondante sur toute l'étendue du territoire béninois, en impactant autant que faire se peut, les industries, les services, les ménages, et les infrastructures sociocommunautaires[1],[2] et [3]... etc.Des initiatives majeures pour accroître l'accès à l'électricité pour les ménages, les entreprises, les administrations publiques et les infrastructures communautaires, sont ainsi lancées avec l'appui des PTF. Cependant, de nombreuses zones rurales ne reçoivent pas une énergie électrique de qualité ou carrément, restent privées d'électricité, ce qui entraîne la fermeture ou la sous-utilisation d'infrastructures, la détérioration des services et l'insécurité.

Par ailleurs, dans un contexte marqué par une augmentation continue de la demande énergétique, l'intégration croissante des énergies renouvelables décentralisées et le développement des réseaux intelligents, les réseaux de distribution sont soumis à des contraintes de plus en plus importantes.(Agence Française de Développement (AFD), « Réduire les disparités et augmenter l'accès à l'électricité au Bénin — Projet PEDER », *afd.fr*) Ces contraintes se traduisent notamment par une sensibilité accrue aux perturbations et aux défauts électriques. Les défauts constituent l'une des principales causes d'interruptions de la fourniture d'électricité, de dégradation prématurée des équipements et de pertes économiques significatives pour les exploitants de réseaux et les consommateurs.

De nos jours, avec l'augmentation continue de la demande énergétique, le réseau de distribution en Haute Tension de type A (HTA) fait face à des défis majeurs. L'urbanisation galopante et l'augmentation de la demande industrielle entraînent souvent des surcharges d'ouvrages, des chutes de tension importantes et des pertes techniques élevées. Le départ N'dali 33 kV, issu du poste source de Ganon situé dans la ville de Parakou, n'échappe pas à cette réalité. Il convient de souligner que le Poste Source de Ganon, dessert la ville de Parakou, de N'dali, de Nikki jusqu'à Kalalé, ainsi que les localités de ces différentes communes. Ainsi, le tronçon stratégique de N'dali qui fait l'objet de la présente étude et qui dessert une zone à fort potentiel de

croissance, présente aujourd'hui des signes de vulnérabilité qui compromettent la continuité de service de la SBEE dans cette zone et environ.

La problématique centrale de ce travail réside donc dans l'apport des solutions idoines à l'incapacité actuelle du réseau à faire transiter la puissance sollicitée en permanence et en temps réel par les consommateurs, en répondant efficacement à la demande croissante tout en respectant les normes de chute de tension admissibles. Dès lors, il s'agit d'évaluer comment optimiser l'architecture et le fonctionnement du départ N'dali pour assurer une distribution d'énergie fiable et performante.

L'objectif principal de ce mémoire, intitulé « **Étude des scénarios d'amélioration du réseau électrique moyenne tension de la SBEE : cas du départ N'dali 33 kV au poste Ganon** », est de proposer des solutions techniques viables afin de renforcer la performance opérationnelle de ce départ. Pour y parvenir, notre démarche s'articulera autour de quatre axes :

- le diagnostic technique de l'état actuel du départ grâce aux données actualisées du réseau ;
- modélisation du réseau dans le but d'étudier ses différents scénarios de fonctionnement ;
- amélioration des performances du réseau ;
- proposition des solutions adaptées au bon fonctionnement du réseau.

Le présent document est structuré en trois chapitres : le premier présente le cadre théorique de l'étude et les généralités sur les réseaux HTA ; le deuxième expose la méthodologie et le diagnostic du départ N'dali ; enfin, le troisième chapitre développe les scénarios d'amélioration et l'interprétation des résultats obtenus.

HYPOTHESE

- L'intégration d'une génération décentralisée dans la zone aval du départ N'Dali permet de réduire les flux de puissance transitant sur les longues distances et de diminuer les pertes techniques du réseau.
- La compensation de puissance réactive améliore le profil de tension du départ N'Dali et contribue à la réduction des pertes de puissance dans les lignes.
- La création d'un nouveau poste source dans la partie aval du réseau améliore la répartition des charges, réduit les chutes de tension et renforce la continuité de service.

OBJECTIF GENERAL

L'objectif général est d'effectuer l'état des lieux de la ligne moyenne tension du départ de N'dali et de proposer des solutions pouvant permettre l'amélioration des performances techniques du réseau HTA 33 kV du départ N'dali au poste source de Ganon, afin d'assurer une meilleure qualité de tension, une fiabilité accrue et une continuité optimale du service électrique.

OBJECTIFS SPECIFIQUES

L'objectif général est décliné en plusieurs objectifs spécifiques qui sont :

- ❖ Etudier le fonctionnement actuel du réseau HTA du départ N'dali 33 kV ;
- ❖ Evaluer les performances électriques du réseau (profil de tension, pertes, surcharge) ;
- ❖ Proposer des scénarios d'amélioration adaptés ;
- ❖ Modéliser le réseau HTA du départ N'dali 33 kV.

CHAPITRE 1 : REVUE DE LITTERATURE SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES

INTRODUCTION PARTIELLE

La fiabilité d'un système électrique se mesure à sa capacité à maintenir une fourniture d'énergie continue face aux aléas techniques et environnementaux. Dans cette perspective, la compréhension des défauts électriques constitue un préalable indispensable à toute étude d'amélioration de réseaux de distribution électrique. Le présent chapitre de revue de littérature a pour vocation de synthétiser l'état des connaissances théoriques relatives aux perturbations des réseaux orchestrées sur les réseaux de distribution HTA. Nous aborderons la classification des défauts ; qu'ils soient symétriques ou dissymétriques, fugitifs ou permanents, tout en analysant leurs causes physiques et leurs conséquences sur la stabilité des infrastructures.

1.1. Généralités sur les réseaux de distribution électrique

Dans la Chaîne d'un ouvrage électrique partant de la production de l'énergie électrique, le transport de l'énergie produite via le réseau de transport HTB jusqu'aux différents consommateurs (industriels et ménages), les réseaux électriques de distribution représentent quasiment la dernière étape de l'acheminement de l'énergie électrique avant son utilisation par les consommateurs finaux composés notamment des industries, les hôtels, les services publics, etc. Ainsi, les réseaux de distribution moyenne tension assurent la distribution de l'électricité à des niveaux de tensions intermédiaires, généralement compris entre 1 kV et 50 kV, avant sa transformation en basse tension. Ces réseaux sont désignés sous le terme de réseaux HTA ou réseaux moyenne tension, selon les normes et les pratiques locales [1].

La structure des réseaux de distribution peut prendre plusieurs formes.

- Les réseaux radiaux sont des réseaux qui se caractérisent par leur alimentation d'énergie à partir d'une seule artère, (voire la figure 1-1). Ils sont les plus répandus en raison de leur simplicité et de leur faible coût d'exploitation. Toutefois, ils présentent une faible redondance, ce qui les rend sensibles aux défauts.
- Les réseaux bouclés, qu'ils soient exploités en boucle ouverte ou fermée, se distinguent par leur grande fiabilité ; toutefois, leur gestion technique nécessite des systèmes de protection et de sélectivité plus élaborés. Le choix de la topologie dépend de critères techniques, économiques et géographiques.

Les réseaux moyenne tension peuvent être réalisés sous forme de lignes aériennes, de câbles souterrains ou de configurations mixtes selon l'environnement. Les lignes aériennes sont plus économiques et plus faciles à maintenir, mais elles sont fortement exposées aux conditions

climatiques et environnementales plus rudes. Les réseaux souterrains, bien que plus coûteux, offrent une meilleure fiabilité et une meilleure intégration urbaine, mais présentent des difficultés accrues en matière de localisation des défauts [2]. En termes de comparaison de coût, la construction du kilomètre (km) de réseau HTA aérien revient à 12000000 FCFA contre 28000000 FCFA pour le réseau souterrain pouvant transiter la même quantité d'énergie d'après le prix de section de la SBEE et demande de cotation.

Un élément fondamental du fonctionnement des réseaux HTA est le régime de neutre, qui influence directement le comportement du réseau en cas de défaut à la terre. Les principaux régimes de neutre utilisés sont le neutre isolé, le neutre compensé et le neutre directement ou résistance mis à la terre. Chaque régime présente des avantages et des inconvénients en termes de sécurité, de courants de défaut et de continuité de service.

Les contraintes d'exploitation des réseaux de distribution incluent la nécessité d'assurer une alimentation fiable et continue, de limiter les pertes d'énergie, de maintenir la qualité de l'électricité et de garantir la sécurité des personnes et des équipements. Ces contraintes rendent la gestion des défauts particulièrement critique et justifient l'importance des études consacrées à leur analyse et à leur maîtrise.

Un défaut électrique est une perturbation ou une déviation des grandeurs électriques (courants, tensions) par rapport à leur fonctionnement nominal, provoquant des déséquilibres, des surintensités ou des pertes de service.

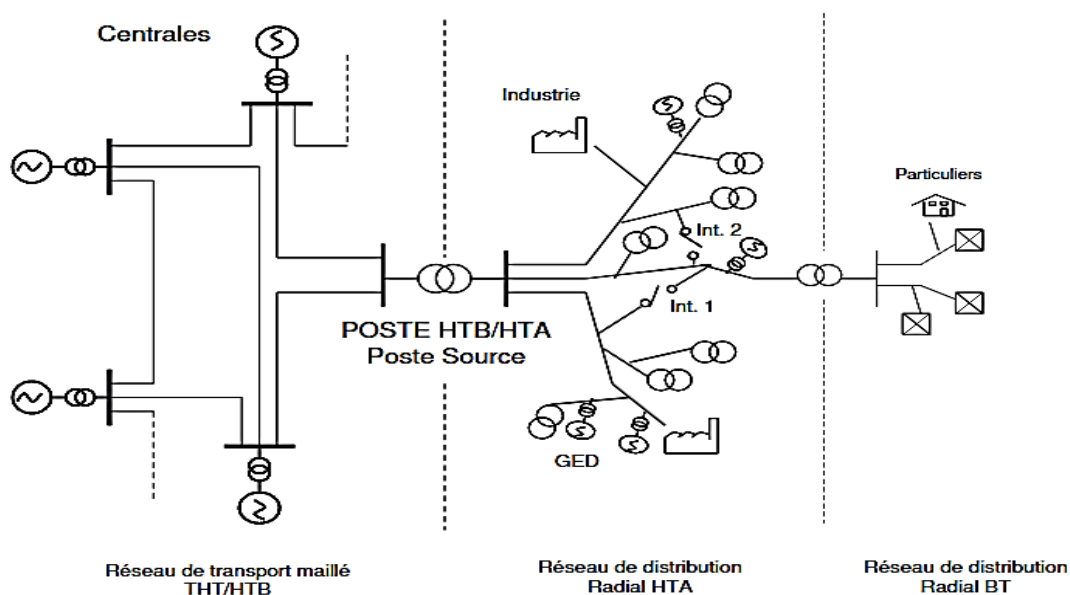


Figure 1. 1 : Hiérarchisation d'un réseau électrique

Les réseaux de transport à très haute tension (THT) transportent l'énergie des centres de production vers les régions consommatrices. Ces réseaux sont souvent interconnectés via les postes sources, réalisant la mise en commun de l'ensemble des moyens de production à disposition de tous les consommateurs. Les réseaux de répartition à haute tension (HT) assurent, à l'échelle régionale, la desserte des points de livraison à la distribution. Les réseaux de distribution sont les réseaux d'alimentation de l'ensemble de la clientèle, à l'exception de quelques gros clients industriels alimentés directement par les réseaux THT et HT [3]. Les réseaux sont classés selon le niveau de tension donné par la norme française UTE C18-510 en cinq domaines tels qu'illustrés dans le tableau 1.1 :

Tableau 1. 1 : Classification selon le niveau de tension

TENSION	TBT	BTA	BTB	HTA	HTB
ALTERNATIVE	$U \leq 50V$	$50V < U \leq 500V$	$500V < U \leq 1000V$	$1000V < U \leq 50000V$	$U > 50000V$
CONTINUE	$U \leq 120V$	$120V < U \leq 750V$	$750V < U \leq 1500V$	$1500V < U \leq 75000V$	$U > 75000V$

1.2. Notions fondamentales sur les défauts électriques

Les défauts électriques constituent des événements anormaux susceptibles d'affecter le fonctionnement des réseaux de distribution et de compromettre leur fiabilité. Dans les réseaux électriques, et en particulier dans les réseaux HTA, la compréhension des mécanismes fondamentaux liés aux défauts est indispensable pour concevoir des stratégies de protection efficaces et assurer la continuité de service.

Un défaut électrique peut être défini comme toute perturbation du régime normal de fonctionnement d'un réseau électrique entraînant une modification significative des valeurs des tensions, des courants ou de leurs relations de phase. En fonctionnement normal, le réseau est caractérisé par des tensions équilibrées, des courants proportionnels aux charges alimentées et une circulation de puissance conforme aux conditions de conception. L'apparition d'un défaut rompt cet équilibre et provoque des phénomènes transitoires ou permanents pouvant être dangereux pour les équipements et les personnes.

Dans les réseaux HTA, les défauts sont principalement liés à des problèmes d'isolement entre conducteurs ou entre un conducteur et la terre ou la masse. L'isolement électrique, assuré par des matériaux spécifiques tels que les isolateurs, les gaines de câbles ou l'air dans le cas des lignes aériennes, joue un rôle fondamental dans le maintien du fonctionnement normal du

réseau. Toute dégradation de cet isolement peut conduire à l'apparition d'un défaut, généralement sous la forme d'un court-circuit ou d'un défaut à la terre [3].

Les grandeurs électriques affectées par un défaut sont essentiellement la tension et le courant. Lorsqu'un défaut survient, la tension au point de défaut chute brutalement, tandis que le courant augmente de manière significative. L'amplitude de cette augmentation dépend de plusieurs facteurs, notamment l'impédance du réseau, la distance entre la source et le point de défaut, ainsi que la nature du défaut lui-même. Dans certains cas, en particulier pour les défauts à haute impédance, l'augmentation du courant peut rester relativement faible, rendant la détection plus difficile.

Le courant de défaut, souvent assimilé au courant de court-circuit, est l'un des paramètres les plus importants pour l'analyse des défauts. Il représente le courant qui circule dans le réseau lorsqu'une liaison anormale se produit entre des points de potentiels différents. Dans les réseaux HTA, les courants de court-circuit peuvent atteindre des valeurs très élevées, capables de provoquer des échauffements importants, des efforts électrodynamiques sur les conducteurs et des dommages irréversibles sur les équipements tels que les transformateurs, les disjoncteurs et les câbles [3].

L'étude des courants de court-circuit repose généralement sur des modèles simplifiés du réseau, dans lesquels les sources sont représentées par des générateurs équivalents et les lignes par leurs impédances. Ces modèles permettent d'estimer les courants maximaux susceptibles d'apparaître en cas de défaut, information essentielle pour le dimensionnement des équipements et le réglage des dispositifs de protection. Les normes internationales imposent d'ailleurs des calculs systématiques des courants de court-circuit lors de la conception et de l'exploitation des réseaux électriques.

Un autre aspect fondamental des défauts électriques est leur caractère transitoire ou permanent. Lorsqu'un défaut apparaît, il est généralement accompagné d'un régime transitoire durant lequel les grandeurs électriques évoluent rapidement avant d'atteindre un nouvel état stable ou avant l'élimination du défaut par les protections. Ces phénomènes transitoires peuvent inclure des surtensions, des oscillations et des courants impulsionnels, qui doivent être pris en compte dans l'analyse du comportement du réseau.

Dans le cas des défauts permanents, la persistance de l'anomalie nécessite l'intervention des dispositifs de protection pour isoler la partie défectueuse du réseau. À l'inverse, certains défauts, dits temporaires ou fugitifs, peuvent disparaître spontanément après une coupure brève

de l'alimentation. Ce type de défaut est fréquent dans les réseaux aériens et justifie l'utilisation de dispositifs de réenclenchement automatique afin de rétablir rapidement le service.

Enfin, il convient de souligner que le comportement du réseau en cas de défaut dépend fortement du régime de neutre adopté. Le courant de défaut à la terre, en particulier, peut varier considérablement selon que le neutre est isolé, compensé ou directement mis à la terre. Cette dépendance influence non seulement l'amplitude des courants de défaut, mais également les méthodes de détection et de protection utilisées dans les réseaux HTA.

Ainsi, les notions fondamentales relatives aux défauts électriques constituent une base indispensable pour l'étude approfondie des réseaux de distribution. La figure 1-2 met en évidence les conséquences thermiques et physiques d'un court-circuit franc, on observe un arc électrique intense associé à une émission de fumée, caractéristique d'une défaillance critique de l'équipement sur son support.



Figure 1. 2 : Défaut sur le réseau électrique

1.3. Classification des défauts dans les réseaux électriques

Un défaut est un état anormal du réseau (rupture d'isolement, impédance nulle) qui modifie les paramètres électriques (U, I, f, ϕ).

La classification des défauts électriques est une étape cruciale pour analyser le comportement du réseau, dimensionner les équipements et concevoir des systèmes adaptés ; ces défauts peuvent être appréhendés selon plusieurs typologies :

a) Classification selon la Nature Électrique

- Défauts Parallèles (Shunt) : Caractérisés par une chute brutale de l'impédance entre conducteurs ou vers la terre (courts-circuits). Ils provoquent des surintensités massives.
- Défauts Série (Circuit Ouvert) : Rupture d'un conducteur ou fusion d'un fusible. Ils entraînent un déséquilibre des courants et des tensions sans nécessairement provoquer de surintensité immédiate.

b) Classification par Symétrie et Phases

- Défauts Asymétriques (Déséquilibrés) :
 - i. Monophasé-Terre (Ph-G) : Le plus fréquent (80 % des cas), souvent dû à la foudre ou au contact avec un objet relié à la terre.
 - ii. Biphasé (Ph-Ph) : Court-circuit entre deux phases.
 - iii. Biphasé-Terre (Ph-Ph-G) : Contact entre deux phases et la terre.
- Défauts Symétriques (Équilibrés) :
 - i. Triphasé : Les trois phases sont en contact. C'est le défaut le plus rare mais le plus sévère, utilisé pour dimensionner le pouvoir de coupure du matériel.

c) Classification selon l'Impédance de Défaut

- Défaut Franc : Impédance de contact quasi nulle ($Z_f = 0$).
- Défaut Impédant (ou Résistant) : Impédance non négligeable (arc électrique, branche d'arbre). Le courant de défaut est limité, ce qui peut tromper certaines protections de distance.

d) Classification selon la Persistance Temporelle

- Défauts Fugaces : Disparaissent après une brève mise hors tension (arc ionisé par la foudre).

- Défauts Permanents : Nécessitent une intervention humaine (câble rompu, isolateur cassé).
- Défauts Auto-extincteurs : Disparaissent sans action des protections (très fréquents sur les réseaux à neutre compensé).

En effet, chaque type de défaut présente des caractéristiques électriques spécifiques, des causes distinctes et des conséquences variables sur le fonctionnement du réseau. La littérature propose plusieurs critères de classification des défauts, fondés notamment sur le nombre de phases impliquées, la présence d'un contact d'un conducteur avec la terre, la durée du défaut et sa nature électrique.

Dans les réseaux triphasés, on distingue principalement les défauts monophasés, biphasés et triphasés.

- Le défaut monophasé est caractérisé par la mise en contact d'une seule phase avec la terre ou avec un autre élément conducteur. Ce type de défaut est le plus fréquent dans les réseaux HTA, en particulier dans les réseaux aériens, où il peut être causé par la chute d'un conducteur, le contact avec la végétation ou la dégradation d'un isolateur. Le défaut monophasé à la terre se manifeste généralement par un déséquilibre des tensions et l'apparition d'un courant homopolaire dont l'amplitude dépend fortement du régime de neutre du réseau. Le défaut biphasé correspond à un court-circuit entre deux phases du réseau, sans contact direct avec la terre. Ce type de défaut est moins fréquent que le défaut monophasé, mais il engendre généralement des courants de court-circuit plus élevés. Les défauts biphasés peuvent résulter d'un affaissement de conducteurs, d'un défaut d'isolement entre phases ou d'une défaillance mécanique des supports ou d'un obstacle qui tombent sur les deux causant ainsi un court-circuit. Par ailleurs, lorsque deux phases entrent simultanément en contact avec la terre, on parle alors de défaut biphasé à la terre, qui combine les caractéristiques des défauts biphasés et des défauts à la terre. Le défaut triphasé est caractérisé par la mise en court-circuit simultanée des trois phases, avec ou sans contact avec la terre. Bien que ce type de défaut soit relativement rare dans les réseaux de distribution, il est considéré comme le plus sévère en raison des courants très élevés qu'il engendre. Les défauts triphasés sont souvent utilisés comme référence pour le dimensionnement des équipements, car ils représentent le cas le plus contraignant ou critiques en termes de sollicitations thermiques et électrodynamiques.

Une autre classification importante des défauts repose sur la présence ou l'absence de la terre dans le chemin du courant de défaut. Les défauts à la terre constituent une catégorie spécifique

particulièrement étudiée dans les réseaux HTA. Ils apparaissent lorsqu'un conducteur de phase entre en contact avec la terre ou avec une masse conductrice reliée à la terre. Le comportement de ces défauts dépend fortement du régime de neutre adopté, qui conditionne l'amplitude du courant de défaut et la gravité des conséquences associées. Dans les réseaux à neutre isolé ou compensé, les courants de défaut à la terre sont généralement limités, ce qui permet parfois la poursuite temporaire de l'exploitation, mais complique la détection du défaut [4].

Les défauts peuvent également être classés selon leur durée :

- les défauts transitoires sont de courte durée et disparaissent spontanément sans intervention humaine, souvent après une brève coupure de l'alimentation. Ils sont fréquents dans les réseaux aériens et sont généralement causés par des phénomènes externes tels que les surtensions atmosphériques ou les contacts fugitifs avec des objets étrangers.
- les défauts temporaires persistent pendant une durée limitée mais nécessitent parfois une action de protection pour être éliminés ;
- les défauts permanents ne disparaissent pas d'eux-mêmes et requièrent une intervention de maintenance pour être corrigés. Cette distinction est essentielle pour la mise en œuvre de stratégies de réenclenchement automatique et pour la gestion de la continuité de service.

