



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université Amar Telidji - Laghouat -

FACULTE : Technologie

DEPARTEMENT : Electrotechnique

MEMOIRE DE MASTER

Présenté par : GUEFFAF Khedidja

TAOUTI Zineb

DOMAINE : Sciences et Technologies

FILIERE : Electrotechnique

OPTION : Réseaux Electriques

Thème

**Intégration Optimale des Unités de Stockage Face aux
Blackouts dans les Réseaux Électriques**

Jury de soutenance :

Nom et Prénom

ARIF Salem

OUBBATI Youcef

LAHDEB Mohamed

MIZAT Leila Lalia

Grade

Prof

M.C.B

M.C.A

Dr

Qualité

Président

Examineur

Rapporteur

Co-Rapporteur

Promotion : 2021-2022

الملخص

أدى أحدث تطبيق للجيل الموزع إلى ثورة في استخدام الأنظمة الموزعة، فضلاً عن ظهور مفاهيم الشبكة الذكية. تم تصميم الشبكات الذكية بشكل أساسي لتسهيل تكامل مصادر الطاقة البديلة وتحسين موثوقية وكفاءة شبكة التوزيع. تقدم أنظمة تخزين الطاقة عددًا من الفوائد التي يمكن أن تساعد المرافق في تحقيق أهدافها. إحدى هذه الفوائد هي القدرة على زيادة موثوقية النظام من خلال عمليات الجزر الفعالة. يقترح هذا العمل نهجًا لتحسين موثوقية النظام في شبكات التوزيع بأقل تكلفة من خلال تخصيص وحدات التخزين الموزعة لتجنب انقطاع التيار الكهربائي في أنظمة الطاقة. تم تحسين تكلفة تركيب نظام تخزين الطاقة من حيث قيمة الموثوقية، والتي تتمثل في الرغبة في الدفع للمستهلكين لتجنب انقطاع التيار الكهربائي. سيكون الهدف الرئيسي من هذه الدراسة هو تحديد أنسب مجموعة من وحدات التخزين التي سيتم تركيبها والأحمال التي سيتم تفريغها من أجل معالجة جميع السيناريوهات التي يمكن تصورها بنجاح. لذلك، سيتم استخدام طريقة احتمالية هي PSO، والتي تأخذ في الاعتبار الطبيعة العشوائية لمكونات النظام.

الكلمات المفتاحية: التوليد الموزع، الأنظمة الموزعة، أنظمة تخزين الطاقة، انقطاع التيار الكهربائي، فصل الأحمال، PSO.

Résumé

La dernière mise en œuvre de la génération distribuée (DG) a entraîné une révolution dans l'utilisation des systèmes distribués, ainsi que l'essor des concepts de réseaux intelligents. Les réseaux intelligents sont principalement conçus pour faciliter l'intégration de sources d'énergie alternatives et pour améliorer la fiabilité et l'efficacité du réseau de distribution. Les systèmes de stockage d'énergie (SSE) offrent un certain nombre d'avantages qui peuvent aider les services publics à atteindre leurs objectifs. L'un de ces avantages est la possibilité d'augmenter la fiabilité du système grâce à des opérations d'îlotage efficaces. Ce travail propose une approche pour améliorer la fiabilité du système dans les réseaux de distribution à un coût minimal en allouant des unités de stockage distribuées pour éviter les blackouts dans les réseaux électriques. Le coût d'installation du système de stockage d'énergie est optimisé en termes de valeur de fiabilité, qui est représentée par la volonté de payer les consommateurs pour éviter les blackouts. L'objectif principal de cette étude sera d'identifier la combinaison la plus appropriée d'unités de stockage à installer et de charges à délester afin de répondre avec succès à tous les scénarios imaginables. En conséquence, une méthode probabiliste sera utilisée est PSO, qui prend en compte la nature stochastique des composants du système.