La littérature distingue également les défauts selon leur nature électrique, en particulier en fonction de l'impédance du chemin de défaut :

- les défauts dits francs sont caractérisés par une faible impédance, ce qui entraîne des courants de défaut élevés et facilement détectables par les protections classiques ;
- les défauts à haute impédance présentent une impédance élevée, limitant le courant de défaut à des valeurs parfois proches du courant nominal. Ces défauts sont particulièrement dangereux, car ils peuvent passer inaperçus tout en représentant un risque important pour la sécurité des personnes et des installations. La détection des défauts à haute impédance constitue ainsi un domaine de recherche actif dans les réseaux de distribution une autre catégorie importante est celle des défauts évolutifs. Un défaut évolutif débute généralement sous une forme simple, telle qu'un défaut monophasé à la terre, puis évolue progressivement vers un défaut plus complexe, par exemple un défaut biphasé ou triphasé, en raison de la dégradation continue de l'isolement. Ce type de défaut est particulièrement critique, car il peut conduire à une aggravation rapide de la situation si aucune action corrective n'est entreprise à temps.

Enfin, les défauts peuvent être classés selon leur localisation et leur étendue dans le réseau. Les défauts localisés affectent un point précis ou un tronçon limité du réseau, tandis que les défauts étendus peuvent concerner plusieurs équipements ou sections, notamment dans le cas de phénomènes climatiques extrêmes. Cette classification est importante pour l'analyse de la propagation des perturbations et pour la mise en place de stratégies de protection sélectives.

En synthèse, la classification des défauts dans les réseaux électriques repose sur une combinaison de critères complémentaires, permettant de caractériser précisément les situations de fonctionnement anormal. Cette diversité de défauts justifie la complexité des systèmes de protection et souligne la nécessité d'approches adaptées pour leur détection, leur localisation et leur élimination. Les chapitres suivants s'attacheront à analyser les causes des défauts ainsi que leurs effets sur les réseaux et les équipements. La figure 1-3 montre les différents types de défauts.

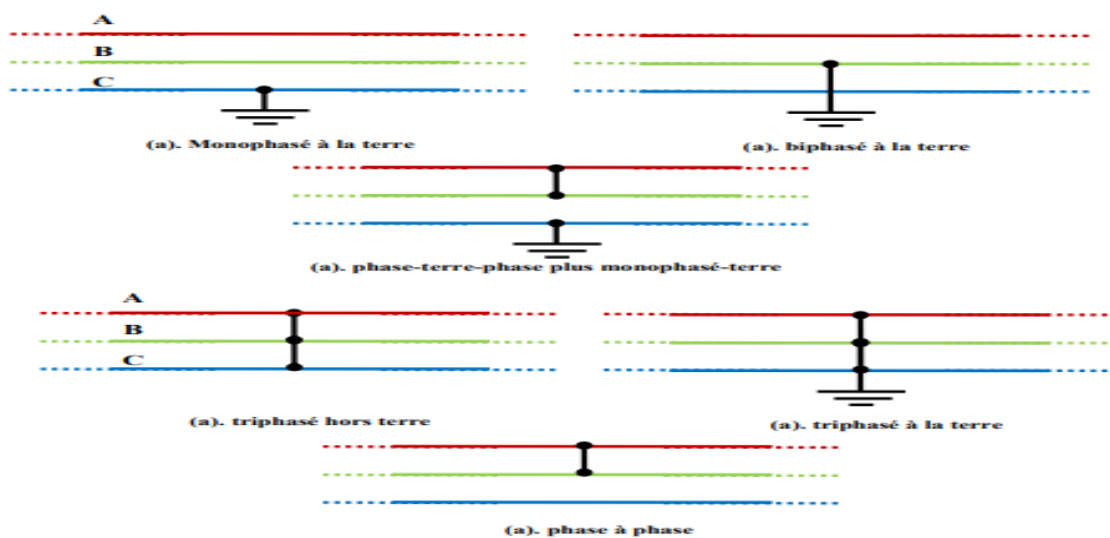


Figure 1. 3 : Différents types de défauts

1.4. Origines et causes des défauts dans les réseaux électriques

Il existe divers incidents susceptibles d'affecter le fonctionnement d'un réseau électrique, qui peuvent être classés selon plusieurs critères :

Par origine

- ❖ Mécanique : les défauts mécaniques sont relatifs à la rupture de conducteurs, ou à un mauvais câblage, ou à une présence d'un objet étranger comme une branche ou un animal, créant un contact franc du câble avec la masse ou la terre et occasionnant souvent la rupture du câble en défaut ;
- ❖ Surtension électrique : interne (surtension de manœuvre) ou externe (foudre) ;
- ❖ Dégradation de l'isolement : due à la chaleur, à l'humidité, au vieillissement ou à une atmosphère corrosive [5].

Par la nature de la connexion

- ❖ Court-circuit franc : deux points non isolés ou non protégés se touchent directement ;
- ❖ Court-circuit impédant : les deux points en court-circuit sont reliés par un milieu impédant, comme un arbre [5].

Par la nature des défauts

- ❖ Défaut permanent : nécessitant une intervention humaine pour rétablir le service, tel que la rupture d'un support ou d'un conducteur ;
- ❖ Défaut auto-extincteur : se dissipant rapidement sans déclencher les organes de protection
- ❖ Défaut fugitif : disparaissant après une ou plusieurs coupures brèves du réseau d'alimentation ;
- ❖ Défaut semi-permanent : disparaissant après une ou plusieurs coupures prolongées du réseau d'alimentation [5].

1.5. Modélisation électrique des défauts dans les réseaux électriques

La modélisation électrique des défauts constitue une étape fondamentale dans l'analyse du comportement des réseaux électriques en situation anormale. Elle permet de représenter de manière simplifiée mais représentative les phénomènes physiques associés aux défauts, afin d'en évaluer les effets sur les tensions, les courants et les équipements du réseau. Dans les réseaux de distribution HTA, la modélisation des défauts est largement utilisée pour le calcul des courants de court-circuit, le dimensionnement des équipements, le réglage des protections et la simulation des scénarios de défaut. La figure 1-4 ci-dessous montre le modèle d'un défaut dans un réseau électrique.

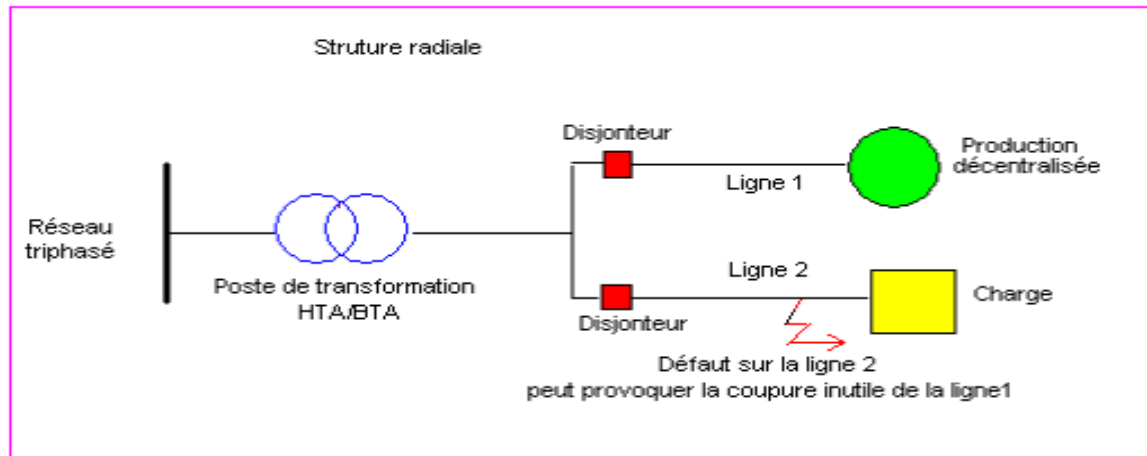


Figure 1. 4 : Modèle d'un défaut sur une ligne dans le réseau

La modélisation d'un réseau électrique en régime de défaut repose généralement sur l'utilisation de schémas équivalents. Dans ces modèles, les sources d'énergie sont représentées par des générateurs équivalents, tandis que les lignes, câbles et transformateurs sont modélisés par leurs impédances électriques. Ces impédances incluent les composantes résistives, inductives et, dans certains cas, capacitives, qui influencent la valeur et la dynamique des courants de défaut. Les charges sont souvent négligées ou simplifiées lors des études de court-circuit, car leur influence est généralement faible comparée à celle des sources.

Dans le cas des défauts monophasés à la terre, la modélisation nécessite la prise en compte du chemin de retour du courant de défaut à travers la terre et les éléments reliés au neutre. Le régime de neutre joue ici un rôle déterminant. Dans un réseau à neutre isolé, le courant de défaut est principalement capacitif et dépend de la capacité des phases saines par rapport à la terre. À l'inverse, dans un réseau à neutre mis à la terre, le courant de défaut est limité par l'impédance de mise à la terre, ce qui simplifie généralement la détection mais augmente les contraintes sur les équipements. La modélisation de ces défauts inclut donc les impédances de terre et les capacités parasites du réseau.

Pour les défauts biphasés et triphasés, la modélisation est généralement plus simple, car le courant de défaut circule principalement entre les phases concernées sans impliquer directement la terre. Dans ces cas, les impédances de ligne et de source dominent le comportement du réseau. Le défaut triphasé équilibré est souvent utilisé comme cas de référence, car il permet d'obtenir les valeurs maximales des courants de court-circuit et de dimensionner les équipements de protection et de coupure [6].

Une approche classique largement utilisée pour la modélisation des défauts dans les réseaux triphasés est la méthode des composantes symétriques. Cette méthode consiste à décomposer un système déséquilibré en trois systèmes équilibrés indépendants : les composantes directe, inverse et homopolaire. Chaque type de défaut peut alors être représenté par une combinaison spécifique de ces composantes, ce qui simplifie considérablement les calculs analytiques. La méthode des composantes symétriques est particulièrement adaptée à l'analyse des défauts asymétriques, tels que les défauts monophasés et biphasés.

La modélisation des défauts peut également inclure des éléments non linéaires, notamment dans le cas des défauts à haute impédance. Ces défauts sont caractérisés par un chemin de courant présentant une résistance variable, souvent dépendante de la tension, de l'humidité ou de la nature du contact. Les modèles utilisés dans la littérature pour ces défauts intègrent parfois des sources non linéaires ou des résistances variables afin de reproduire plus fidèlement le comportement réel du défaut. Bien que plus complexes, ces modèles sont essentiels pour le développement de méthodes avancées de détection.

Dans un contexte de simulation numérique, la modélisation des défauts est mise en œuvre à l'aide de logiciels spécialisés tels que MATLAB/Simulink, PSCAD, EMTP ou DIgSILENT PowerFactory. Ces outils permettent de représenter des réseaux HTA complexes, d'introduire différents types de défauts et d'analyser les réponses transitoires et permanentes du système. Les simulations constituent un outil précieux pour valider les modèles théoriques, tester les réglages des protections et étudier l'impact de nouvelles configurations de réseau [6].

Enfin, la modélisation électrique des défauts doit tenir compte des hypothèses et des limites associées aux modèles utilisés. Les simplifications nécessaires pour rendre les calculs réalisables peuvent introduire des écarts par rapport au comportement réel du réseau. Il est donc essentiel de choisir un niveau de modélisation adapté aux objectifs de l'étude, qu'il s'agisse d'un calcul de court-circuit, d'une analyse de protection ou d'une étude de qualité de l'énergie. En conclusion, la modélisation des défauts constitue un outil indispensable pour l'analyse et la gestion des réseaux électriques de distribution. Elle fournit une base théorique et numérique essentielle pour comprendre les mécanismes des défauts et pour développer des méthodes efficaces de détection, de localisation et de protection, qui seront abordées dans les chapitres suivants.

1.6. Effets des défauts sur le réseau et les équipements

L'apparition d'un défaut dans un réseau électrique, entraîne une série de conséquences qui affectent aussi bien les équipements que l'exploitation globale du réseau. Ces effets peuvent être immédiats ou différés, locaux ou étendus, et leur gravité dépend du type de défaut, de sa durée, de sa localisation et des caractéristiques du réseau. Dans les réseaux de distribution HTA, les effets des défauts constituent une problématique majeure en raison de leur impact sur la continuité de service, la sécurité et la durée de vie des installations.

L'un des principaux effets des défauts électriques est l'augmentation brutale des courants circulant dans le réseau. Les courants de court-circuit générés lors d'un défaut peuvent atteindre des valeurs très élevées, largement supérieures aux courants nominaux. Ces surintensités provoquent des échauffements importants dans les conducteurs, les transformateurs et les appareils de coupure. Si ces échauffements dépassent les limites thermiques admissibles, ils peuvent entraîner une dégradation accélérée des isolants, une fusion des conducteurs ou une détérioration irréversible des équipements. La répétition de défauts, même de courte durée, contribue également au vieillissement prématuré des composants du réseau [6].

Outre les effets thermiques, les défauts génèrent des contraintes mécaniques significatives dues aux forces électrodynamiques associées aux courants élevés. Ces forces peuvent provoquer des déplacements brusques des conducteurs, des déformations mécaniques des jeux de barres ou des efforts importants sur les supports et les isolateurs. Dans les postes électriques, les efforts électrodynamiques peuvent endommager les appareillages de coupure et compromettre leur bon fonctionnement. Ces contraintes mécaniques sont particulièrement critiques lors des défauts triphasés, qui génèrent les courants les plus élevés.

Les défauts ont également un impact direct sur les niveaux de tension dans le réseau. Lorsqu'un défaut survient, une chute de tension importante apparaît au point de défaut et se propage vers les autres parties du réseau. Ces creux de tension peuvent perturber le fonctionnement des équipements sensibles, notamment les moteurs, les dispositifs électroniques et les systèmes de commande. Dans certains cas, des surtensions transitoires peuvent également apparaître, en particulier lors de l'extinction du défaut ou lors des manœuvres de coupure, augmentant le risque de claquage de l'isolement.

Du point de vue de la qualité de l'énergie, les défauts constituent une source majeure de perturbations. Les déséquilibres de tension induits par les défauts asymétriques peuvent entraîner l'apparition de composantes de tension inverse, nuisibles aux machines tournantes.

Les phénomènes transitoires associés aux défauts peuvent également engendrer des harmoniques et des perturbations électromagnétiques susceptibles d'affecter les équipements de communication et de contrôle. La maîtrise de ces perturbations est devenue un enjeu croissant avec le développement des réseaux intelligents et des charges électroniques sensibles. Les défauts électriques ont par ailleurs des conséquences importantes sur la sécurité des personnes. Les défauts à la terre peuvent engendrer des tensions de pas et de contact dangereux, en particulier dans les zones accessibles au public. Les arcs électriques générés lors de certains défauts représentent un risque majeur pour le personnel d'exploitation et de maintenance. La prévention de ces risques nécessite une conception appropriée des mises à la terre, ainsi qu'une détection rapide et fiable des défauts [8].

Sur le plan de l'exploitation, les défauts sont l'une des principales causes d'interruptions de fourniture d'électricité. Les coupures associées à l'élimination des défauts affectent directement les usagers et peuvent entraîner des pertes économiques importantes, notamment pour les clients industriels. La durée et la fréquence des coupures constituent des indicateurs clés de performance des réseaux de distribution, incitant les exploitants à mettre en œuvre des stratégies visant à réduire l'impact des défauts sur la continuité de service.

Enfin, les défauts influencent fortement les stratégies de maintenance et d'investissement des réseaux électriques. Les équipements soumis à des contraintes répétées en raison de défauts fréquents présentent une durée de vie réduite, ce qui augmente les coûts de maintenance et de renouvellement. L'analyse des effets des défauts permet ainsi d'orienter les choix techniques vers des solutions plus robustes et plus résilientes, contribuant à l'amélioration globale de la fiabilité du réseau. Le tableau 1-2 récapitule les conséquences graves des défauts électriques sur les installations et le personnel.

Tableau 1-1 : Récapitulatif des conséquences des défauts électriques

	Défaillances des réseaux urbains interdépendants						
	Énergie électrique	Transports	Télécommunications	Eau & assainissement	Alimentation	Santé	
Défaillance(s) initiale(s)	Énergie électrique	•Fermeture des aéroports, des chemins de fer et perturbations dans la gestion des flux pour le trafic routier et maritime en l'absence du courant (F)	•Arrêt des systèmes informatiques, des services de téléphonie, d'internet ainsi que les services financiers et bancaires (F)	•Arrêt des stations d'eau, de l'approvisionnement en eau potable et des opérations de collecte, stockage et traitement (F)	•Arrêt des appareils électro-ménagers pour la cuisson chez les particuliers et des équipements et machines agricoles et industriels (F)	•Arrêt des équipements électroniques et d'appareils de climatisation aux hôpitaux (F)	
	Transports	•Pannes électriques en cas de rupture d'acheminement du combustible, du personnel ou des pièces (F) •Dommages aux routes/ponts affectent simultanément les lignes électriques (G)	Mobilité des personnes et des biens/marchandises via les autoroutes/routes, le rail, l'aviation, le transport maritime et les pipelines	•Une destruction des tunnels endommage aussi les lignes de télécommunications (G)	•Ruptures de canalisations en cas d'endommagements des routes (G)	•Pénuries alimentaires dues aux dommages aux routes, aéroports et ports (F) •Pénuries dues à l'arrêt des vols aériens par procédure d'urgence (P)	•Perturbations du transfert des patients due à l'impraticabilité des routes (F) •Perturbations des services hospitaliers en cas de suspension du trafic (P)
	Télécommunications	•Arrêt des services informatiques de gestion des données, de surveillance et du contrôle à distance (F)	•Une panne de télécommunication interrompt la logistique des flux de transport (F)	Téléphonie, signalisation GPS, internet et intranets, et services informatiques et de gestion de données	•Arrêt des services de gestion internes, des télégestions et des commandes à distance (F)	•Ruptures des chaînes de commercialisations alimentaires en cas pannes des services numériques (F)	•Les services hospitaliers dépendent d'équipements technologiques connectés, ou des rapports de santé en ligne (F)
	Eau & assainissement	•Arrêt des centrales électriques en l'absence d'eau (F) ou par mesure de précaution (P) •Ruptures de canalisations souterraines endommageant des câbles électriques (G)	•Des ruptures de canalisations inondent les réseaux souterrains de transports (G) •Défaillance des égouts affecte le transport routier (G)	•Des dommages aux réseaux souterrains d'eau ont noyé des câbles téléphoniques ou de fibre optique (G)	Approvisionnement en eau et opérations d'assainissement	•Des restrictions sur l'usage de l'eau chez les agriculteurs affecte les productions et les prix des denrées alimentaires (P)	•Arrêt des services hospitaliers en l'absence d'eau potable (F)
	Alimentation	•Black-out dû à une consommation, imprévue ou disproportionnelle à l'offre du réseau technique, par les secteurs agricoles ou industriels (S)	Non recensé	Non recensé	Non recensé	Production, transformation et commercialisation alimentaire	Non recensé
Santé	Non recensé	Non recensé	Non recensé	Non recensé	•Des restrictions gouvernementales (P) ou des suspicions des populations (S) sur la contamination des aliments affecte les chaînes d'approvisionnements	Soins et de santé publique	

1.7. Détection des défauts sur les réseaux électriques

La détection rapide et fiable des défauts constitue un enjeu fondamental pour l'exploitation des réseaux électriques de distribution. Elle permet d'identifier l'apparition d'un fonctionnement anormal, d'activer les dispositifs de protection appropriés et de limiter les conséquences des défauts sur les équipements et les usagers. Dans les réseaux HTA, la diversité des types de défauts et des configurations de réseau rend la détection particulièrement complexe, justifiant le développement de nombreuses méthodes décrites dans la littérature.

Les méthodes classiques de détection des défauts reposent principalement sur la surveillance des grandeurs électriques telles que les courants et les tensions. En fonctionnement normal, ces grandeurs évoluent dans des plages bien définies, déterminées par la charge et la configuration du réseau. L'apparition d'un défaut entraîne une modification brutale de ces grandeurs, notamment une augmentation du courant et une chute de la tension, qui peuvent être détectées

par des dispositifs de mesure et de protection. Les relais de surintensité constituent ainsi l'un des moyens les plus simples et les plus largement utilisés pour détecter les défauts dans les réseaux de distribution.

Dans le cas des défauts à la terre, la détection repose souvent sur la mesure du courant ou de la tension homopolaire. Ces grandeurs apparaissent lorsque le système triphasé devient déséquilibré à la suite d'un contact entre une phase et la terre. Les relais de défaut à la terre exploitent ces informations pour identifier la présence d'un défaut et déclencher les protections associées. Toutefois, l'efficacité de ces méthodes dépend fortement du régime de neutre du réseau. Dans les réseaux à neutre isolé ou compensé, les courants de défaut à la terre sont souvent faibles, ce qui complique leur détection par des méthodes basées uniquement sur des seuils de courant.

Les méthodes de détection basées sur des seuils présentent en effet certaines limites. Elles peuvent être peu sensibles aux défauts à haute impédance, dont les courants restent proches des courants nominaux. De plus, la variabilité des conditions de fonctionnement du réseau, notamment les variations de charge et la présence de sources de production décentralisée, peut entraîner des déclenchements intempestifs ou, au contraire, une non-détection de certains défauts. Ces limitations ont conduit au développement de méthodes de détection plus élaborées. Parmi ces méthodes avancées, l'analyse des signaux électriques occupe une place importante. Les techniques de traitement du signal permettent d'extraire des caractéristiques spécifiques associées aux défauts, telles que les composantes harmoniques, les variations rapides de courant ou les signatures temporelles particulières. Des outils tels que la transformée de Fourier, la transformée en ondelettes ou les analyses temps-fréquence sont largement utilisés pour améliorer la sensibilité et la rapidité de la détection, en particulier pour les défauts transitoires et les défauts à haute impédance [8].

La littérature récente met également en évidence l'essor des méthodes basées sur l'intelligence artificielle et l'apprentissage automatique pour la détection des défauts. Ces approches exploitent des algorithmes capables d'apprendre à partir de données historiques ou simulées afin de reconnaître les schémas caractéristiques des situations de défaut. Les réseaux de neurones, les machines à vecteurs de support et les méthodes d'apprentissage profond ont montré des performances prometteuses, notamment dans des environnements complexes où les méthodes classiques atteignent leurs limites. Toutefois, leur mise en œuvre nécessite des bases de données représentatives et pose des défis en termes d'interprétabilité et de fiabilité.

Un autre aspect important de la détection des défauts concerne la rapidité de la prise de décision. Dans les réseaux HTA, une détection tardive peut aggraver les dommages causés par le défaut et augmenter les risques pour la sécurité. Les systèmes de protection doivent donc être capables de distinguer rapidement un défaut réel d'une perturbation transitoire ou d'une variation normale de charge. Cette exigence impose un compromis entre sensibilité et sélectivité, qui constitue l'un des principaux défis de la détection des défauts.

Enfin, l'évolution des réseaux de distribution vers des réseaux plus intelligents favorise l'intégration de capteurs communicants et de systèmes de supervision avancés. Ces dispositifs permettent une surveillance continue et distribuée du réseau, améliorant la visibilité sur l'état de fonctionnement et facilitant la détection précoce des défauts. L'exploitation de ces nouvelles sources de données ouvre de nouvelles perspectives pour le développement de méthodes de détection plus robustes et plus adaptatives.

En conclusion, la détection des défauts dans les réseaux électriques repose sur une combinaison de méthodes classiques et avancées, chacune présentant des avantages et des limites. L'amélioration continue de ces méthodes est indispensable pour répondre aux exigences croissantes de fiabilité, de sécurité et de qualité de l'énergie. Le chapitre suivant sera consacré à la localisation des défauts, étape complémentaire essentielle pour une intervention rapide et efficace sur le réseau.

1.8. Localisation des défauts dans les réseaux électriques

La localisation des défauts dans un réseau électrique consiste à déterminer avec précision l'emplacement d'une anomalie, telle qu'un court-circuit, un défaut à la terre ou une rupture de conducteur, sur la ligne ou le câble. Cette opération est essentielle pour :

- Réduire le temps de coupure et rétablir rapidement l'alimentation électrique,
- Protéger les équipements et éviter les dommages permanents,
- Optimiser la maintenance et réduire les coûts d'exploitation,
- Assurer la sécurité des personnes et la fiabilité du réseau.

Les défauts peuvent se produire à différents niveaux de tension (BT, MT, HT) et leur détection ainsi que leur localisation dépendent de la nature du défaut, du type de ligne et de la topologie du réseau.

1.9. Objectifs de la localisation des défauts

La localisation vise principalement à :

-
- Identifier rapidement la position du défaut,
 - Différencier le type de défaut (phase-terre, phase-phase, triphasé, etc.),
 - Déterminer si le défaut est transitoire ou permanent,
 - Faciliter l'intervention ciblée sur le réseau pour réparer le défaut.

Une localisation rapide et précise est particulièrement critique dans les réseaux MT et HT, où des défauts prolongés peuvent provoquer des pannes majeures et des surcharges sur d'autres sections.

Principes généraux de localisation des défauts.

La localisation repose sur l'analyse des grandeurs électriques mesurées au poste de départ ou sur des points multiples du réseau :

- ◆ Courants de défaut (I_d),
- ◆ Tensions pendant le défaut (U),
- ◆ Signaux transitoires générés par l'apparition du défaut.

Ces mesures permettent de calculer :

- ◆ L'impédance apparente jusqu'au défaut (méthode de l'impédance),
- ◆ La distance parcourue par une onde de défaut (méthodes transitoires),
- ◆ La propagation et le temps de réponse du courant et de la tension (analyse multi-postes).

4. Méthodes classiques de localisation

4.1 Méthode de l'impédance

La distance l entre le poste et le défaut est estimée par l'équation **1.1**:

$$Z_{mes} = \frac{U}{I_d} \quad (1.1)$$

Où :

Z_{mes} : impédance apparente mesurée,

I_d : courant de défaut,

U : tension au poste de mesure,

Z' : impédance linéique de la ligne.

Avantages : simplicité, intégration facile dans les relais.

Limites : erreur si la résistance du défaut est élevée ou si la ligne est fortement chargée.

1.10. Méthodes basées sur les composantes symétriques

- ◆ Utile pour les défauts asymétriques (phase-terre, phase-phase).

- ◆ Décompose les courants et tensions en composantes directe (I_1), inverse (I_2), et homopolaire (I_0).
- ◆ Permet de calculer une impédance séquentielle et d'en déduire la distance au défaut avec une meilleure précision.

1.11. Méthodes basées sur les ondes transitoires

Lorsqu'un défaut survient, il génère une onde de tension et de courant qui se propage le long de la ligne. L'analyse de ces ondes permet de localiser le défaut avec une grande précision, même sur des lignes longues ou complexes. la distance au défaut en fonction de la propagation de l'onde est décrite par l'équation (1.2).

$$d = \frac{v \cdot \Delta t}{2} \quad (1.2)$$

Où :

d : distance au défaut,

v : vitesse de propagation de l'onde le long de la ligne,

Δt : temps de propagation aller-retour de l'onde.

Cette méthode est utilisée dans :

Time Domain Reflectometry (TDR) pour les câbles souterrains,

Lignes aériennes HT/MT avec capteurs haute fréquence,

Systèmes intelligents multipostes (Smart Grids).

1.12. Méthodes pour les câbles souterrains

- Pour les réseaux souterrains, on utilise notamment :
- Réflectométrie temporelle (TDR) : envoi d'impulsions et analyse des réflexions.
- Boucles de Murray et Varley : mesures de résistances pour défauts à la terre.
- Méthodes acoustiques : détection des arcs ou surchauffes.

Ces méthodes permettent de localiser les défauts dans les câbles isolés où les méthodes classiques sont moins efficaces.

1.13. Méthodes modernes et intelligentes

Avec les Smart Grids, on utilise :

- ◆ Capteurs synchronisés (PMU, Smart Meters),

- ◆ Systèmes SCADA pour centraliser les mesures,
- ◆ Algorithmes d'intelligence artificielle : réseaux neuronaux, SVM, machine learning.

Ces outils permettent une détection automatique en temps réel et une localisation plus précise dans des réseaux complexes. Le tableau 1-3 montre la comparaison de ces méthodes :

Tableau 1-1 : Comparaison des méthodes de localisation

Méthode	Précision
Impédance	Moyenne
Composantes symétriques	Bonne
Ondes transitoires	Élevée
IA/Smart Grid	Variable, très élevée

1.14. Limites et défis

Les limites et les défis auxquels sont confrontés l'exploitant du réseau se caractérisent par une résistance élevée du défaut réduisant la précision des méthodes classiques ainsi qu'une complexité des réseaux maillés ou interconnectés. On note également le Coût des capteurs et équipements pour les méthodes transitoires et IA et la Gestion des volumes de données dans les Smart Grids. En conclusion, la localisation des défauts est essentielle pour la fiabilité, la sécurité et la continuité de service des réseaux électriques. Les méthodes classiques restent pertinentes, mais les techniques basées sur les ondes transitoires et l'intelligence artificielle apportent une précision accrue et une rapidité d'intervention, répondant aux besoins des réseaux modernes et intelligents.

1.15. Défauts et qualité de l'énergie électrique

Les défauts sur les réseaux HT sont responsables de perturbations de la qualité de l'énergie, telles que les creux de tension, les microcoupures et les déséquilibres de tension. Ces perturbations peuvent affecter gravement les équipements sensibles et entraîner des pertes économiques importantes. La littérature met en évidence la nécessité de renforcer les stratégies de protection et de compensation pour limiter l'impact des défauts sur la qualité de l'énergie.

1.16. Tendances actuelles et perspectives de recherche

Les recherches récentes s'orientent vers le développement de réseaux intelligents capables de détecter, localiser et isoler automatiquement les défauts. Les concepts de protection adaptative, de réseaux auto-cicatrisants et d'utilisation de l'intelligence artificielle sont de plus en plus explorés pour améliorer la résilience des réseaux HT.

1.17. Analyse comparative des travaux de recherche

La revue des travaux scientifiques montre une évolution progressive des approches de gestion des défauts, passant des méthodes purement électrotechniques à des solutions intégrant l'automatisation, la communication et l'intelligence artificielle. Cette évolution reflète la complexité croissante des réseaux HT modernes et la nécessité d'améliorer leur résilience.

CONCLUSION PARTIELLE

En somme, cette revue de littérature met en lumière la complexité et la diversité des défauts électriques qui rythment la vie des réseaux moyenne tension. Il en ressort que, si les causes de défaillances sont multiples ; allant des aléas climatiques aux faiblesses structurelles des équipements, leur maîtrise nécessite de savoir exactement comment les pannes surviennent sur le réseau afin de garantir que les dispositifs de coupures réagissent instantanément et avec précision.

CHAPITRE 2 : CADRE, METHODE ET MATERIEL

INTRODUCTION PARTIELLE

L'analyse détaillée du comportement transitoire d'un départ de distribution, tel que celui de N'dali 33 kV, nécessite une transition de l'analyse théorique vers une modélisation numérique rigoureuse. Ce deuxième chapitre constitue le socle technique de notre étude de cas au sein du réseau de la Société Béninoise d'Énergie Électrique (SBEE). Nous débuterons par la présentation du cadre de l'étude, en caractérisant l'architecture du poste source de Ganon et les spécificités techniques (topologie, types de conducteurs, charges connectées) du départ N'dali. Cette étape est cruciale pour garantir la représentativité de notre modèle par rapport aux réalités du terrain béninois. Dans la section consacrée au matériel, nous détaillerons l'environnement de simulation retenu : la plateforme MATLAB/Simulink. Grâce à sa bibliothèque Simscape Electrical, cet outil nous permettra de modéliser avec précision les composants du réseau et de simuler divers scénarios de fonctionnement, allant du régime permanent aux régimes transitoires de défauts. Enfin, la démarche méthodologique exposera le protocole suivi : de la collecte des données d'exploitation auprès de la SBEE à la configuration des blocs de simulation sous Simulink. Cette approche structurée nous permettra de valider nos hypothèses et de proposer des solutions d'optimisation pour la stabilité et la continuité de service sur ce tronçon stratégique de 33 kV.

2.1 Cadre de l'étude

2.1.1. Historique de la SBEE

Les premières installations électriques au Dahomey ont été mises en place en 1948 par les Français, sous une gestion en régie. Les conventions des 30 septembre 1955 et 15 juin 1958 ont transféré la gestion de ces installations à la Compagnie Coloniale de Distribution d'Énergie Électrique (CCDEE), une société anonyme française basée à Yaoundé au Cameroun. À l'époque, la CCDEE était chargée de la production et de la distribution d'énergie électrique dans des villes telles que Porto-Novo et Cotonou. Par la suite, l'État Dahoméen a concédé le volet d'adduction et le traitement et la distribution de l'eau, à la Compagnie Coloniale de Distribution d'Énergie Électrique (CCDEE), ce qui a permis à la CCDEE d'élargir ses activités à d'autres villes et leurs environs.

L'ordonnance N°73-13 du 7 février 1973 a transformé la CCDEE en Société Dahoméenne d'Électricité et d'Eau (SDEE), mettant fin aux concessions initiales. Le 30 novembre 1975, à

la suite du changement de dénomination du pays, la SDEE est devenue la Société Béninoise d'Électricité et d'Eau (SBEE), un établissement public à caractère industriel et commercial.

Initialement créée sous le nom de Société Béninoise d'Électricité et d'Eau (SBEE) par le Décret n° 89-123 du 30 mars 1989, l'entreprise gère conjointement les secteurs de l'eau et de l'électricité. À cette époque, sa mission était intégrée : elle assurait l'achat, la production, le transport et la distribution de l'énergie électrique sur l'ensemble du territoire national.

Pendant plusieurs décennies, la SBEE a collaboré étroitement avec la Communauté Électrique du Bénin (CEB), organisme binational (Bénin-Togo) qui détenait le monopole de la production et du transport haute tension dans la région. La SBEE agissait alors comme le principal acheteur et distributeur final de l'énergie fournie par la CEB.

Depuis 1998, le gouvernement du Bénin s'est engagé dans une réforme institutionnelle des secteurs de l'électricité et de l'eau. Par un arrêté ministériel du 12 juin 2003, il a été décidé de séparer les activités « ELECTRICITE » et « EAU » de l'ex-SBEE, à compter du 1er janvier 2004. La Société Nationale des Eaux du Bénin (SONEB) a été créée par décret le 12 juin 2003 pour reprendre la branche « EAU », tandis que la SBEE continue ses activités dans la branche « ELECTRICITE » conformément aux nouveaux statuts définis par le décret N°2004-098 du 1er mars 2004.

Les Réformes et le Recentrage sur la Distribution

Le secteur a connu une mutation profonde avec l'adoption de la Loi n° 2020-05 du 1er avril 2020 portant Code de l'Électricité. Cette réforme a visé à libéraliser le secteur pour attirer l'investissement privé et améliorer l'efficacité opérationnelle :

- **Création de la SBPE** : La gestion du patrimoine de production de l'État a été confiée à la Société Béninoise de Production d'Électricité (SBPE), qui est désormais l'acheteur principal de l'énergie électrique au Bénin.
- **Recentrage de la SBEE** : La SBEE a ainsi été déchargée de la production à grande échelle pour se concentrer exclusivement sur son rôle de distributeur.
- **Producteurs Décentralisés** : Le nouveau cadre légal encourage l'émergence de producteurs indépendants et de solutions d'électrification hors-réseau (mini-réseaux) pour accélérer l'accès à l'énergie dans les zones rurales.

Gouvernance et Régulation du Secteur

Le fonctionnement de la SBEE s'inscrit désormais dans un cadre institutionnel multiple-acteurs défini par le Ministère de l'Énergie, de l'Eau et des Mines (MEEM) :

- **L'Autorité de Régulation de l'Électricité (ARE)** : Créée en 2009 et renforcée par le code de 2020, l'ARE est l'organe indépendant chargé de veiller au respect des règles de concurrence, de protéger les droits des consommateurs et de fixer les tarifs.
- **La Direction Générale des Ressources Énergétiques (DGRE)** : Elle assure la planification stratégique et le suivi de la politique énergétique nationale pour le compte du Ministère.
- **L'Agence de Contrôle des Installations Électriques Intérieures (CONTRELEC)** : Elle veille à la conformité technique des installations avant leur raccordement au réseau de la SBEE.

Pour permettre d'atteindre plus d'efficacité dans le secteur d'énergie électrique, d'autres réformes sont survenues par la suite de la coopération des Etats Unis d'Amérique avec le Bénin, qui a bénéficié du pack Millénium Challenge Account (MCA Bénin II), ce qui a permis d'insuffler de nouvelles réformes dans le sous-secteur électrique. Ainsi, le 08 février 2023, suite à une décision du conseil des ministres, la société française ERANOV a été déclarée adjudicataire provisoire pour l'opérateur du contrat de gestion de la Société Béninoise d'Énergie Électrique.

2.1.2. Vision et mission de la SBEE

Aujourd'hui, la mission de la SBEE est d'exploiter et d'étendre son réseau de distribution afin de :

- Fournir une alimentation électrique fiable et de qualité ;
- Accroître le taux d'électrification vers l'accès universel ;
- Maintenir des tarifs compétitifs dans la sous-région.

Sa vision est de devenir un modèle d'entreprise de distribution en Afrique de l'Ouest et un moteur du développement économique du Bénin.

Droits et obligations du distributeur (Focus sur le Code de l'Électricité)

Le nouveau Code de l'Électricité redéfinit les responsabilités de la SBEE en tant que titulaire d'une licence de distribution.

A. Les obligations (Devoirs) de la SBEE

Selon les **articles 64 à 72** du Code, le distributeur est soumis à des obligations strictes pour garantir le service public :

- **Continuité et qualité du service (Art. 64) :** La SBEE a l'obligation d'assurer la fourniture ininterrompue d'énergie. Elle doit maintenir la tension et la fréquence dans des marges de tolérance fixées par l'Autorité de Régulation (ARE).
- **Obligation de desserte et de raccordement (Art. 65) :** Dans sa zone de concession, la SBEE ne peut refuser le raccordement d'un usager, sauf pour des raisons techniques ou de sécurité dûment justifiée. Elle doit traiter les demandes de manière non discriminatoire.
- **Sécurité des installations (Art. 68) :** Le distributeur est responsable de l'entretien, de la surveillance et de la sécurité de ses ouvrages de distribution pour prévenir les risques d'accidents et d'incendies.
- **Mesure et facturation (Art. 71) :** La loi impose au distributeur de fournir des compteurs fiables et de facturer l'énergie sur la base de la consommation réelle ou estimée selon les règlements de service en vigueur.

B. Les droits du distributeur

Pour accomplir ses missions, le Code confère également des droits spécifiques à la SBEE :

- **Droit d'accès aux installations (Art. 75) :** Les agents de la SBEE, dûment mandatés, ont le droit d'accéder aux propriétés privées pour relever les compteurs, entretenir le réseau ou procéder à des vérifications techniques.
- **Droit de suspension de fourniture (Art. 76) :** En cas de défaut de paiement après mise en demeure, ou en cas de fraude constatée sur les installations de comptage, la SBEE dispose du droit de suspendre la fourniture d'énergie.
- **Protection contre le vandalisme et la fraude (Art. 132 à 135) :** Le Code prévoit des sanctions pénales et civiles sévères contre toute personne coupable de vol d'énergie, de dégradation d'ouvrages électriques ou de raccordements illicites, protégeant ainsi l'intégrité financière et technique de la société.

C. Le rôle de l'ARE dans le contrôle (Art. 18)

Il est important de noter que le respect de ces articles est surveillé par l'**Autorité de Régulation de l'Électricité (ARE)**. Elle peut sanctionner la SBEE en cas de manquement à ses obligations

de qualité ou de continuité de service, assurant ainsi l'équilibre entre les intérêts du distributeur et ceux des consommateurs.

2.1.3. Structure de la SBEE

Au cœur de son fonctionnement, la Société Béninoise d'Énergie Électrique (SBEE) repose sur une structure organisationnelle solide et hiérarchisée, répartie en pôles de Direction, qui permet de coordonner efficacement ses diverses missions. L'organisation se présente de la manière suivante sur la figure 2-1 :

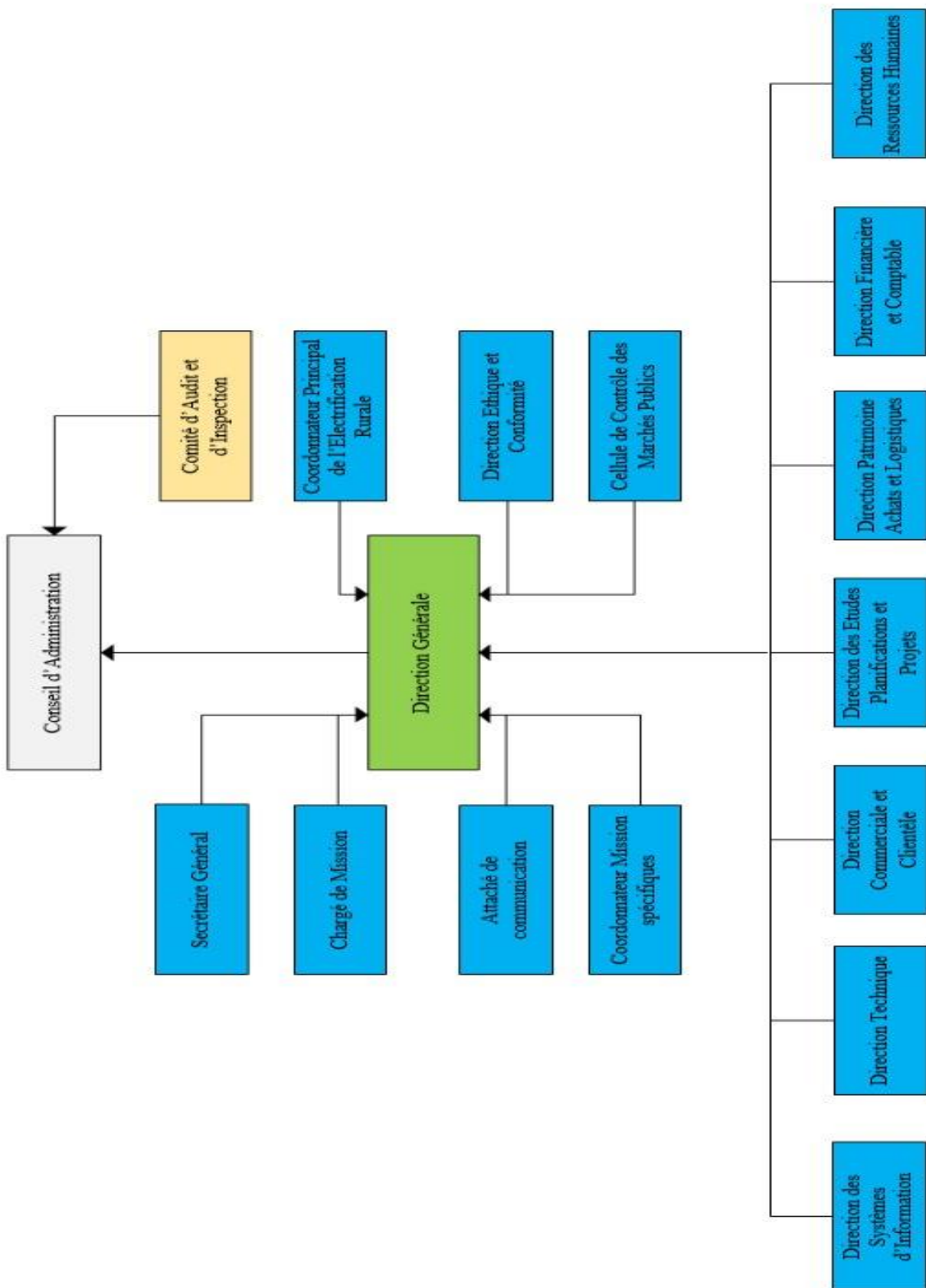


Figure 2. 1 : Organigramme SBEE

2.1.4. Présentation du centre national de contrôle de distribution de l'énergie (NDCC)

Face à la croissance soutenue du système d'alimentation électrique du Bénin, deux Centres Nationaux de Contrôle et de Répartition ont été implantés dans le cadre du projet MCA-Bénin II : le centre principal situé à Akassato (commune d'Abomey-Calavi) et son centre de repli à Bohicon. Leur mission est d'assurer en temps réel la supervision et la conduite du réseau de distribution [8]

Pour leur exploitation, un système intégré SCADA/DMS a été déployé afin de couvrir les fonctions essentielles suivantes :

- surveillance et suivi en continu du réseau,
- coordination et exécution des manœuvres de commutation,
- gestion et optimisation des flux de puissance,
- reconfiguration du réseau en fonction des contraintes d'exploitation,
- calcul et analyse des courants de court-circuit,
- suivi des profils de tension et des niveaux de charge,
- prévision des charges à court terme,
- gestion et localisation des incidents,
- évaluation de la sécurité du réseau,
- optimisation économique de l'exploitation.