Mot clé : *génération distribuée (DG), réseau de distribution, systèmes de stockage d'énergie, PSO, délestage.*

Abstract

The latest implementation of distributed generation (DG) has led to a revolution in the use of distributed systems, as well as the rise of smart grid concepts. Smart grids are primarily designed to facilitate the integration of alternative energy sources and to improve the reliability and efficiency of the distribution system. Energy storage systems (ESS) offer a number of benefits that can help utilities achieve their goals. One of these benefits is the ability to increase system reliability through efficient islanding operations. This work proposes an approach to improve system reliability in distribution networks at minimal cost by allocating energy storage system to avoid blackouts in power systems. The installation cost of the energy storage system is optimized in terms of reliability value, which is represented by the willingness to pay consumers to avoid power outages. The main objective of this study will be to identify the most appropriate combination of storage units to be installed and loads to be shed in order to successfully address all conceivable scenarios. Therefore, a probabilistic method will be used is PSO, which takes into account the stochastic nature of the system components.

Index Terms—*Distributed generation, distributed systems, energy storage systems, blackouts, load shedding, PSO.*

Remerciements :

***TOUT D'ABORD, NOUS REMERCIONS LE BON DIEU TOUT
PUISSANT DE NOUS AVOIR DONNER LE COURAGE ET LA
FORCE DE REALISER CE MEMOIRE.***

NOUS TENONS A REMERCIER EGALEMENT :

***NOS CHERS PARENTS POUR LEUR SOUTIEN MORAL ET
MATERIEL.***

***NOTRE ENCADREUR, LAHDEB MOHAMED ET NOTRE
CO-ENCADREUR, MIZAT LEILA LALIA POUR LEUR
DEVOUEMENT AINSI QUE LEURS MULTIPLES DIRECTIVES
ET CONSEILS PRECIEUX, SANS LESQUELS NOTRE TRAVAIL
SERAIT INACHEVE, SANS OUBLIER LA MOTIVATION
PERMANENTE QU'ILS NOUS ONT APPORTE TOUT AU LONG
DE LA REALISATION DE CE PROJET.***

***L'ENSEMBLE DES MEMBRES DU JURY QUI NOUS FERONT
L'HONNEUR DE JUGER CE TRAVAIL***

***TOUS LES ENSEIGNANTS QUI ONT PARTICIPE A NOTRE
FORMATION.***

Dédicaces

Je dédie ce travail à ce que j'ai de plus précieux en ce monde, mes parents, qui ont été à mes côtés, m'ont soutenue et encouragé durant toute ma vie, je ne les remercierai jamais assez pour cela, Que dieu me les garde.

Merci du fond du cœur à ma sœur, mon frère et ma meilleure amie Zahia, qui n'ont jamais cessé de me pousser vers le haut. Je tiens à dédier aussi ce travail à une personne qui m'est très chère, j'aurais aimé qu'elle soit présente mais malheureusement elle nous a quitté très tôt, Tata Nora.

Je tiens à remercier aussi toutes les personnes qui m'ont aidé tout au long de mes études.

Je vous en suis très reconnaissante à toutes et à tous.

DEDICACES

JE TIENS A DEDIER CE TRAVAIL :

*A MA CHERE MERE ET MON PERE AINSI QUE MES SŒURS ET
MES FRERES QUI M'ONT TOUJOURS ENCOURAGE LE LONG
DE CETTE CARRIERE.*

A mes amis

*À ceux qui m'ont soutenu pendant toute la durée de mes
études.*

Taouti Zineb

Remerciements	i
Dédicace	ii
Sommaire	iv
Liste des figure	vi
Liste des tableaux	vii
Liste des abréviation	viii
Introduction générale	1
CHAPITRE I : Généralités sur les réseaux électriques	5
I.1. Introduction	5
I.2. Généralités sur les réseaux électriques	5
I.3. Structure générale des réseaux électriques	6
I.3.1. Production.....	6
I.3.2. Transport	6
I.3.3. Distribution	6
I.3.4. Consommation.....	7
I.4. Définition de la stabilité des réseaux électriques	7
I.4.1. Classification de la stabilité des réseaux électriques	8
I.5. Blackouts électriques	10
I.5.1. Phases d'évolution des blackouts :.....	10
I.6. Mécanismes de développement des blackouts	14
I.6.1. Mécanisme de cascade de surcharge	14
I.6.2. Mécanisme d'écroulement de la tension.....	15
I.6.3. Ecroulement de la fréquence	16
I.6.4. Rupture de synchronisme	17
I.6.5. Mécanismes des blackouts	18
I.7. Recommandations pour la prévention des blackouts	19
I.8. Conclusion	21
CHAPITRE II : Aperçu sur les systèmes de stockage d'énergie, délestage et méthodes d'optimisation	23
II.1. Introduction	23
II.2. Délestage	Error! Bookmark not defined.
II.2.1. Les raisons d'un délestage.....	Error! Bookmark not defined.
II.2.2. Actions de délestage sur la charge	23
II.2.3. Critères de délestage	25
II.3. Système de stockage d'énergie	26
II.3.1. Sélection d'un SSE pour les réseaux de distribution.....	28
II.3.2. Dimensionnement et fonctionnement optimal de l'emplacement et problèmes de qualité de l'alimentation dans les réseaux de distribution	31