En plus d'automatiser des processus complexes, ce système assure une gestion optimale des flux énergétiques. Il combine prévention des pannes et réduction des coûts grâce à ses capacités prédictives offrant une expérience client plus fiable.

L'organisation du NDCC se présente comme l'indique la figure 2-2

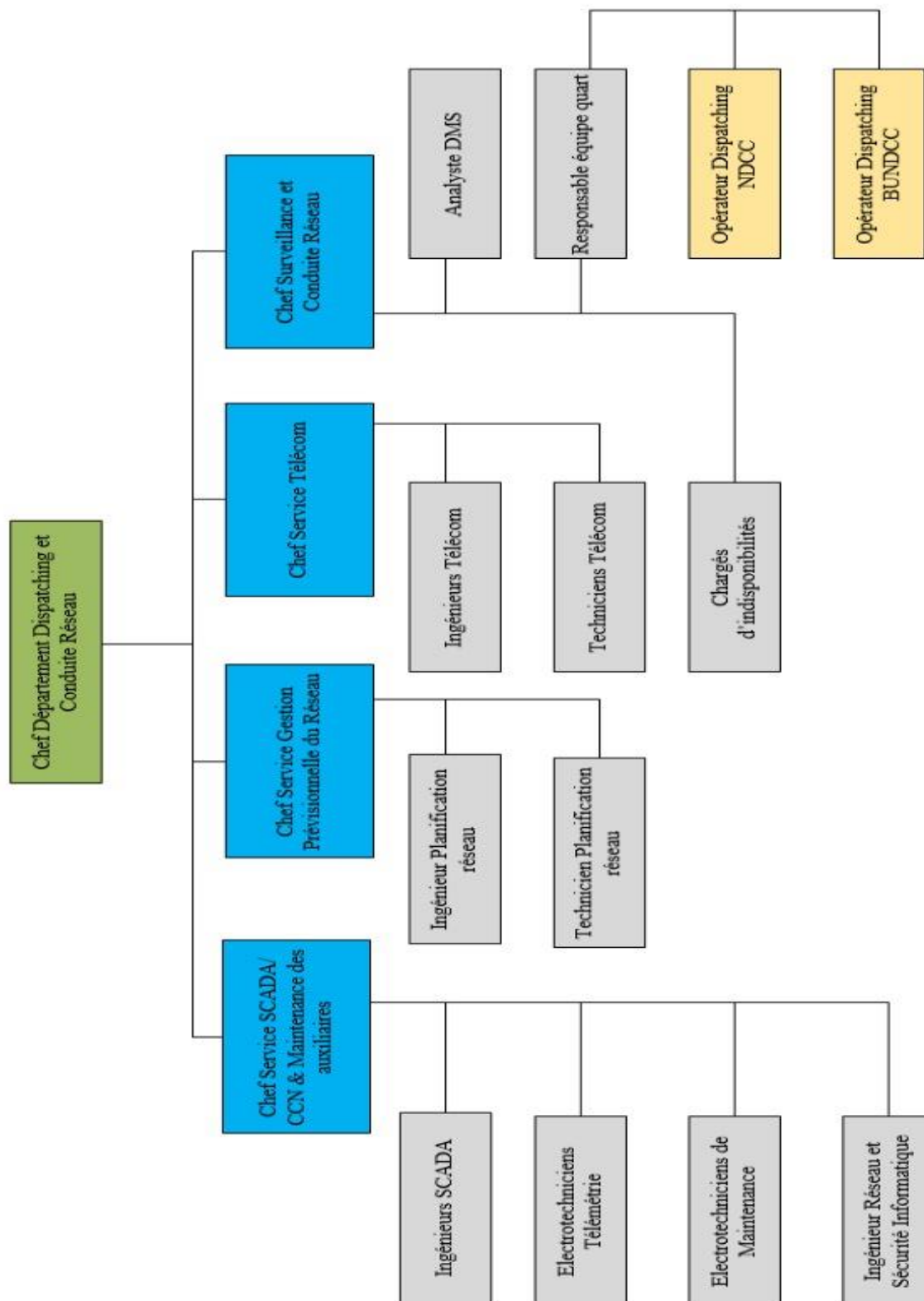


Figure 2. 2 : Organisation du NDCC

2.2. Méthodologie de travail

2.2.1 Description et fonctionnement du départ N'dali 33 kV depuis Ganon

Le réseau s'étend sur un axe stratégique allant du RNIE 2 à certaines artères nationales, alimentant ainsi des zones urbaines et rurales clés :

- **N'dali Centre et Ouenou** : Point de départ et carrefour majeur vers le nord,
- **Nikki (Centre-ville et Biro)** : Cité historique et pôle commercial d'envergure,
- **Kalalé** : Zone rurale à forte croissance démographique,
- **Pèrèrè (via Biro)** : Commune frontalière intégrée à la zone sanitaire Nikki-Kalalé-Pèrèrè,
- **Bouka (Dérivation)** : Arrondissement stratégique de la commune de Kalalé.

2.2.2 L'origine du départ

Le départ N'dali 33 kV est issu du poste de transformation de Ganon, une infrastructure stratégique récemment réhabilitée dans le cadre du programme Millennium Challenge Account (MCA). Ces travaux de modernisation ont permis le remplacement de la dorsale reliant Parakou à N'dali sur un linéaire de 74 km, désormais équipée de conducteurs en Almelec de section 148 mm². La section partant de N'dali pour Ouénou, Nikki, Kalalé est de 75mm². Bien que le poste de Ganon abrite plusieurs départs, la présente étude se concentre spécifiquement sur le départ N'dali. Ce dernier étant le cas le plus critique et se distingue comme étant actuellement le plus long réseau de distribution de la SBEE, affichant une longueur totale de 245 km.

L'architecture du départ débute par une liaison aéro-souterraine assurant la jonction entre les cellules du poste et le premier support de la ligne. L'une des particularités techniques de ce réseau réside dans l'hétérogénéité de ses conducteurs. En effet, la section des câbles Almelec n'est pas uniforme sur l'ensemble du tracé ; elle varie entre 148 mm², (GANON à N'dali), 117 mm² (N'dali à Nikki), et 54 mm² pour les dérivations, cette dernière constituant la section minimale rencontrée sur ce départ.

2.2.3 La puissance disponible

Le Poste de Ganon occupe une position stratégique dans le réseau de transport de la CEB (Communauté Électrique du Bénin). Son approvisionnement est assuré par une configuration en boucle et en antenne via trois sources principales :

- Les interconnexions régionales issues du **TCN** (Transmission Company of Nigeria) ou de la **VRA** (Volta River Authority) ;
- L'apport énergétique de la centrale de Maria-Gléta ;
- L'injection provenant du poste de Parakou, renforçant la stabilité du nœud électrique septentrional.

Pour assurer la distribution de l'énergie vers les centres de consommation, le poste s'appuie sur une puissance installée de **20 MW**, répartie sur des transformateurs de puissance de type **161/33 kV**. Cette infrastructure permet de garantir une flexibilité d'exploitation face aux variations de la charge.

Toutefois, en raison de la longueur exceptionnelle du linéaire, les perspectives d'extensions futures vers N'dali sont étroitement liées à la capacité de transformation résiduelle du poste de Ganon. Cette capacité constitue un facteur limitant, la marge de manœuvre technique nécessaire pour garantir la stabilité de la tension et absorber de nouvelles charges dépend directement de la puissance installée au niveau de ce poste source.

○ **Historique des défauts/ déclenchements sur l'étendue du Réseau électrique au Bénin**

Au cours des cinq dernières années, la SBEE a enregistré un fort taux de déclenchements ayant pour corollaire une importante quantité d'énergie non distribuée. Cet état de chose résulte de plusieurs causes. Le tableau ci-dessous donne une idée des déclenchements au cours des cinq (05) dernières années.

Tableau 2. 1 : Déclenchements au cours des cinq (05) dernières années

Année	Déclenchements	Energie Non Distribuée (MWh)	Coût moyen estimatif KWh (125 F CFA)	Observation
2025	1909	4595	574 375 000	Nombre de déclenchements pour défaut d'entretien ; conséquence de manque de matériels électriques.
2024	5496	10164	1 270 500 000	
2023	3645	6 022	752 750 000	
2022	2916	7 615	951 875 000	
2021	3513	5 519	689 875 000	

Aussi, le temps moyen de coupure lié aux incidents sur le réseau est-il élevé. En exemple, au cours des années 2023, 2024 et en avril 2025, ce temps est respectivement de 35,14 Heures, 42,90 Heures et 17,96 Heures au lieu de 5 heures telles que recommandées par les normes de qualité de service de la gestion technique du Règlement de service de la SBEE approuvé par l'Autorité de Régulation de l'Électricité.

2.2.4 La chaîne de protection

La configuration des chaînes de protection du départ N'dali se heurte à des contraintes techniques majeures liées à l'architecture du réseau. Le réglage des relais de protection spécifiquement les fonctions **Maximum de Courant (Phase)** et **Homopolaire (Terre)** présente une complexité accrue pour deux raisons principales :

- **La longueur du linéaire et l'impédance de ligne**

Avec une étendue de 245 km, l'impédance totale du départ est particulièrement élevée. Cette caractéristique tend à réduire l'amplitude des courants de court-circuit en bout de ligne, rendant difficile la distinction entre une charge de pointe élevée et un défaut lointain (impédance de défaut). L'expression de l'Impédance Linéique (par km) L'impédance d'un câble ne se résume pas à sa résistance. Elle est une grandeur complexe définie par :

$$z_l = r_l + jx_l \quad (2.1)$$

Où :

- z_l : Impédance linéaire (Ω/km).
- r_l : Résistance linéaire (Ω/km), dépendante de la résistivité de l'Aluménec et de la section S .
- x_l : Réactance linéaire (Ω/km), calculé par $x_l = L\omega$ (où L est l'inductance et $\omega = 2\pi f$).

Pour une ligne de longueur L , l'impédance totale perçue par la protection (relais de distance ou de surintensité) est :

$$Z_{tot} = z_l \cdot L = (r_l \cdot L) + j(x_l \cdot L) \quad (2.2)$$

- **L'hétérogénéité des sections de conducteurs**

Longueur excessive du départ : La longueur importante du départ N'Dali induit des chutes de tension en bout de ligne et complique la sélectivité des protections. La présence de sections décroissantes (de 148 mm² à 50 mm²) complexifie la coordination sélective. Un réglage trop

sensible, nécessaire pour protéger les tronçons de faible section en bout de réseau, expose le départ à des déclenchements intempestifs lors des pointes de charge ou lors de l'enclenchement de transformateurs (courants d'appel).

Par ailleurs, la protection homopolaire est soumise au courant de déséquilibre intrinsèque, généré par l'étendue des lignes et l'asymétrie des capacités transversales. Un paramétrage rigoureux du seuil de déclenchement s'avère donc crucial : il doit assurer une sensibilité suffisante pour détecter les défauts à la terre, tout en garantissant une immunité robuste face aux courants de fuite capacitifs structurels du réseau [2].

2.2.5 Anomalies ou différents défauts constatés sur le départ N'dali

Le maintien de la fourniture électrique sur ce tronçon de N'dali 33 kV est régulièrement perturbé par des défaillances matérielles spécifiques comme les Chaînes d'isolateurs, en partie du fait des aléas climatiques et des intempéries :

Problème : De nombreux isolateurs présentent des fissures ou cassures dues au vieillissement ou à la foudre.

Conséquence : Cela provoque des amorçages (courts-circuits) entraînant le déclenchement immédiat du départ N'dali et des coupures généralisées dans toute la zone.

Action : Le remplacement systématique des isolateurs défectueux par des modèles plus résistants est impératif.

Après visite de la ligne longue de 245km, avec le responsable maintenance Borgou, il en ressort l'intervention qui se présente dans le tableau ci-après :

Tableau 2. 2 : Intervention sur le départ N'dali 33 kV

Départ	Tronçon	Niveau de tension	Anomalies constatées
N'dali	Nikki, KALALE - BIRO-NIKKI ET CENTRE VILLE NIKKI- BIRO/PERERE- NDALI/OUENOU- N'DALI/BIRO- DERIVATION BOUKA- NDALI CENTRE	33kV	1144 chaînes de norme 16 à remplacer
			1049 chaînes de norme 11 à remplacer
			09 supports 13-400 pour correction de flèche
			01 support 13-1250 à remplacer
			01 support 12- 400 cassé à remplacer
			113 Isolateurs rigide 22T à remplacer
			735 consoles inclinées à remplacer
			57 Nappes voute en Angle à remplacer
			03 Support 13/800daN implanté en étoile incliné
			Elagage à faire sur 159 km

Matériel défectueux : L'inventaire mécanique (poteaux inclinés, isolateurs fissurés) révèle des points de fragilité qui génèrent des défauts permanents, augmentant le temps d'indisponibilité du réseau sur le départ N'dali 33kv nous avons :

- ❖ Des supports bétons fissurés parfois avec des armatures apparentes ;
- ❖ Des supports présentant un gîte (inclinaison supérieure à 5% due à l'érosion du sol après la saison des pluies

- ❖ Des supports en fin de vie, certains supports souffrent de corrosion ou de fragilisation de l'ancrage au sol, exacerbés par les intempéries et le passage de gros porteurs sur l'axe N'dali-Nikki (Figure 2.3) . Des actes de dégradation sur les supports et le vol de câbles fragilisent également la structure du réseau.



Figure 2. 3 : Poteaux en état de dégradation



Figure 2. 4 : Compact vandalisé et parafoudre défectueux

2.2.6 Présentation du plan de dépannage du centre technique de Parakou

Afin d'assurer la continuité d'alimentation des consommateurs en énergie électrique, la SBEE a conçu un réseau où la plupart des départs sont bouclés entre eux, une topologie qui offre une redondance essentielle en cas d'incident. Concernant la topologie du réseau, il ne s'agit pas d'un simple réseau en antenne (radial), mais d'un réseau maillé ou boucle avec d'autre poste BT en coupure d'artère. Il faut noter dans le réseau du centre technique de Parakou, quatre (04) départs sont bouclés entre eux. Chaque poste de transformation HTB/HTA de ces 04 départs, est alimenté par deux départs différents issus de sous-stations distinctes.

En fonctionnement normal, la boucle est ouverte sur un sectionneur. Chaque poste n'est alimenté que par un seul départ. Le second départ sert de secours.

En cas d'incident (court-circuit, défaillance d'un câble ou d'un équipement) sur l'un des départs, les automatismes de protection (relais de protection, disjoncteurs) isolent immédiatement la section défaillante ou parfois même tout le départ. Grâce à la configuration en boucle, l'alimentation des postes non affectés par l'incident est alors rétablie en basculant sur l'autre départ.

Ainsi, la boucle garantit une alimentation sécurisée. Seul le tronçon directement impacté est mis hors tension, le reste du réseau est alimenté par la voie de secours. Cela réduit significativement le temps de coupure pour les usagers finaux, ce qui est un impératif pour les charges sensibles. De façon spécifique, le plan de dépannage fonctionne comme ci-après :

➤ **Historique / Détection des différents défauts sur le départ N'Dali**

Le déclenchement initial du disjoncteur du départ signale la présence d'un défaut sur le réseau.

➤ **Première manœuvre pour tester la portion amont**

Une manœuvre initiale est réalisée pour isoler une partie du réseau et tenter de réalimenter le départ. Cela permet de déterminer si le défaut se situe sur la portion amont proche du poste source [9].

➤ **Localisation progressive du défaut par tronçons**

Si le défaut persiste, le réseau est progressivement divisé en sections plus petites en isolant et réalimentant chaque tronçon successivement.

À chaque étape, un essai de réalimentation est effectué pour déterminer si le disjoncteur se déclenche encore, indiquant que le défaut se trouve sur la section testée [9].

➤ **Inspection sur le terrain**

Une fois une section suspecte identifiée, une vérification physique est effectuée pour localiser précisément le défaut [9].

➤ **Isolation de la section en défaut**

Une fois le défaut confirmé sur un tronçon, celui-ci est isolé du reste du réseau pour éviter tout impact supplémentaire.

➤ **Rétablissement progressif de l'alimentation**

Après l'isolation de la section en défaut, les tronçons hors défaut sont réalimentés progressivement.

Il faut noter que toutes les manœuvres sur le réseau pour localiser le défaut sont manuelles excepté l'ouverture et la fermeture du disjoncteur. La figure 2.5 représente le plan de dépannage du départ N'dali 33 kV. Afin de répondre aux exigences de maintenance, la figure 2-5 indique le plan de dépannage du départ N'dali pour une bonne résolution et rapide des pannes.

2.2.7. Analyse technique de la dynamique de charge du départ N'dali 33 kV

Dans le but d'évaluer la dynamique de charge et les contraintes d'exploitation du départ N'dali 33 kV, la courbe ci-après illustre l'évolution mensuelle de la puissance active maximale, dont l'analyse permet d'identifier les périodes critiques de sollicitation du réseau.

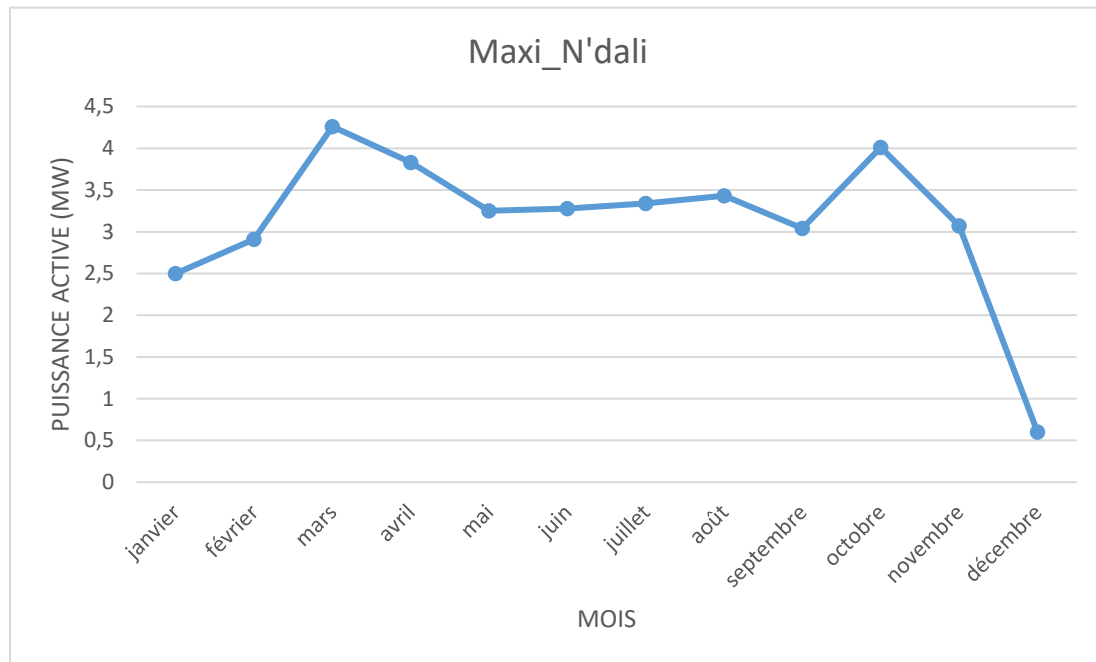


Figure 2. 6 : Évolution des pointes mensuelles 2025 du départ N'dali

L'évolution de la puissance maximale mensuelle du départ N'dali 33 kV met en évidence une forte variabilité saisonnière de la charge, caractérisée par une montée progressive de janvier à mars, atteignant un pic d'environ 4,3 MW, suivie d'une phase de relative stabilité entre avril et août autour de 3,2 à 3,4 MW, puis d'une baisse progressive de septembre à novembre. Cette dynamique reflète l'influence conjointe des facteurs climatiques et des activités socio-économiques sur la demande énergétique.

Le pic observé en mars constitue la période la plus contraignante pour le réseau, susceptible d'engendrer des surcharges thermiques, des chutes de tension critiques et une augmentation des pertes électriques, mettant ainsi en évidence les limites structurelles du réseau existant. À l'inverse, la chute brutale de la puissance maximale en décembre, atteignant environ 0,6 MW, résulte d'une reconfiguration opérationnelle du réseau, au cours de laquelle une part significative de la charge a été transférée vers d'autres départs. Cette manœuvre met en lumière l'intérêt du bouclage et de la répartition dynamique des charges comme solutions efficaces pour

le soulagement du réseau. Cette analyse confirme la nécessité d'une optimisation structurelle et fonctionnelle du départ N'dali 33 kV afin d'améliorer sa capacité d'absorption de la charge, la qualité de tension, la fiabilité et la continuité de service.

2.2.8. Analyse de l'énergie non distribuée et de la puissance interrompue du départ N'dali 33 kV

L'énergie non distribuée (END) désigne la quantité d'énergie électrique qui n'a pas pu être fournie aux usagers en raison d'interruptions de l'alimentation, qu'elles soient planifiées ou accidentelles. Elle représente la perte énergétique résultant des coupures de courant et constitue un indicateur fondamental de la continuité de service et de la fiabilité du réseau électrique. La figure 2.7 montre l'évolution des énergies non distribuées et la puissance active interrompue correspondante.

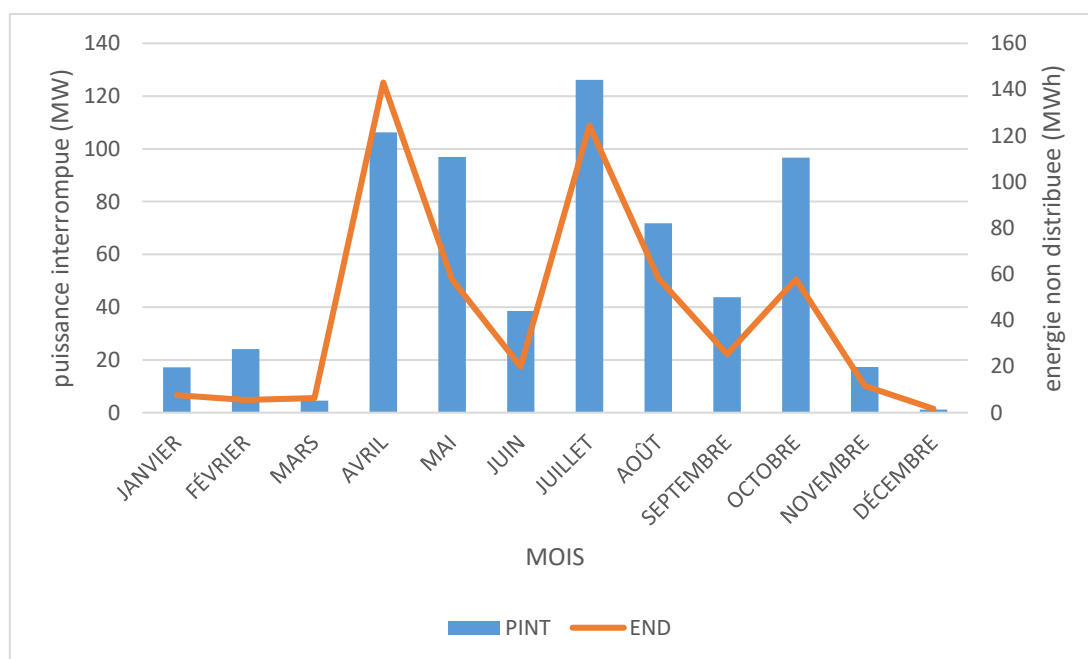


Figure 2. 7 : Evolution des END et Puissance interrompue (PINT)

Ainsi, l'évolution mensuelle de la puissance interrompue et de l'énergie non distribuée sur le départ N'dali 33 kV met en évidence une forte variabilité de la continuité de service, caractérisée par deux périodes critiques majeures en avril et juillet. Ces mois présentent des pics significatifs d'interruption, traduisant la survenue d'incidents majeurs ou de coupures prolongées, susceptibles d'être liés à une forte sollicitation du réseau et à des conditions

climatiques défavorables. Les faibles valeurs observées en début et en fin d'année indiquent une meilleure stabilité du réseau, renforcée en décembre par la reconfiguration du système et le transfert partiel de charge vers d'autres départs. La corrélation étroite entre la puissance interrompue et l'énergie non distribuée confirme que les interruptions sont principalement dues à des défauts prolongés, impactant fortement la qualité de service et l'activité des usagers [10].

Ces résultats soulignent la nécessité d'une optimisation structurelle et opérationnelle du réseau, notamment par le renforcement des infrastructures, l'amélioration de la maintenance et la reconfiguration topologique, afin d'accroître la fiabilité et la continuité de l'alimentation électrique. Les valeurs mensuelles des END sont consignées dans le tableau suivant :

Tableau 2. 3 : Les valeurs mensuelles des END et PINT

MOIS	PINT (MW)	END (MWh)
JANVIER	17,15	7,55
FÉVRIER	24,15	5,55
MARS	4,58	6,26
AVRIL	106,31	143,02
MAI	96,91	57,61
JUIN	38,55	19,93
JUILLET	126,11	124,35
AOÛT	71,83	58,37
SEPTEMBRE	43,76	25,3
OCTOBRE	96,64	57,8
NOVEMBRE	17,3	11,54
DÉCEMBRE	1,17	1,67

La démarche méthodologique adoptée pour cette étude repose sur une approche hybride combinant le relevé technique de terrain, la modélisation assistée par ordinateur (CAO) et la simulation numérique. Elle se décline en plusieurs phases majeures :

2.2.9 Collecte des données et Levée topologique

Cette phase initiale a consisté à recueillir auprès des services techniques de la **SBEE** les caractéristiques structurelles du départ N'dali. Nous avons procédé au recensement des types de supports, des sections de conducteurs (Almélec/ACSR) et à la localisation précise des transformateurs HTA/BT.

2.2.10 Conception du plan synoptique sous AutoCAD

Avant toute simulation, il est crucial de disposer d'une représentation spatiale fidèle du réseau. À cet effet, nous avons utilisé le logiciel **AutoCAD** pour réaliser le plan détaillé du départ N'dali 33kV.

- **Rôle d'AutoCAD** : Ce logiciel nous a permis de transcrire les données de terrain en un schéma technique normalisé. Nous y avons représenté l'arborescence du réseau, du poste source de **Ganon** jusqu'aux extrémités de ligne.
- **Précision des distances** : L'utilisation d'AutoCAD facilite le calcul exact des longueurs de chaque tronçon, donnée fondamentale pour déterminer les impédances de ligne qui seront injectées dans le modèle de simulation.
- **Visualisation** : Ce plan sert de référentiel pour identifier les zones de forte densité de charge et les nœuds critiques du réseau. La figure 2-6 présente l'évolution des pointes mensuelles 2025 du départ N'Dali

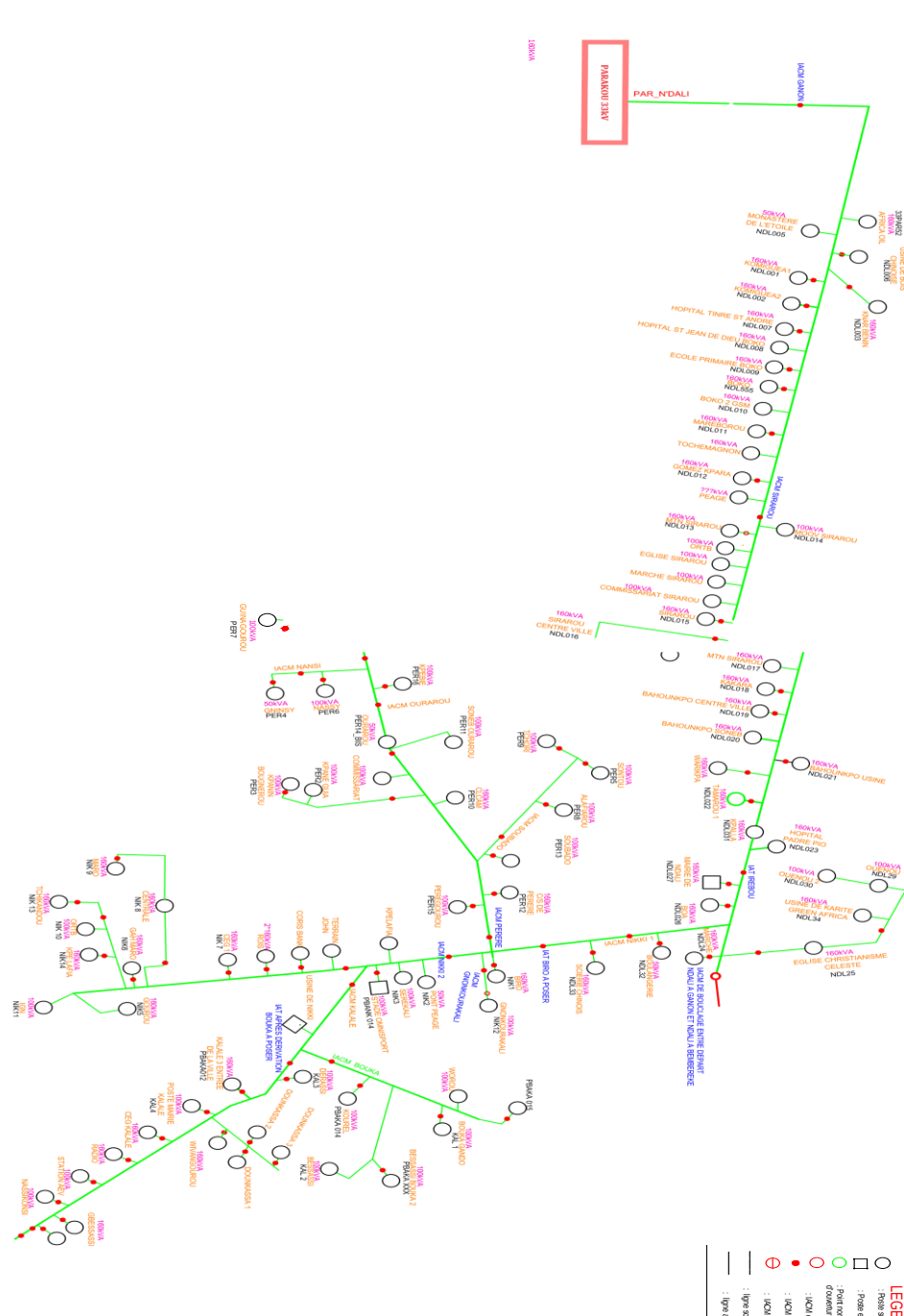


Figure 2. 8 : Plan synoptique du départ N'dali 33 kV réalisé sous autoCAD

2.3. MATERIEL

L'étude repose sur l'utilisation d'outils de modélisation numérique et de données de terrain. C'est un outil informatique puissant et intégré largement utilisé dans le domaine de l'ingénierie électrique pour la modélisation, la simulation et l'analyse des systèmes électriques complexes. Matlab, développé par MathWorks, est un environnement de calcul numérique qui offre une multitude de fonctionnalités pour résoudre des problèmes

mathématiques, effectuer des analyses de données, et créer des modèles numériques. Il fournit un langage de programmation interactif et des bibliothèques de fonctions prêtes à l'emploi, ce qui en fait un choix privilégié pour les ingénieurs et les chercheurs travaillant dans divers domaines, y compris l'électrotechnique.

Simulink, une extension de Matlab, est une plateforme de modélisation graphique qui permet de représenter visuellement et intuitivement les systèmes dynamiques. Il offre un environnement de simulation interactif, où les utilisateurs peuvent créer des modèles de systèmes complexes en utilisant des blocs fonctionnels et en établissant des connexions entre ces blocs. Simulink est particulièrement adapté à la modélisation des systèmes dynamiques, y compris les systèmes électriques. SimPowerSystems, est un complément de Simulink. Faisant partie de la famille Physical Modeling, SimPowerSystems et SimMechanics fonctionnent avec Simulink pour modéliser des systèmes électriques, mécaniques et de contrôle. SimPowerSystems a été conçu pour fournir un outil de conception moderne qui permettra aux scientifiques et aux ingénieurs de construire rapidement et facilement des modèles qui simulent les systèmes électriques. SimPowerSystems utilise l'environnement Simulink®, ce qui permet de construire un modèle à l'aide de procédures simples de type cliquer-glisser. Non seulement il permet de dessiner rapidement la topologie du circuit, mais aussi de faire une analyse du circuit incluant ses interactions avec les disciplines mécaniques, thermiques, de contrôle et autres. Cela est possible parce que toutes les parties électriques de la simulation interagissent avec la vaste bibliothèque de modélisation Simulink. Les bibliothèques contiennent des modèles d'équipements électriques typiques tels que des transformateurs, des lignes, des machines et de l'électronique de puissance. Ces modèles sont des modèles éprouvés provenant de manuels, et leur validité est basée sur l'expérience du laboratoire d'essai et de simulation des systèmes électriques d'Hydro-Québec, une grande compagnie d'électricité nord-américaine située au Canada.

2.3.1. PRESENTATION DE L'INTERFACE SIMULINK

Le logiciel est muni d'une interface graphique à l'environnement MATLAB, permettant de représenter les fonctions mathématiques et les systèmes dynamiques sous forme de schémas-blocs.

Il permet de modéliser, simuler (en temps continu ou discret) et analyser les systèmes dynamiques linéaires et non linéaires. Ce logiciel est largement utilisé dans différents domaines tel que :

- ✓ Energies renouvelables ;
- ✓ Aérospatial ;
- ✓ Automatique ;
- ✓ Communications ;
- ✓ Système de contrôle ;
- ✓ Instrumentation médicale, etc.

Toutes les représentations sous Simulink se font au moyen de blocs caractérisés par leur fonction et leur entrée /sortie. Les figures 2.9 et 2.10 nous présentent les interfaces sous Simulink.

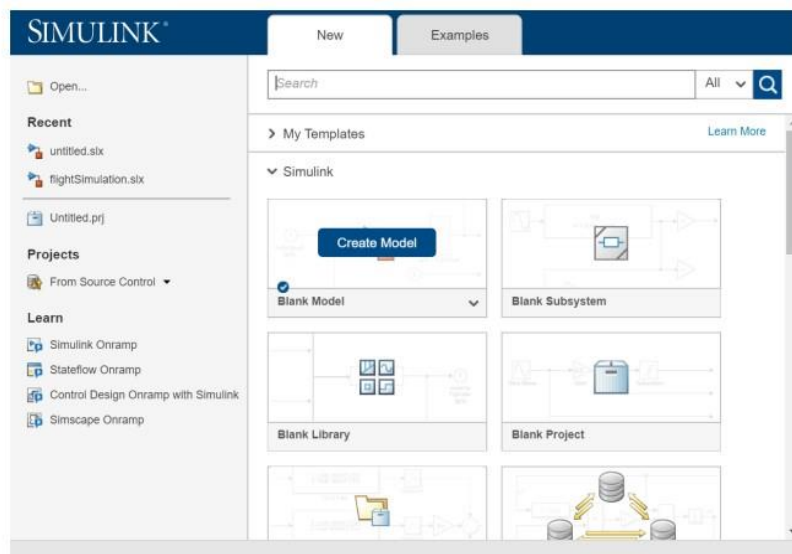


Figure 2. 9 : Représentation interface Simulink.

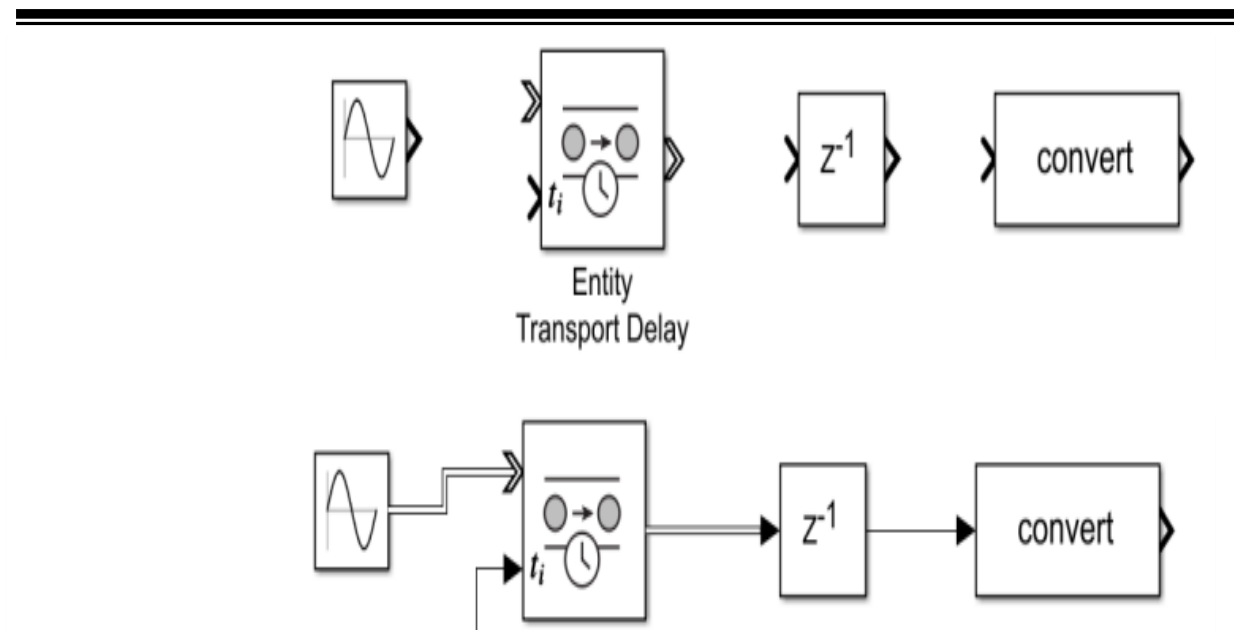


Figure 2-Erreur ! Il n'y a pas de texte répondant à ce style dans ce document..1 :

Représentation interface simulink.

CONCLUSION PARTIELLE

En somme, ce chapitre a permis de poser les fondements techniques et méthodologiques indispensables à la simulation du départ N'dali 33kV. La caractérisation précise des infrastructures du poste de Ganon, couplée à la puissance de calcul de l'environnement MATLAB/Simulink, offre désormais un modèle numérique fidèle aux réalités d'exploitation de la SBEE. Cette étape constitue le levier nécessaire pour passer de la théorie à l'expérimentation virtuelle. Elle nous ouvre ainsi la voie, dans le chapitre suivant, à l'analyse critique des résultats de simulation et à l'évaluation de la résilience du réseau face aux diverses contraintes de fonctionnement.

**CHAPITRE 3 : MODELISATION, SIMULATION ET ANALYSE
DES RESULTATS DES SCENARIOS DE FONCTIONNEMENT
DU DEPART N'DALI**

INTRODUCTION PARTIELLE

Ce troisième chapitre, cœur de notre étude technique, est dédié à la modélisation et à la simulation numérique de cet ouvrage sous l'environnement MATLAB/Simulink. Nous y avons traduit les caractéristiques physiques du départ en un modèle dynamique fidèle, en intégrant notamment l'apport d'un générateur synchrone couplé au réseau. L'objectif est d'analyser l'influence de cette source en tant que soutien actif de tension lors des périodes de forte sollicitation. À travers divers scénarios, du régime permanent aux conditions de défauts critiques, nous évaluerons la robustesse du réseau ainsi renforcé. Cette démarche permettra de valider la capacité du générateur à stabiliser le plan de tension et à garantir une fourniture d'énergie performante et de qualité.

3.1. MODELISATION DES COMPOSANTS DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE DE DISTRIBUTION

Afin de traduire l'architecture réelle du réseau dans l'environnement numérique de MATLAB/Simulink, il est impératif de définir les paramètres intrinsèques et les équations régissant le fonctionnement des différents composants électriques du système.

a) Modèle du transformateur

Le transformateur est une machine statique qui permet l'utilisation de différents niveaux de tension dans un système de puissance. Le transformateur industriel fonctionne souvent dans un régime de saturation. Les pertes magnétiques qui en découlent sont représentées par des éléments dissipatifs c'est-à-dire une simple résistance placée aux bornes de l'inductance magnétisante [11]. Pour pouvoir l'exploiter il va falloir alors un rapprochement avec le modèle en des admittances du quadripôle illustré à la Figure 3.1 :

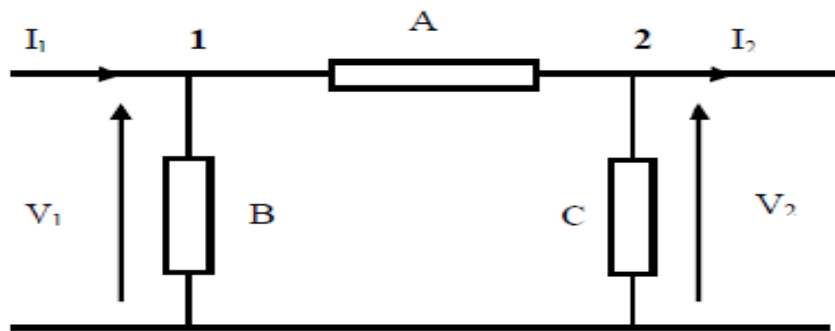


Figure 3. 1 : Représentation schématique en π du transformateur.

De ce modèle, on peut tirer les équations suivantes :

$$\bar{I}_2 = A\bar{V}_1 - (A+C)\bar{V}_2 \quad (3.1)$$

$$\bar{I}_1 = (A + B)\bar{V}_1 - A\bar{V}_2 \quad (3.2)$$

On obtient sous forme matricielle :

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_1 \\ \bar{I}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (A+B) & -A \\ A & -(A+C) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_1 \\ \bar{V}_2 \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

Des équations des deux matrices on tire :

$$A = \frac{\bar{y}}{m} ; A + B = \frac{\bar{y}}{m^2} ; A + C = \bar{y} \quad (3.4)$$

Ainsi on a :

$$A = \frac{\bar{y}}{m} ; B = \frac{\bar{y}}{m} \left(\frac{1}{m} - 1 \right) ; C = \bar{y} \left(1 - \frac{1}{m} \right) \quad (3.5)$$

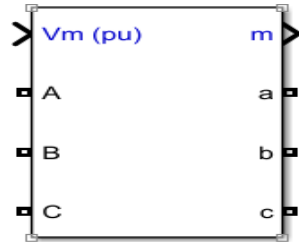


Figure 3. 2 : Représentation schématique en π du transformateur.

b) Modèle des lignes de transport et de distribution

Malgré leur grande diversité, les lignes de transmission possèdent des propriétés électriques communes. En effet, toute ligne possède quatre paramètres qui affectent sa capacité à accomplir sa fonction en tant qu'élément du système de puissance. Ces paramètres sont : La résistance, l'inductance, la capacité et la conductance.

Tous ces paramètres sont repartis uniformément sur toute la longueur de la ligne si bien qu'on peut représenter la ligne par une série des sections R, L, C, G (Figure : 3-3), identiques. Chaque section représente un tronçon de la ligne d'une longueur donnée (1Km par exemple) et dont les éléments $r.dx$, $l.dx$, $c.dx$, $g.dx$, représentent les paramètres correspondants pour cette longueur et sont exprimés en (Ω / Km) ou (S / Km) [11].

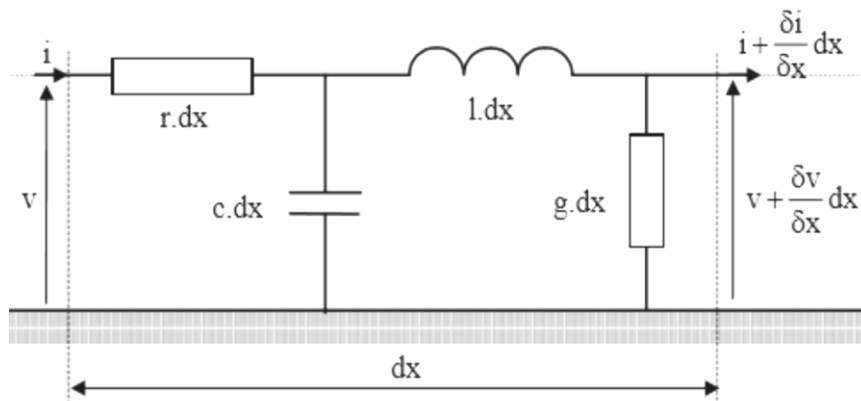


Figure 3. 3 : Représentation de différents paramètres d'une ligne de transmission

$r.dx$: Résistance longitudinale par unité de longueur.