Sommaire

II.4. Les méthodes d'optimisation -----	31
II.4.1. Méthodes heuristiques et métaheuristiques -----	32
II.4.2. Optimisation par essaim des particules (PSO)-----	33
II.5. Conclusion -----	37
CHAPITRE III : Simulation et résultats	41
III.1. Introduction -----	41
III.2. Description du problème -----	41
III.3. Méthodologie -----	41
III.4. Etude de cas -----	46
III.5. Résultats de simulation -----	48
III.6. CONCLUSION -----	52
Conclusion générale -----	54
Référence Bibliographiques -----	55

Liste des figures

FIGURE I.1 : SCHEMA D'UN RESEAU ELECTRIQUE. -----	6
FIGURE I.2 : STRUCTURE DU SYSTEME ELECTRIQUE.-----	7
FIGURE I.3 : CLASSIFICATION DE LA STABILITE DES RESEaux ELECTRIQUES.-----	9
FIGURE I.4 : PHASES D'EVOLUTION DES BLACKOUTS-----	11
FIGURE I.5 : MECANISME DE CASCADE DE SURCHARGE.-----	15
FIGURE I.6 : MECANISME D'ECROULEMENT DE LA TENSION. -----	16
FIGURE I.7 : MECANISME D'ECROULEMENT DE LA FREQUENCE. -----	17
FIGURE I.8 : MECANISME DE PERTE DE SYNCHRONISME. -----	18
FIGURE I.9 : MECANISME DES BLACKOUTS.-----	19
FIGURE II.1 : SCHEMA CONCEPTUEL D'UN SSE. -----	28
FIGURE II.2 : DIFFERENTS TYPES DE TECHNOLOGIES SSE POUR LES RESEaux DE DISTRIBUTION.-----	29
FIGURE II.3 : REPRESENTATION SIMPLIFIEE D'UNE APPROCHE HEURISTIQUE. -----	33
FIGURE II.4 : TRAJECTOIRE DE PARTICULE. -----	34
FIGURE II.5 : ORGANIGRAMME DE LA MÉTHODE PSO. -----	35
FIGURE II.6 : MISE A JOUR DU PSO POUR LA POSITION SUIVANTE DANS UN PLAN DE 2 DIMENSIONS. -----	36
FIGURE III.1 : ORGANIGRAMME DE CALCUL DE LA TAILLE DE PUISSANCE DE SSE.-----	42
FIGURE III.2 : ORGANIGRAMME DE CALCUL DE LA TAILLE DE PUISSANCE DE SSE ET DE SA LOCALISATION EN CAS D'URGENCE. -----	44
FIGURE III.3 : FONCTION DE DOMMAGE AU CLIENT (CDFN) POUR UNE VARIETE DE CLIENTS.-----	45
FIGURE III.4 : SYSTÈME À L'ÉTUDE. -----	46
FIGURE III.5 : ÉCOULEMENT DE PUISSANCE SANS ET AVEC DG.-----	47
FIGURE III.6 : SYSTEME A L'ETUDE AVEC CONTINGENCE ENTRE LES NŒUDS 6 ET 7. -----	49
FIGURE III.7 :REPRÉSENTATION GRAPHIQUE DE L'ALLOCATION DES SSE ET DU DÉLESTAGE PENDANT UNE CONTINGENCE SUR LA LIGNE ENTRE LES NŒUDS 6 ET 7.-----	50
FIGURE III.8 :COÛT ANNUEL TOTAL (MILLIONS DE DOLLARS) DU CAS DE BASE ET DE LA TECHNOLOGIE DES BATTERIES. ---	51
FIGURE III.9 : EENS POUR LE CAS DE BASE ET LES DIFFÉRENTES TECHNOLOGIES DE STOCKAGE. -----	52