$l.dx$: Inductance longitudinale par unité de longueur

$c.dx$: Capacité transversale par unité de longueur.

$g.dx$: Conductance transversale par unité de longueur.

c) Modèle des charges

Les charges sont en général modélisées comme étant dépendantes de la tension. Elles se caractérisent soit par P (puissance Active) et Q (la puissance réactive) ; P (puissance Active) et $\cos\varphi$; S (la puissance apparente) et $\cos\varphi$. Une fois les charges modélisées en fonction de leurs caractéristiques (P , Q , $\cos\varphi$ ou S), il devient essentiel d'analyser comment ces charges influencent la répartition des flux d'énergie dans le réseau. Cela nous amène à aborder le concept d'écoulement de puissance, qui permet de déterminer les paramètres électriques (tensions, courants, puissances) à chaque nœud du réseau en fonction des charges connectées [11].

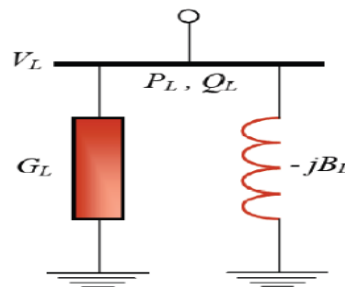


Figure 3. 4 : Modélisation d'une charge par son admittance équivalente

Sous Matlab/simulink, la charge du réseau sera simplement représentée par une consommation de puissance active P et une fourniture à la consommation de puissance réactive Q . La puissance réactive peut être fournie ou consommée, selon la nature de la charge capacitive ou inductive. Pour nos différentes simulations nous avons uniquement considéré comme charge du réseau, la puissance active.

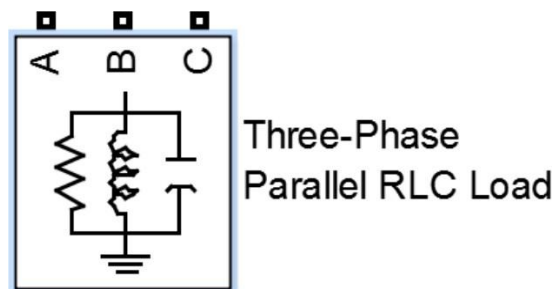


Figure 3. 5 : Modèle sous Matlab/Simulink d'une charge parallèle

d) Les câbles

Les lignes sont des éléments qui permettent le transport de puissance d'un point à un autre. Elles peuvent donc être des conducteurs aériens ou des câbles souterrains. Elles sont caractérisées par les paramètres suivants :

- **r** : Résistances série en ohm par unité de longueur (Ω/km)
- **X** : Réactance série due au couplage par champ magnétique entre les conducteurs (Ω/km)
- **g** : Conductance shunt en unité de longueur (S/km) Il représente les pertes de lignes dues au courant de fuite capacitif (effet de couronne).
- **b** : Susceptance shunt due au couplage par champ électrique entre les conducteurs en F/km
- $X = \omega L$ Où :
 - **L** représente l'inductance
 - ω est la pulsation $\omega = 2\pi f$
- **f** : représente la fréquence
- **Z** : impédance de la ligne. $Z = r + jX$
- **Y** : admittance de la ligne. $Y = g + jb$

Le modèle général d'une ligne est présenté sur la Figure 3.6 suivante.

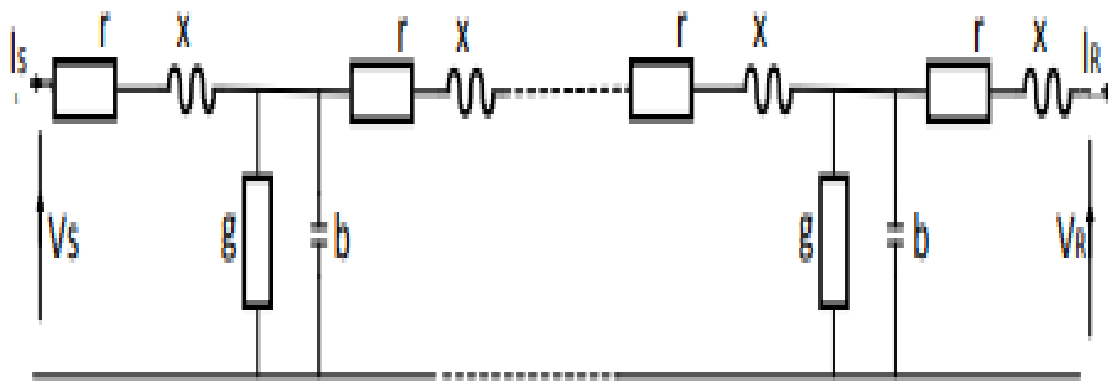


Figure 3. 6 : Modèle général d'une ligne

e) Les disjoncteurs

Les disjoncteurs seront modélisés en utilisant le bloc « three phase breaker ». Ce bloc implémente un disjoncteur triphasé dont les temps d'ouverture et de fermeture peuvent être contrôlés soit à partir d'un signal Simulink externe (mode de contrôle externe), soit à partir d'une minuterie de contrôle interne (mode de contrôle interne). La figure 3-9 suivante nous présente le bloc d'un disjoncteur sous Matlab/Simulink.

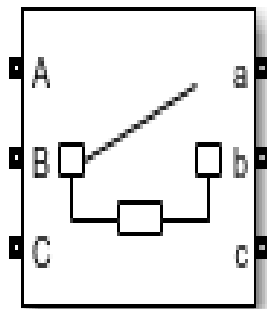


Figure 3. 7 : Modèle d'un disjoncteur triphasé sur Matlab/Simulink

3.2. Résultats des scénarios de simulation

3.2.1. Premier scénario

Ce premier scénario prend en compte l'ensemble des transformateurs raccordés au départ N'dali ainsi que l'usine industrielle alimentée par ce même départ. Les transformateurs considérés sont répartis selon les puissances nominales de 50 kVA, 100 kVA, 160 kVA et 2000 kVA. Pour chaque catégorie de transformateurs ainsi que pour l'usine, la puissance active en régime de charge maximale a été déterminée en tenant compte du facteur de puissance du réseau fixé à 0,98. Lors des simulations réalisées sous MATLAB/Simulink, les charges correspondant aux différentes puissances nominales ont été intégrées de manière progressive afin d'analyser le comportement du réseau face à l'augmentation de la demande. Cette approche a permis d'étudier l'évolution des puissances active et réactive, ainsi que les variations des tensions et des courants sur le réseau. La figure 3.9 présente le modèle de simulation utilisé pour ce premier scénario. Les simulations ont été réalisées en régime permanent, en prenant en compte les conditions de charge maximales correspondant à la période la plus contraignante identifiée précédemment c'est-à-dire les mois de mai et juin qui connaissent de fortes sollicitations. Les résultats obtenus sont analysés en termes de profil de tension, de flux de puissance, de taux de

chargement des lignes, de pertes électriques et d'amélioration de la continuité de service. La puissance active est définie par l'équation (3.6)

$$P=UI\sqrt{3} \cos \varphi \quad (3.6)$$

3.2.2. RESULTATS DU PREMIER SCENARIO

Le tableau 3-1 indique les résultats des puissances et courants cumulées, calculés et simulés au niveau des charges. Le recensement des charges est basé sur le nombre de transformateurs installés sur le départ. Ainsi, nous avons des transformateurs qui se présentent comme ci-après :

- cinq (05) transformateurs de 50kVA,
- quarante-deux (42) transformateurs de 100kVA,
- quarante-neuf (49) 160kVA,
- et une usine de 2000kVA.

Tableau 3. 1 : Récapitulatif des puissances cumulées et calculées

Charges	Nombre de transformateur	Puissance s calculées	Puissance et intensité des charges cumulée et calculées		
50kVA	05	245kW	Charges 50kVA	Puissance	245 kW
				Courant Maxi	6,1 A
100kVA	42	4116kW	Charges 50kVA + charges 100kVA	Puissance	4361 kW
				Courant Maxi	110,2A
160kVA	49	7683,2 kW	Charges 50kVA + charges 100kVA+ 160kva	Puissance	12,04 MW
				Courant Maxi	304,08 A
2000kV A	01	1960 kW	Toutes charges + usine	Puissance	14 MW
				Courant Maxi	353,57 A

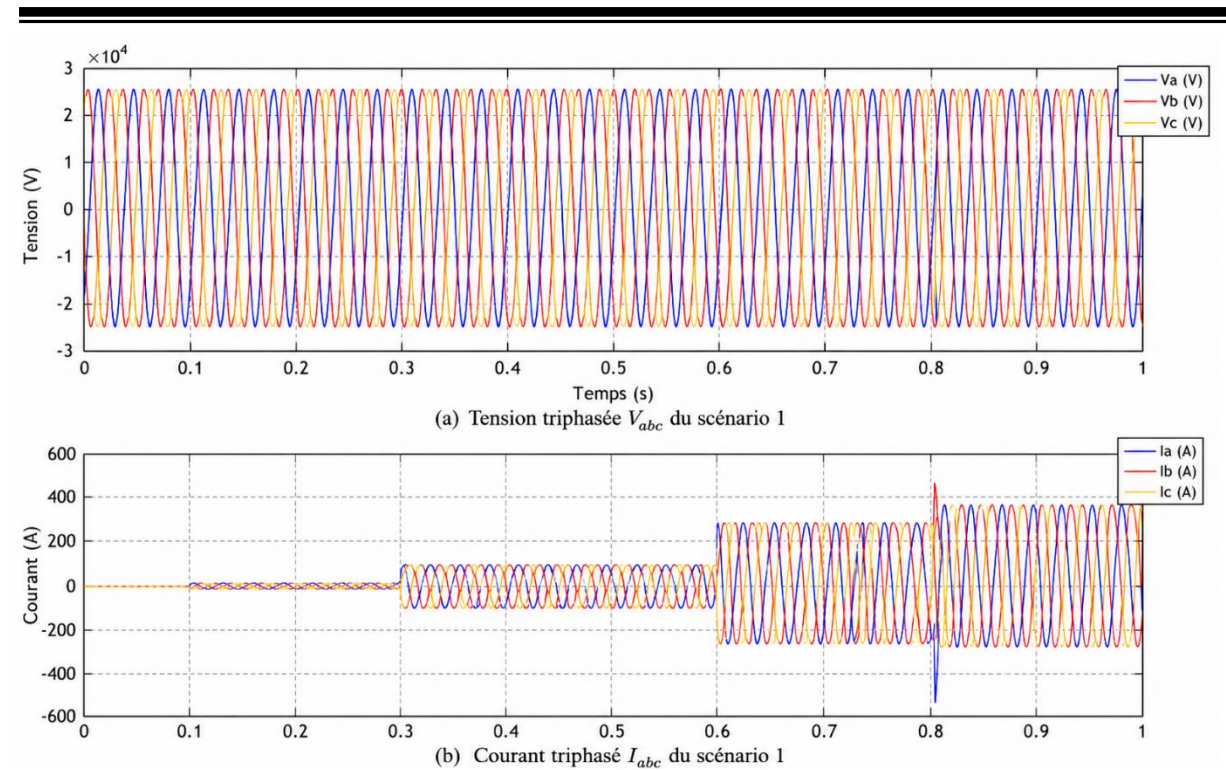


Figure 3. 9 : Courbe de tension et courant sous MATLAB/Simulink du scénario1

3.2.3 DISCUSSION DU PREMIER SCENARIO

D'après les courbes de puissance actives et réactives, l'étude du comportement dynamique du réseau a été structurée en plusieurs étapes afin d'identifier les seuils de rupture de la stabilité. Le premier scénario a consisté à évaluer l'impact de l'intégration simultanée des charges de 50 kVA et 100 kVA. Les résultats montrent une stabilité initiale satisfaisante, le réseau absorbant ces puissances sans fluctuation majeure des paramètres nominaux.

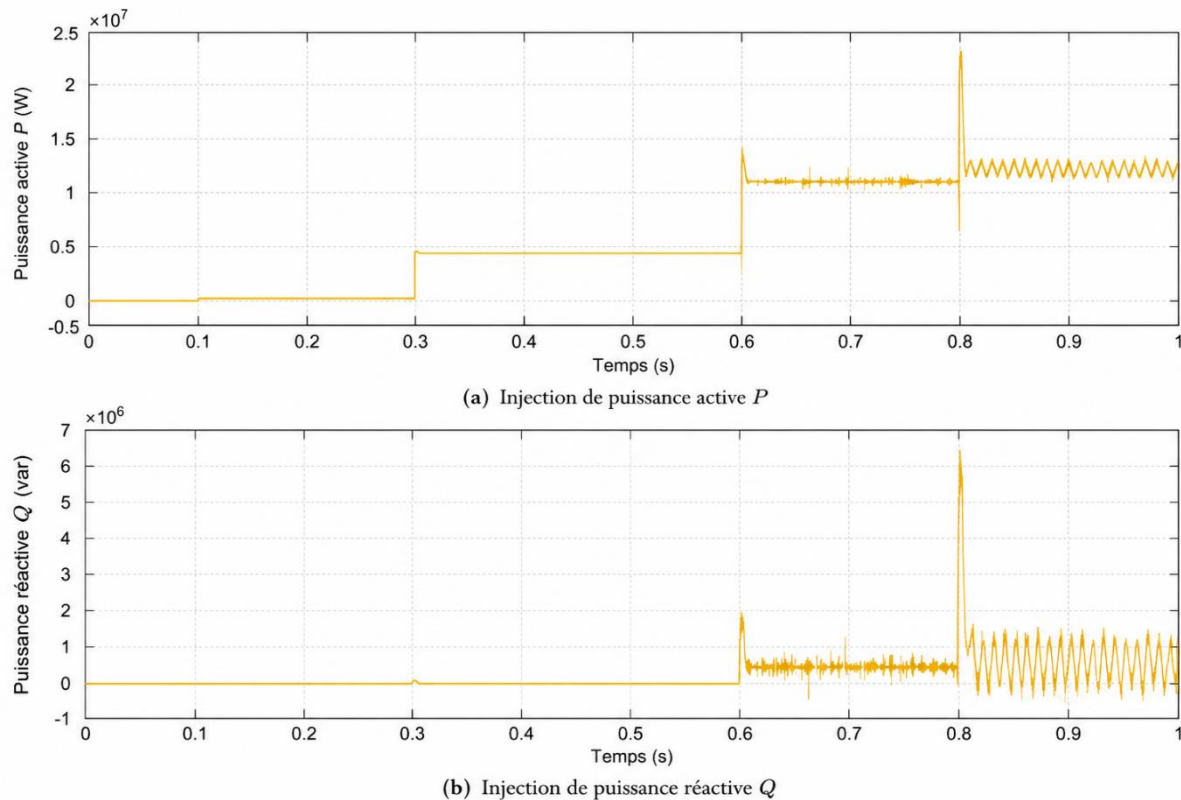


Figure 3. 10 : Évolution temporelle des injections de puissance active et réactive scénario 1

3.2.4. RESULTATS DU DEUXIEME SCENARIO

Dans ce second scénario, le réseau a été segmenté en plusieurs tronçons distincts afin de caractériser précisément le comportement électrique du départ et d'identifier les zones critiques. Cette approche permet une analyse détaillée des flux de puissance et met en évidence l'impact des charges localisées sur la stabilité globale du système.

Les sections identifiées sont les suivantes :

- **Tronçon 1 : Du poste source à l'IACM de Sirarou**

Cette portion totalise 15 transformateurs. Sans distinction de puissance individuelle, l'ensemble présente une puissance cumulée de **2 185,4 kW** pour une intensité de **55,18 A**.

- **Tronçon 2 : De l'IACM de Sirarou à l'IAT Irébou**

Ce segment dessert 12 transformateurs. Les charges propres à cette zone s'élèvent à **2 371,6 kW (115,52 A)**. En incluant le flux provenant de Sirarou, la puissance totale transitée atteint une intensité de **115,06 A**.

- **Tronçon 3 : De l'IAT Irébou à l'IAT de Birô**

Comprenant 9 transformateurs, cette section affiche une charge propre de **1 185,8 kW (29,94 A)**. Le cumul de puissance en amont porte l'ensemble à **5 742,8 kW** pour une intensité totale de **145 A**.

- **Tronçon 4 : De l'IAT de Birô à l'IACM Nikki 2**

Cette zone inclut principalement la localité de **Pêrêrê**, avec une puissance de **1 842,4 kW (46,51 A)**. À ce stade du réseau, la puissance cumulée atteint **7 589,4 kW**, soit une intensité de **191,51 A**.

- **Tronçon 5 : De l'IACM Nikki 2 à la fin du réseau**

Il s'agit de la zone la plus densifiée. Elle présente une puissance de **4 459 kW** (hors usine). En intégrant la charge industrielle, la puissance totale du segment s'élève à **12 044 kW** pour une intensité de **304,08 A**.

La puissance totale installée en fin de ligne est de **14 004,2 kW**, correspondant à une intensité globale de **353,57 A** y compris la charge de l'usine.

Le tableau 3-2 indique les résultats des puissances et courants simulés au niveau des différents tronçons.

Tableau 3. 2 : Récapitulatif des charges simulées dans le cas du scénario 2

Tronçon	Puissance locale relative au tronçon (kW)	Evolution des charges– Puissances cumulées au niveau du tronçon (kW)	Intensité transitée (A)	Observations
Tronçon 1 : Du poste source à l'IACM de Sirarou		2 185,4	55,18 A	Cette portion totalise 15 transformateurs
Tronçon 2 : De l'IACM de Sirarou à l'IAT Irébou	2 371,6		115,52	Ce segment dessert 12 transformateurs. Les charges propres à cette zone s'élèvent à 2 371,6
Tronçon 3 : De l'IAT Irébou à l'IAT de Birô	1 185,8	5 742,8	145	Ce tronçon présente une puissance locale de 1 185,8 kW
Tronçon 4 : De l'IAT de Birô à l'IACM Nikki 2	1 842,4	7 589,4	191,51	Cette zone inclut principalement la localité de Pêrêrê,
Tronçon 5 : De l'IACM Nikki 2 à la fin du réseau	4 459	12 044	353,57	Ce tronçon présente une puissance de 4 459 kW localement (hors usine)

3.2.5. ANALYSE DE LA REPARTITION DES PUISSANCES LE LONG DU DEPART N'DALI

Le départ N'dali est caractérisé par une structure radiale étendue, la puissance injectée en tête de ligne décroît progressivement à mesure que l'on s'éloigne du poste source, avec des points de soutirage majeurs au niveau des transformateurs de distribution HTA/BT desservant les localités urbaines et rurales. La puissance sur le départ N'dali est fortement influencée par l'effet de bout de ligne, rendant la qualité de service sensible aux variations de charge importante. Les pertes en ligne (RI^2) sont significatives, surtout en période de pointe ce qui réduit la puissance active disponible en bout de ligne. Pour optimiser le réseau, une analyse fine des flux de puissance a été effectuée sous Matlab/Simulink. La figure 3-13 détaille l'ensemble des charges sur chaque portion du réseau. Elle est réalisée sous MATLAB/Simulink et sert de base au modèle de simulation du scénario 2

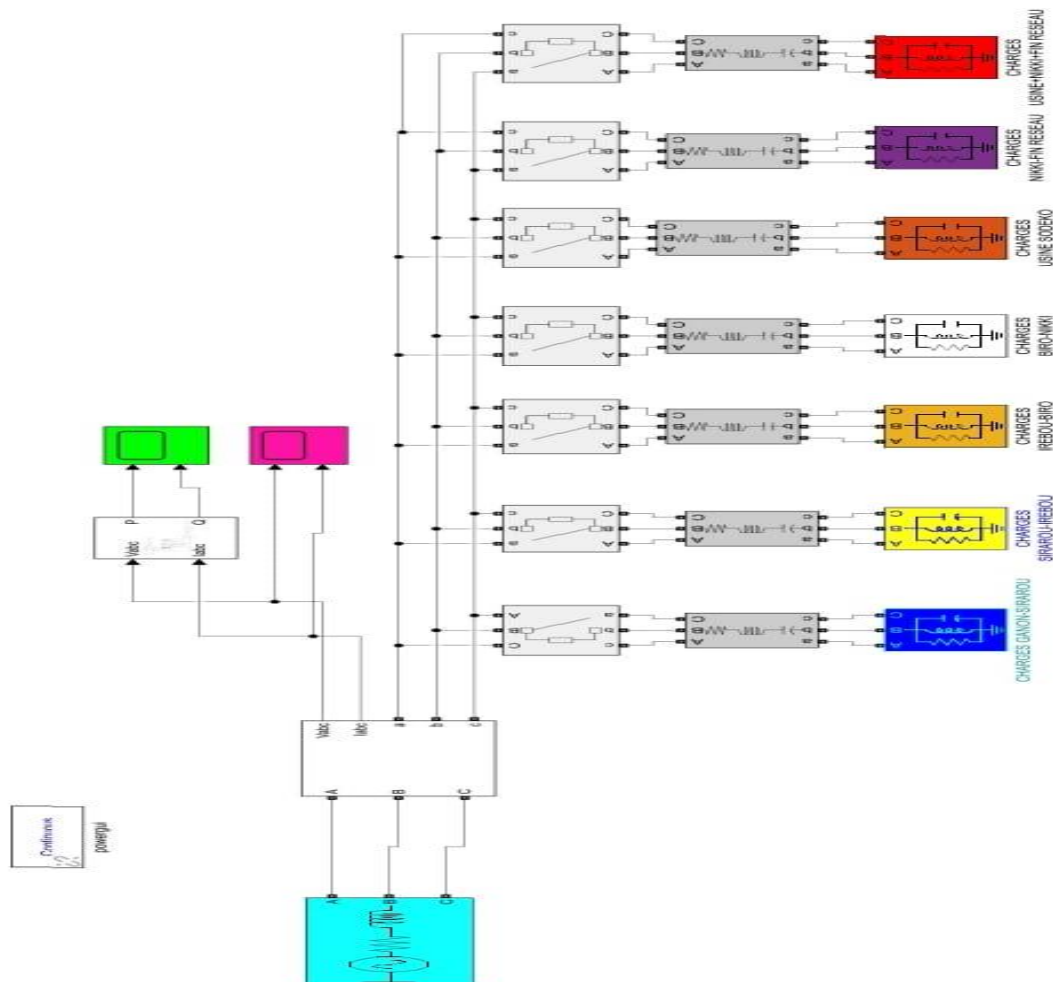


Figure 3. 11 : Modèle MATLAB/Simulink scenario 2

3.2.6. ANALYSE DES RESULTATS DU SCENARIO 2

Un deuxième scénario a ensuite été simulé en introduisant une charge supplémentaire de 160 kVA. À ce stade, le système présente les premiers signes d'instabilité par des oscillations répétées. Cette dégradation s'accroît lors du raccordement final de l'unité industrielle de 2000 kVA, aboutissant à une altération critique du signal et l'observation certaine d'un black-out, telle qu'illustrée par la figure 3-12 :

Les courbes de tension, courant, puissance active et réactive relative au second scénario sont présentées respectivement aux figures 3-12 et 3-13.

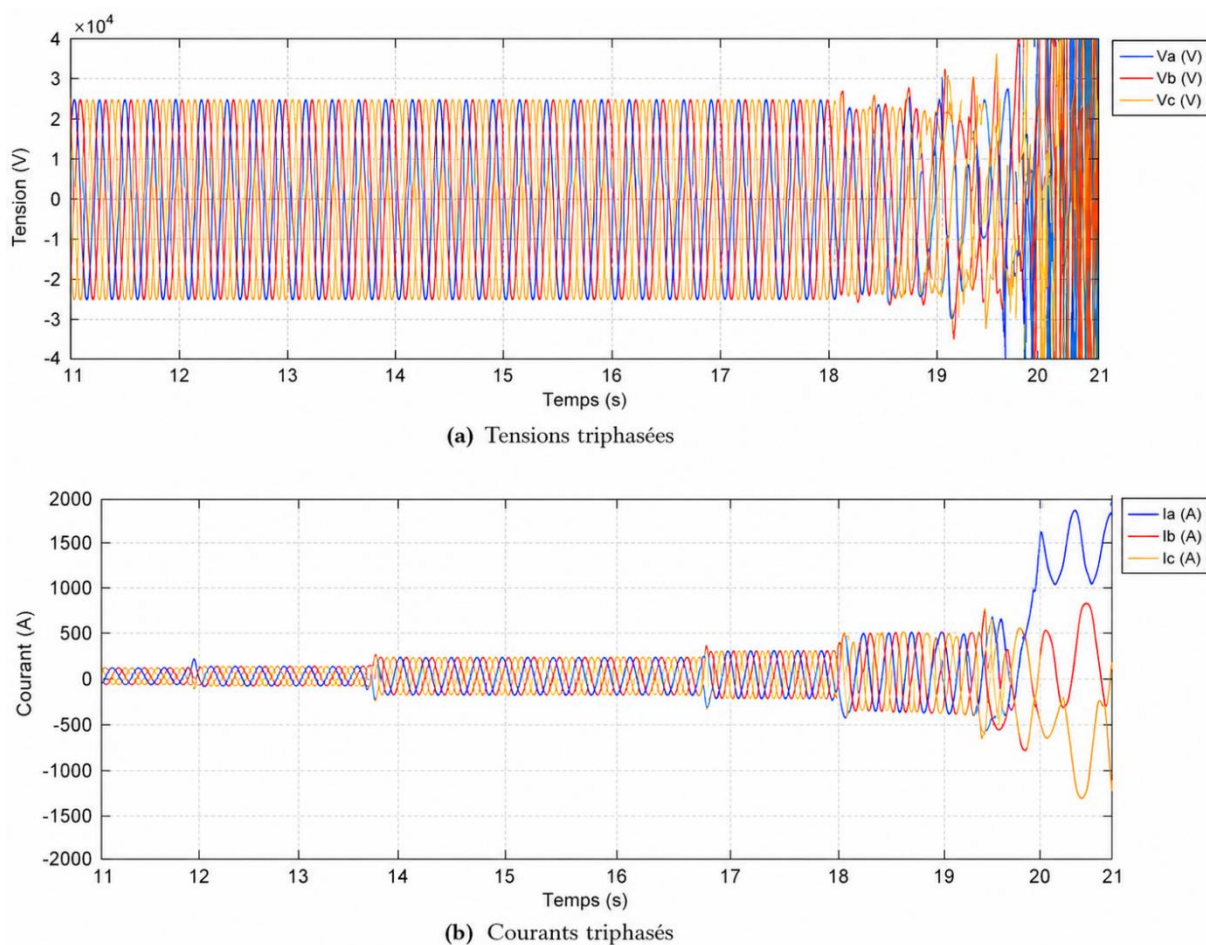


Figure 3. 12 : Courbe de tension et courant sous MATLAB/Simulink du scénario 2

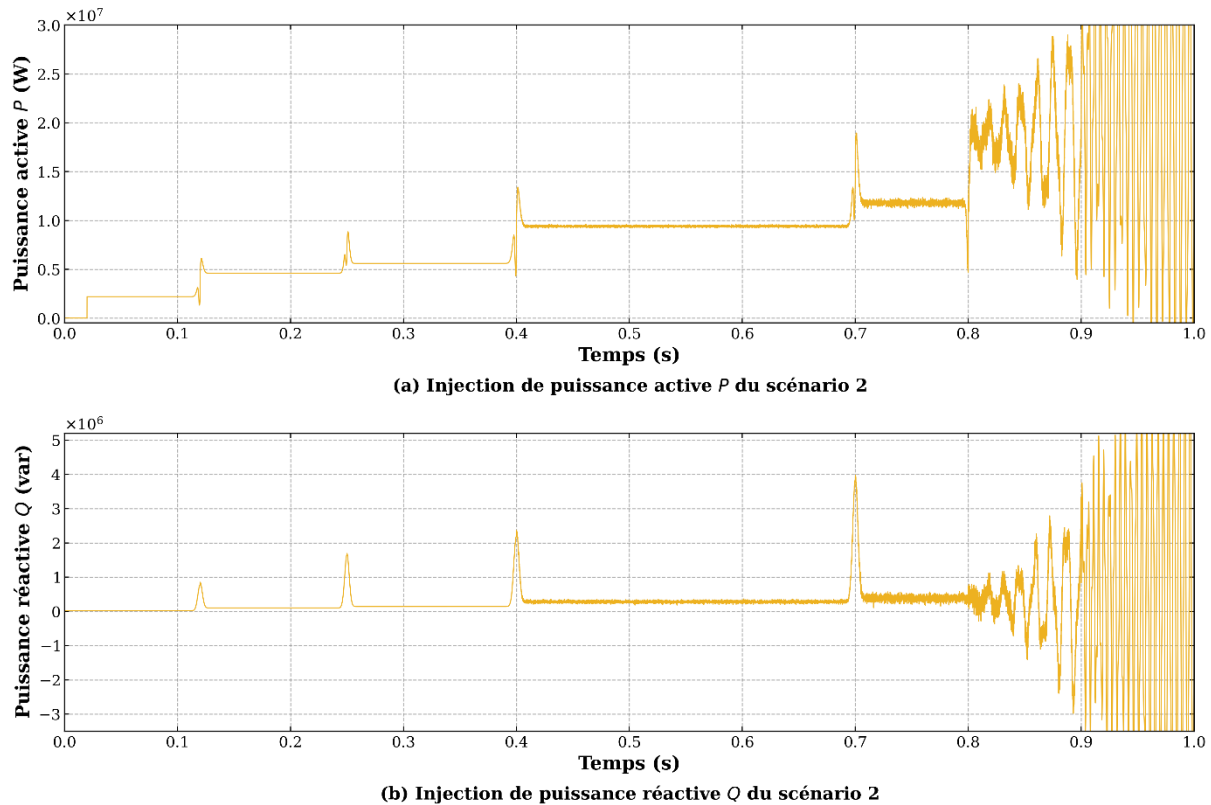


Figure 3-13 : Évolution temporelle des injections de puissance active et réactive scénario 2

a) Analyse du tronçon 1 à 2

Les différentes courbes montrent que sur ce tronçon, la ligne présente un comportement électrique stable. Les courbes de puissance montrent une évolution régulière sans fluctuations notables, traduisant une bonne tenue du réseau. Cette stabilité s'explique principalement par la proximité du poste source, qui assure un niveau de tension élevé et une alimentation robuste.

Les pertes électriques dans cette portion restent relativement faibles, et le taux de charge des conducteurs demeure largement inférieur à leur capacité thermique admissible. Par conséquent, cette portion ne constitue pas une zone critique du réseau. Elle assure efficacement le transit de la puissance vers les sections aval sans engendrer de contraintes opérationnelles majeures [12].

b) Analyse du tronçon 2 à 3

La portion intermédiaire du réseau présente également un comportement satisfaisant. Les résultats de simulation indiquent que la ligne supporte correctement les flux de puissance

transitant vers l'aval, sans dépassement des seuils critiques. Le profil de puissance reste relativement stable, ce qui traduit un bon fonctionnement des conducteurs et une adéquation entre la charge raccordée et la capacité de transport.

Toutefois, une légère augmentation des pertes est observée comparativement à la portion amont, en raison de l'allongement de la distance électrique et de l'accumulation progressive des charges. Néanmoins, ces pertes restent dans des limites acceptables, confirmant que cette portion du réseau fonctionne dans des conditions normales d'exploitation.

c) Analyse de la portion 3 au bout de ligne (Toutes charges + usine)

La portion comprise entre le point 3 et le bout de la ligne (fin réseau) présente un comportement différent. Les courbes de puissance issues des simulations mettent en évidence des fluctuations marquées, traduisant une instabilité relative du flux de puissance. Cette situation est directement liée à la présence d'une charge industrielle importante, constituée par une usine de puissance installée d'environ 2000 kVA, raccordée dans cette zone.

Cette charge élevée induit des appels de puissance importants et parfois variables, ce qui entraîne :

- des variations brusques du flux de puissance,
- des chutes de tension localisées,
- une augmentation significative des pertes par effet Joule,
- une sollicitation accrue des conducteurs.

Ces fluctuations constituent un facteur de dégradation de la qualité de l'énergie distribuée et augmentent les risques de surcharge et d'instabilité du réseau. La portion 3 au bout de ligne apparaît ainsi comme la zone la plus critique du départ N'dali 33 kV, nécessitant des actions d'amélioration ciblées, telles que le renforcement des conducteurs, la compensation de puissance réactive, ou la reconfiguration du réseau.

Les fluctuations observées dans la portion aval du réseau s'expliquent principalement par la dynamique de fonctionnement de la charge industrielle raccordée. Les équipements industriels de forte puissance, notamment les moteurs électriques et les systèmes électromécaniques, induisent des appels de courant importants au démarrage et des variations rapides de la puissance absorbée, perturbant l'équilibre électrique local. Ces variations provoquent des

oscillations de tensions, une augmentation du courant circulant, une accentuation des pertes par effet Joule et une dégradation du facteur de puissance. Ces phénomènes peuvent à terme accélérer le vieillissement des équipements, augmenter la probabilité de déclenchement des protections et réduire la durée de vie des infrastructures.

Par ailleurs, la forte distance électrique entre le poste source et le bout de ligne amplifie ces perturbations, en raison de l'augmentation de l'impédance longitudinale de la ligne, ce qui accentue les chutes de tension et limite la capacité de régulations du réseau.

d) Impact sur la qualité de service et la fiabilité du réseau

L'instabilité observée dans la portion aval (toutes charges et usine) se traduit par une dégradation notable de la qualité de l'Énergie distribuée (ED), susceptible d'affecter les équipements sensibles et d'engendrer des perturbations dans les processus industriels. Elle contribue également à l'augmentation de l'Énergie non distribuée (END) et de la puissance interrompue (PINT), en favorisant la survenue de défauts et d'incidents d'exploitation. Cette situation met en évidence la vulnérabilité actuelle du réseau.

3.3. Apports et solutions proposées pour l'amélioration du réseau

Face aux contraintes techniques identifiées sur le départ N'dali 33kV, notamment dans la portion aval caractérisée par de fortes fluctuations de puissance, des chutes de tensions et des pertes élevées, plusieurs solutions techniques ont été envisagées afin d'améliorer durablement les performances du réseau. Ces solutions reposent principalement sur l'intégration de sources de génération ou de dispositifs de compensation, ainsi que sur la création d'un nouveau poste source dans la zone aval. L'installation de dispositifs de compensation réactive au niveau des nœuds stratégiques permettrait d'optimiser le facteur de puissance et de renforcer la capacité de transit du réseau.

Dans ce cas nous proposons d'intégrer au réseau, un générateur synchrone de cinq (05) MW de 50 Hz pour un apport d'énergie sur le réseau. Pour constater l'impact d'un tel apport sur le réseau, nous réalisons un troisième scénario de fonctionnement sous MATLAB/simulink

Par ailleurs, la création d'un nouveau poste source dans la zone aval au niveau de N'Dali ou de Nikki, constitue une solution structurelle durable, visant à réduire la distance électrique entre la

source et les centres de consommation, à améliorer la répartition des charges et à accroître la fiabilité et la continuité de service. La combinaison de ces solutions offre ainsi une réponse technique cohérente et performante aux problématiques actuelles et futures du départ N'dali, en garantissant un fonctionnement stable, efficient du réseau. La figure 3.14 illustre l'amélioration des performances du réseau après l'intégration des solutions proposées :

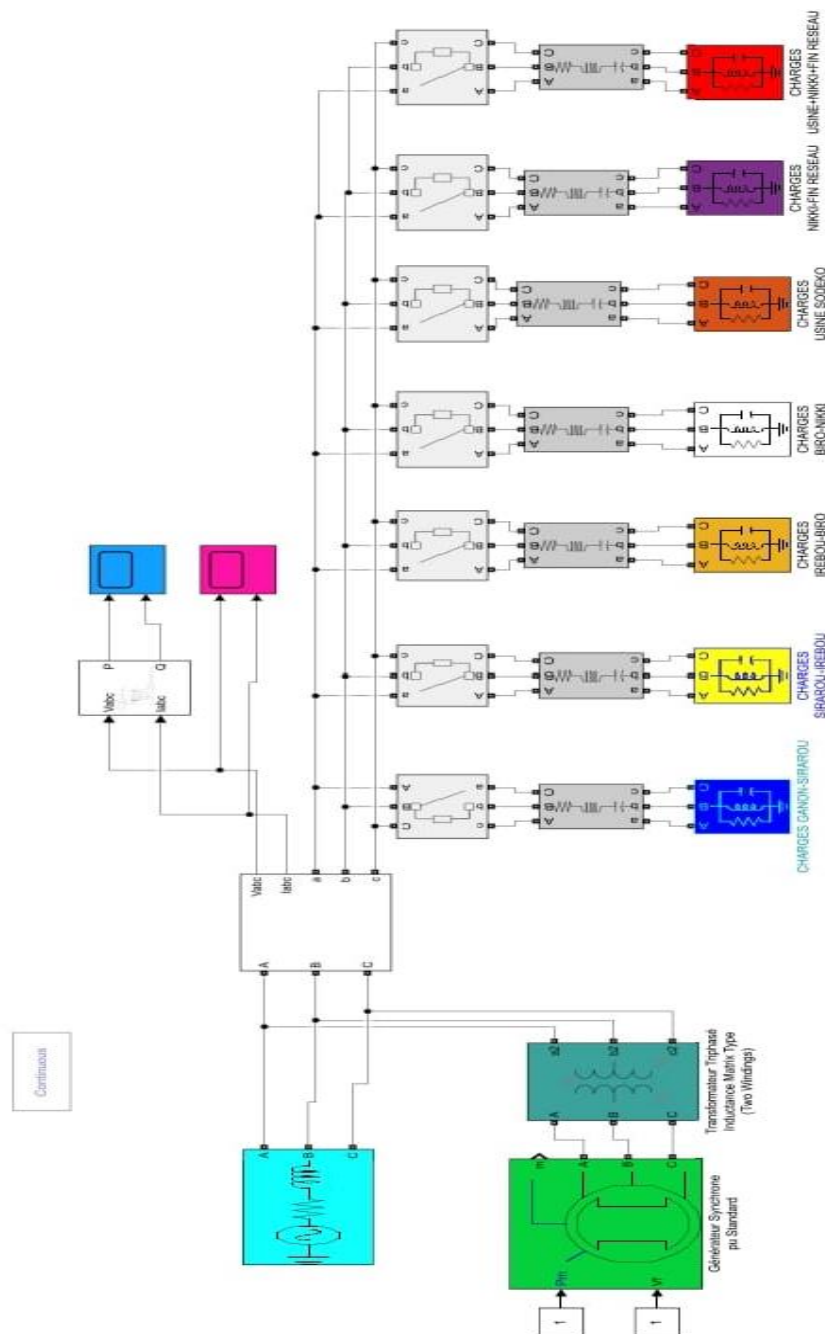


Figure 3. 14 : Amélioration des performances du réseau après l'intégration des solutions proposées, injection de puissance

3.4. ANALYSE DES RESULTATS DU TROISIEME SCENARIO

Le scénario de base, simulant le fonctionnement actuel du départ N'dali 33 kV, met en évidence un profil de tension dégradé. La longueur excessive de la ligne combinée à la croissance de la charge entraîne des chutes de tension en bout de ligne. Cette situation engendre non seulement des pertes en ligne significatives, mais compromet également la fiabilité de l'alimentation électrique pour les abonnés ruraux. L'introduction du Poste Source et du Générateur Synchrone sur le départ N'dali ont mathématiquement contribué à l'amélioration de la Continuité de Service par L'insertion d'un nouveau poste source qui a permis de segmenter le départ N'dali 33kV en plusieurs tronçons protégés de manière indépendante. Actuellement, un défaut en bout de ligne peut entraîner le déclenchement de l'ensemble du départ au poste Ganon, affectant tous les usagers. Avec le nouveau poste, la zone de coupure est restreinte, ceci réduit drastiquement le SAIDI.

De plus, le générateur synchrone, en tant que source de secours ou d'appoint, permet de maintenir l'alimentation de certaines charges prioritaires lors des travaux de maintenance ou d'incidents sur le réseau principal de la SBEE, diminuant ainsi le temps d'interruption perçu par les clients. En rapprochant la source de la charge (nouveau poste) et en ajoutant une réserve de puissance locale (générateur), nous passons d'un réseau radial fragile à un système plus résilient dont l'objectif est de ramener le SAIDI du départ N'dali vers les standards de qualité de service visés par la SBEE pour les zones en développement. Car il transforme un réseau passif et fragile en un système actif capable de "rebondir" après un incident. « L'architecture proposée fait passer le réseau d'une structure radiale classique, vulnérable au moindre défaut, à un système décentralisé et résilient. Cette résilience s'articule autour de trois axes majeurs mis en évidence par nos simulations :

- L'autonomie locale (Îlotage partiel) : Grâce au générateur synchrone, le réseau acquiert une capacité de "black-start" ou de maintien de tension sur les charges critiques. En cas de défaillance majeure sur la ligne principale venant de Ganon, le générateur peut assurer une continuité de service pour les infrastructures prioritaires de N'dali (centres de santé, pompage d'eau), transformant une panne générale en une perturbation localisée.
- La réduction de la fatigue du matériel : En stabilisant le plan de tension via le poste source, on réduit les contraintes thermiques sur les transformateurs de distribution HTA/BT et les

câbles. Un réseau qui travaille dans ses plages nominales s'use moins vite et résiste mieux aux surcharges transitoires.

- La redondance fonctionnelle : Le poste source raccourcit la "distance électrique". En cas d'incident climatique sur un tronçon, la segmentation permet de réalimenter plus rapidement les zones saines. La résilience se traduit ici par une réduction drastique du temps de reprise de service (diminution du MTTR - *Mean Time To Repair*).

En somme, l'investissement dans un poste source et une source synchrone ne répond pas seulement à un besoin de quantité d'énergie, mais à une exigence de qualité et de survie du système face aux aléas climatiques et techniques du Nord-Bénin d'après les courbes de puissance actives et réactives, de même que celle de la tension et du courant des figures 3-15 et 3-16.

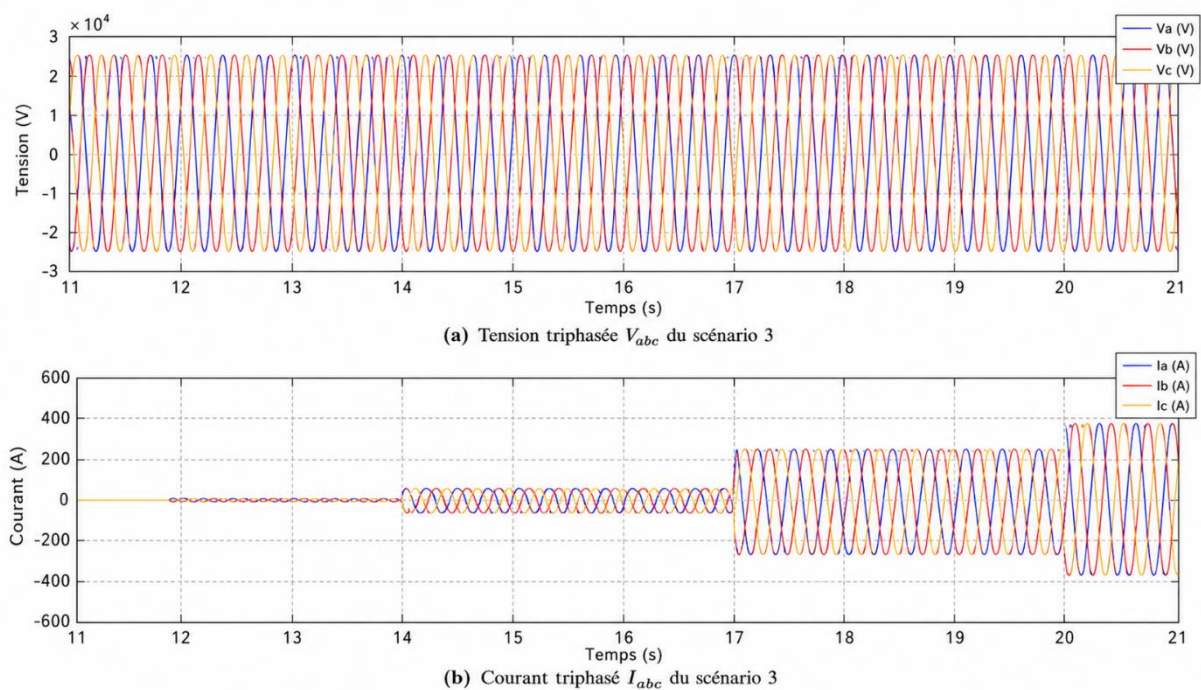


Figure 3. 15 : Courbe de tension et courant sous MATLAB/Simulink du scénario3, après l'intégration des solutions proposées

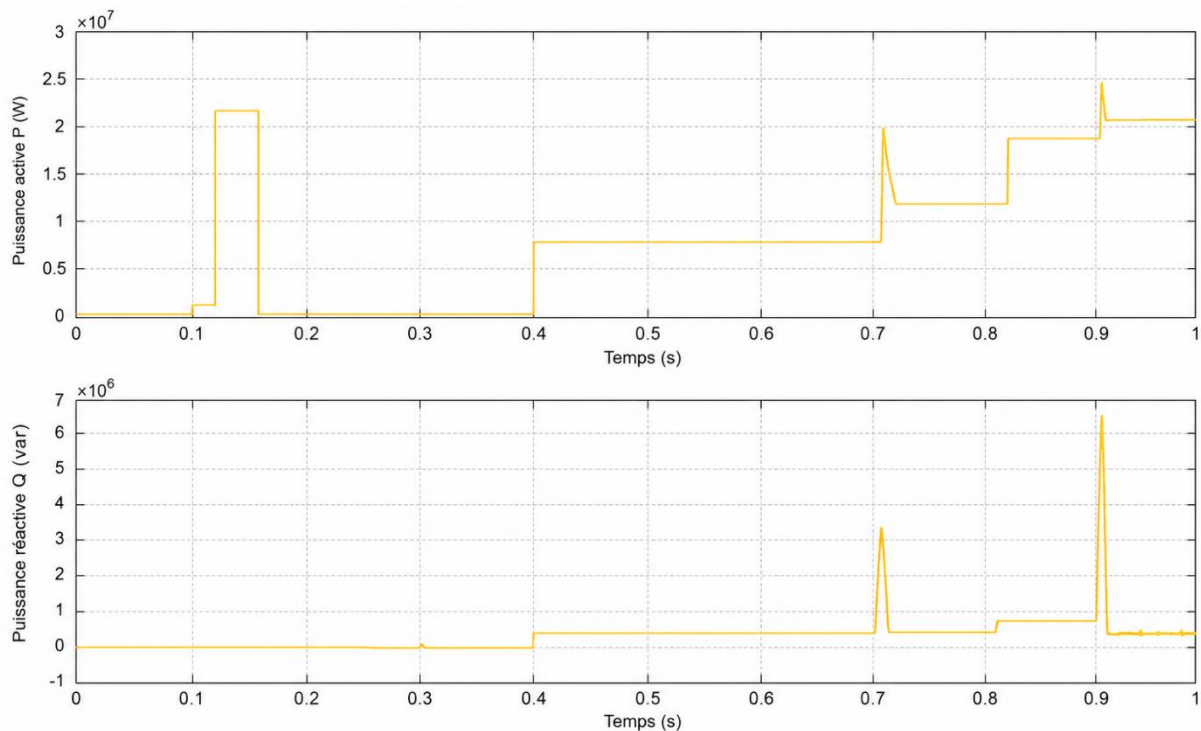


Figure 3-16 : Évolution temporelle des injections de puissance active et réactive scénario 3, après l'intégration des solutions proposées

CONCLUSION PARTIELLE

L'étude des scénarios de fonctionnement du réseau électrique HTA de la Société Béninoise d'Énergie Électrique, appliquée au cas du départ N'dali 33 kV au poste de Ganon, a permis de mettre en évidence les principales contraintes structurelles et fonctionnelles affectant la performance du réseau. Les analyses réalisées à partir des données d'exploitation et des simulations sous MATLAB ont montré que, dans sa configuration actuelle, le réseau présente un fonctionnement globalement satisfaisant dans les portions amont et intermédiaire (de l'IACM GANON à l'IAT IREBOU), mais devient fortement contraint dans sa portion aval (de l'IAT IREBOU à l'IACM Nikki 2), en raison de la forte concentration de charges, notamment industrielles, et de la grande distance électrique séparant cette zone du poste source.

Les résultats ont révélé des fluctuations importantes des injections de puissance, des chutes de tension localisées, une augmentation significative des pertes énergétiques ainsi qu'une dégradation progressive de la qualité de service dans les zones les plus éloignées du poste source (de l'IACM Nikki 2 au poste IGN). Ces phénomènes traduisent une vulnérabilité structurelle du réseau face à l'évolution croissante de la demande énergétique et à l'intégration de charges de

forte puissance, confirmant ainsi les limites de l'architecture actuelle du départ N'dali 33 kV. Face à ces contraintes, les solutions proposées, fondées sur l'intégration de sources de génération décentralisée au niveau de N'dali ou Nikki, la compensation de puissance réactive et la création d'un nouveau poste source dans la portion aval, se sont révélées techniquement pertinentes et efficaces. Les simulations ont mis en évidence une amélioration notable du profil de tension, une réduction des pertes par effet Joule, une stabilisation des flux de puissance et une diminution des fluctuations dynamiques du réseau. Ces améliorations traduisent un renforcement significatif de la stabilité, de la fiabilité et de la résilience du système électrique. Sur le plan structurel, la création d'un poste source en aval apparaît comme une solution stratégique à long terme, permettant non seulement de corriger les déséquilibres actuels, mais également d'anticiper la croissance future de la demande électrique et le développement industriel de la zone. Combinée aux solutions locales de compensation et de génération décentralisée, cette approche offre une vision intégrée de modernisation du réseau HTA, orientée vers la durabilité, la performance et la continuité de service. Ainsi, cette étude met en évidence que l'amélioration des réseaux HTA ne peut plus se limiter à des actions ponctuelles, mais doit s'inscrire dans une logique globale de planification, intégrant à la fois des solutions techniques locales et des réformes structurelles de l'architecture du réseau. Les résultats obtenus dans le cadre du départ N'dali 33 kV constituent un modèle d'approche applicable à d'autres départs du réseau de la SBEE, contribuant ainsi à une modernisation progressive, cohérente et durable du système électrique national.

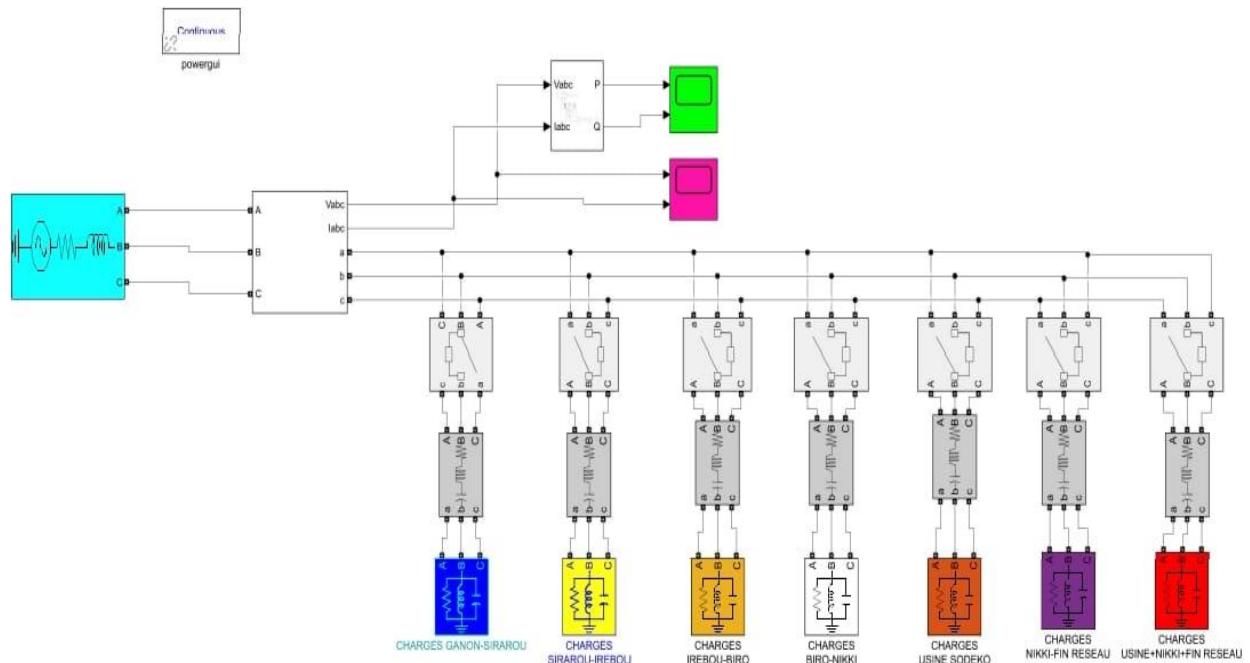
CONCLUSION GENERALE

Dans le cadre de cette étude, une analyse approfondie du réseau HTA 33 kV du départ N'dali alimenté par le poste source de Ganon a été réalisée à partir des données d'exploitation et de simulations numériques effectuées sous MATLAB. Cette analyse a permis d'évaluer le comportement du réseau, d'identifier les contraintes techniques qui affectent son fonctionnement et de proposer des solutions adaptées pour améliorer ses performances. Les résultats obtenus montrent que les portions amont et intermédiaire du départ présentent un fonctionnement globalement satisfaisant, avec des niveaux de tension acceptables et des pertes relativement limitées. En revanche, la portion aval constitue la zone la plus critique du réseau en raison de son éloignement du poste source et de la présence de charges importantes, notamment industrielles. Cette configuration engendre des chutes de tension significatives, une augmentation des pertes électriques ainsi qu'une forte sollicitation des infrastructures, affectant la qualité et la continuité du service électrique. Afin de remédier à ces contraintes, plusieurs scénarios d'amélioration ont été étudiés, notamment l'intégration de sources de génération décentralisée en zone aval, la compensation de puissance réactive et la création d'un nouveau poste source à proximité des centres de consommation. Les simulations réalisées ont montré que l'intégration de la production locale et la compensation de puissance réactive permettent d'améliorer sensiblement le profil de tension tout en réduisant les pertes techniques. Toutefois, la création d'un nouveau poste source en aval s'est révélée être la solution la plus efficace sur le plan structurel grâce à la réduction de la distance électrique et à une meilleure répartition des charges sur le réseau. Les résultats mettent également en évidence que la combinaison de ces différentes solutions offre les meilleures performances en matière de fiabilité, de qualité de service et d'adaptation à l'évolution future de la demande énergétique.

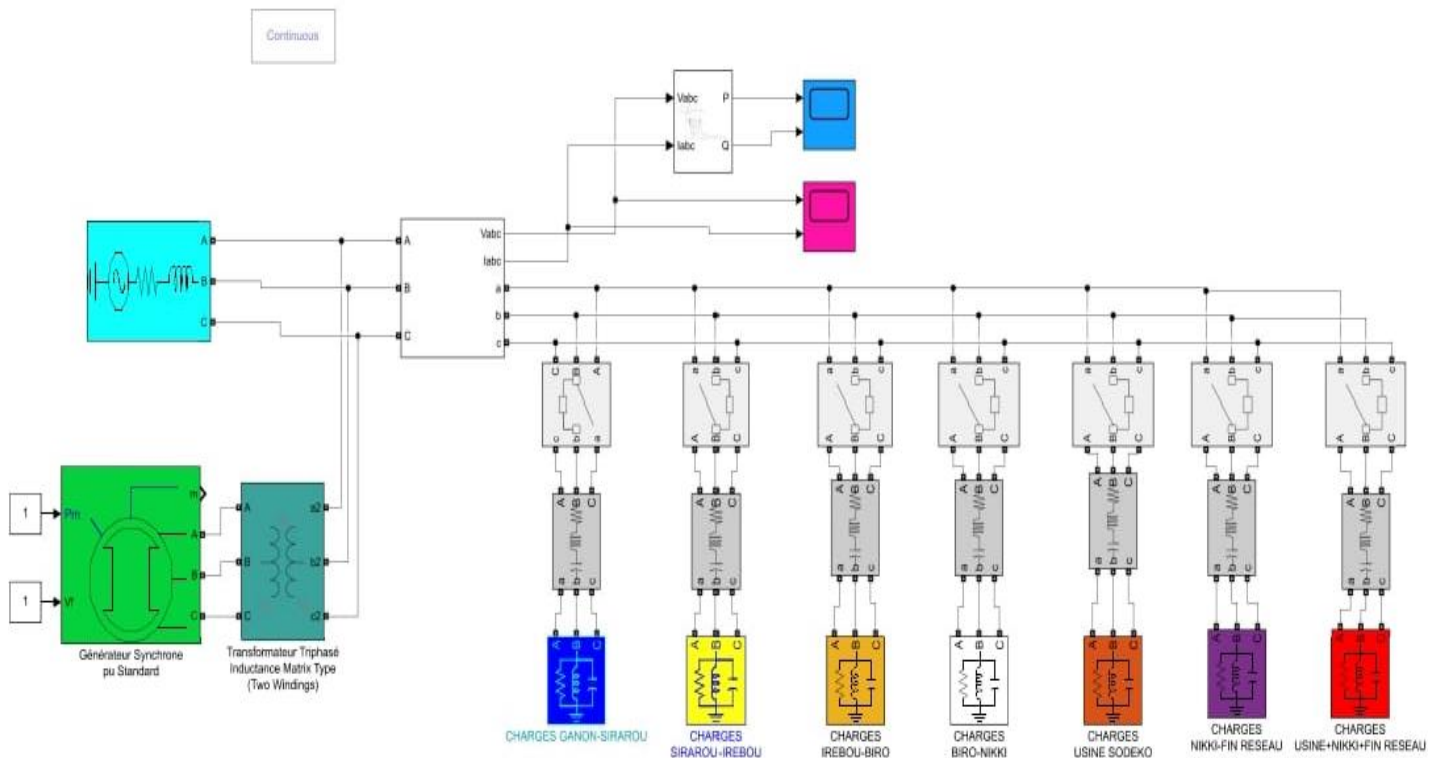
En définitive, cette étude montre que l'optimisation du réseau HTA du départ N'dali nécessite une approche intégrée associant des mesures locales d'amélioration et des actions structurelles de renforcement du réseau. Les résultats obtenus constituent ainsi un outil d'aide à la décision pour la planification, l'exploitation et la modernisation du réseau de distribution de la SBEE et peuvent servir de référence pour le traitement de problématiques similaires sur d'autres départs HTA du réseau national.

ANNEXE

Annexe 1 : Modèle MATLAB/Simulink scenario 1



Annexe 1 : Modèle MATLAB scenario 2





REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] République du Bénin, *Programme d'Actions du Gouvernement (PAG) 2021-2026*, Présidence de la République du Bénin, Cotonou, Bénin, 2021.
- [2] Ministère de l'Énergie du Bénin, « Mise en œuvre du PAG dans le domaine de l'Énergie », *energie.gouv.bj*, 2022.
- [3] Ministère de l'Énergie du Bénin, « Lancement du projet PADSBE : Le Bénin actionne l'accès durable et sécurisé à l'énergie électrique »,.
- [4] Agence Française de Développement (AFD), « Réduire les disparités et augmenter l'accès à l'électricité au Bénin — Projet PEDER ».
- [5] Banque Africaine de Développement (BAD), *Projet d'Électrification de 100 Localités au Bénin — Résumé de l'Étude d'Impact Environnemental et Social*, BAD, Abidjan, 2017.
- [6] Banque Mondiale, « L'accès à l'électricité : un tournant pour les communautés rurales du Bénin », *banquemondiale.org*, mars 2026.
- [1] <https://direction-energie.gouv.bj/documents/politique-nationale-de-developpement-des-energies-renouvelables-2020>,
- [2] RAMANOU Azize, digitalisation du réseau de distribution pour une exploitation optimale du centre national de contrôle de la distribution de la société béninoise d'Énergie électrique (sbee), École Polytechnique d'Abomey Calavi ,2023
- [3] Amouye Salomon, Digitalisation d'un poste de distribution pour l'optimisation du réseau HTA de la SBEE,2025.
- [4] Gloire KM, Evaluation des indicateurs de fiabilité et analyse de l'écoulement de puissance sur les départs HTA. 2024
- [5] Pr. ALLAOUI Tayeb & Dr. BELABBAS Belkacem « Architecture des postes électrique », Université Mohamed Khider Biskra, Algérie ,2023.
- [6] Wood, A.J. & Wollenberg, B.F, Power Generation, Operation, and Control (Wiley), 2013
- [7] OECD/IEA, *Electricity Security in a Low Carbon Transition*, 2017.
- [8] MEDANNOU Marius Sosthene, « Evaluation des marges de secours sur les départs de distribution HTA du centre technique Cotonou EST en vue de l'optimisation des plans de dépannage, École Polytechnique d'Abomey Calavi, 2025 ».
- [9] IEC 60909, Short-Circuit Currents in Three-Phase AC Systems, IEC, 2016.

- [10] IEEE Std 242, Protection and Coordination of Industrial Power Systems, IEEE, 2001.
- [11] IEEE Transactions on Power Systems, various issues.
- [12] P. Kundur, Power System Stability and Control, McGraw-Hill.
- [13] Bruce W. Kersting, Distribution System Modeling and Analysis.
- [14] J. Arrillaga, High Voltage Direct Current Transmission.

Tables des matières

REMERCIEMENT.....	- 2 -
HOMMAGES.....	- 3 -
DEDICACE	Erreur ! Signet non défini.
LISTE DES ABRÉVIATIONS / DÉFINITION	- 5 -
LISTE DES TABLEAUX	- 6 -
RESUME	- 8 -
ABSTRACT	- 9 -
Introduction générale.....	- 10 -
1.1. Généralités sur les réseaux de distribution électrique.....	- 14 -
1.2. Notions fondamentales sur les défauts électriques	- 16 -
1.3. Classification des défauts dans les réseaux électriques	- 18 -
a) Classification selon la Nature Électrique	- 19 -
b) Classification par Symétrie et Phases.....	- 19 -
c) Classification selon l'Impédance de Défaut.....	- 19 -
d) Classification selon la Persistance Temporelle	- 19 -
1.4. Origines et causes des défauts dans les réseaux électriques	- 22 -
1.5. Modélisation électrique des défauts dans les réseaux électriques	- 23 -

1.6. Effets des défauts sur le réseau et les équipements	26 -
1.7. Détection des défauts sur les réseaux électriques	28 -
1.8. Localisation des défauts dans les réseaux électriques	30 -
1.9. Objectifs de la localisation des défauts.....	30 -
1.10. Méthodes basées sur les composantes symétriques.....	31 -
1.11. Méthodes basées sur les ondes transitoires.....	32 -
1.12. Méthodes pour les câbles souterrains	32 -
1.13. Méthodes modernes et intelligentes	32 -
1.14. Limites et défis	33 -
1.15. Défauts et qualité de l'énergie électrique	33 -
1.16. Tendances actuelles et perspectives de recherche	34 -
1.17. Analyse comparative des travaux de recherche.....	34 -
CONCLUSION PARTIELLE	34 -
INTRODUCTION PARTIELLE.....	36 -
2.1 Cadre de l'étude.....	36 -
2.1.1. Historique de la SBEE.....	36 -
2.1.2. Vision et mission de la SBEE.....	38 -
2.1.3. Structure de la SBEE	40 -
2.1.4. Présentation du centre national de contrôle de distribution de l'énergie (NDCC)	42 -
2.2. Méthodologie de travail.....	44 -
2.2.1 Description et fonctionnement du départ N'dali 33 kV depuis Ganon	44 -
2.2.2 L'origine du départ.....	44 -
2.2.3 La puissance disponible.....	44 -
2.2.4 La chaîne de protection.....	46 -
2.2.5 Anomalies ou différents défauts constatés sur le départ N'dali	47 -
2.2.6 Présentation du plan de dépannage du centre technique de Parakou	49 -
2.2.7. Analyse technique de la dynamique de charge du départ N'dali 33 kV.....	53 -
2.2.8. Analyse de l'énergie non distribuée et de la puissance interrompue du départ N'dali 33 kV	54 -
2.2.9 Collecte des données et Levée topologique.....	56 -
2.2.10 Conception du plan synoptique sous AutoCAD.....	56 -
2.3. MATERIEL	57 -
2.3.1. PRESENTATION DE L'INTERFACE SIMULINK.....	58 -
CONCLUSION PARTIELLE	60 -

INTRODUCTION PARTIELLE.....	- 62 -
3.1. MODELISATION DES COMPOSANTS DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE DE DISTRIBUTION	- 63 -
a) Modèle du transformateur	- 63 -
b) Modèle des lignes de transport et de distribution.....	- 64 -
c) Modèle des charges	- 65 -
d) Les câbles	- 66 -
e) Les disjoncteurs.....	- 67 -
3.2. Résultats des scénarios de simulation.....	- 67 -
3.2.1. Premier scénario	- 67 -
3.2.2. RESULTATS DU PREMIER SCENARIO	- 68 -
3.2.3 DISCUSSION DU PREMIER SCENARIO.....	- 70 -
3.2.4. RESULTATS DU DEUXIEME SCENARIO	- 71 -
3.2.5. ANALYSE DE LA REPARTITION DES PUISSANCES LE LONG DU DEPART N'DALI	- 74 -
3.2.6. ANALYSE DES RESULTATS DU SCENARIO 2.....	- 75 -
a) Analyse du tronçon 1 à 2.....	- 76 -
b) Analyse du tronçon 2 à 3.....	- 76 -
c) Analyse de la portion 3 au bout de ligne (Toutes charges + usine)	- 77 -
d) Impact sur la qualité de service et la fiabilité du réseau.....	- 78 -
3.3. Apports et solutions proposées pour l'amélioration du réseau.....	- 78 -
3.4. ANALYSE DES RESULTATS DU TROISIEME SCENARIO	- 80 -
CONCLUSION PARTIELLE	- 82 -
CONCLUSION GENERALE	- 84 -
ANNEXE.....	- 85 -
Annexe 1 : Modèle MATLAB/Simulink scenario 1	- 85 -
Annexe 1 : Modèle MATLAB scenario 2	- 85 -
Annexe 1 : Modèle MATLAB/Simulink scenario 3 après l'amelioration du départ	- 86 -
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	- 87 -