Liste des tableaux

TABLEAU I.1 : EVENEMENTS INITIAUX DES BLACKOUTS -----	12
TABLEAU I.2 : PERIODES DES BLACKOUTS. -----	13
TABLEAU I.3 :INCIDENCES MAJEURES DE CHAQUE PHASE DE BLACKOUT ET LES SOLUTIONS POSSIBLES. -----	20
TABLEAU II.1 : COMPARAISON DES CARACTERISTIQUES TECHNIQUES DES DIFFERENTS TYPES DE SSE AVEC LES PROBLEMES D'IMPACT ENVIRONNEMENTAL. -----	30
TABLEAU II.2 : AVANTAGES RELATIFS, INCONVENIENTS DES DIFFERENTS SSE. -----	31
TABLEAU III.1 : COUTS ANNUELS D'INVESTISSEMENT ET DE MAINTENANCE DE SSE TECHNOLOGIES -----	48
TABLEAU III.2 :PARAMETRES DE PSO-----	48
TABLEAU III.3 : TAILLE ET EMPLACEMENT OPTIMAUX DE SSE SANS DÉLESTAGE. -----	49
TABLEAU III.4 : TAILLE ET EMPLACEMENT OPTIMAUX DE SSE AVEC DÉLESTAGE DANS LE NŒUD 9ET 15. -----	50
TABLEAU III.5 : COÛT ANNUEL TOTAL (EN MILLIONS DE DOLLARS) DU CAS DE BASE ET DE LA TECHNOLOGIE DES SSE.-----	50
TABLEAU III.6 :EENS POUR LE CAS DE BASE ET LES DIFFÉRENTES TECHNOLOGIES DE STOCKAGE. -----	51

Liste des abréviations

SER Sources d'énergie Renouvelables

DER Distributed Energy Ressources

PSS Power System Stabilizer

FACTS Flexible AC Transmission System

SCADA Supervisory Control And Data Acquisition

RPD Réseau Public de Distribution

SSE Système de Stockage d'Énergie

DG Distribution Generation

BMS Battery Management System

PCS Power Conversion System

DC Direct Current

AC Alternating Current

EMS Energy Management System

PSO Particle Swarm Optimization

ENS Energy Not Supplied

CDFN Customer Damage Function

EENS Estimation of the expected Energy Not Supplied

ECOST Interruption Cost

GS Gauss Seidel

NR Newton-Raphson

BFS Backward/Forward Sweep

Introduction générale

Les réseaux électriques évoluent actuellement d'un système régulé classique, avec une production centralisée connectée aux réseaux de transport, vers une structure déréglementée qui permet aux petits producteurs d'être connectés directement aux réseaux de distribution. Ces réseaux deviennent donc actifs et sont généralement appelés "réseaux de distribution actifs". Les nouvelles technologies devraient faciliter l'adaptation à ces environnements actifs et permettre l'utilisation de concepts de réseaux intelligents. Les systèmes de stockage de l'énergie (SSE) sont une technologie prometteuse qui peut favoriser l'intégration des réseaux intelligents en raison de leur capacité à permettre un îlotage réussi et à faciliter l'intégration de niveaux élevés de pénétration des sources d'énergie renouvelables (SER). Les SSE peuvent également offrir des avantages supplémentaires aux services publics de distribution, tels qu'une alternative d'expansion efficace, la gestion de la demande et des méthodes d'atténuation des problèmes de qualité de l'énergie. [1]

Selon [2], les ressources énergétiques distribuées (DER) peuvent fournir de l'énergie aux charges du système pendant les pannes de réseau planifiées ou non. Par conséquent, une opération d'îlotage réussie améliore la fiabilité du système en empêchant la perte de charge ou en minimisant la perte d'énergie fournie aux clients non affectés pendant les perturbations du réseau. Ainsi, lorsqu'une perturbation se produit, la formation d'îlots peut contribuer à améliorer la fiabilité du système si des ressources énergétiques distribuées sont disponibles et capables de fonctionner en mode îloté. Cependant, en raison de la nature stochastique de l'énergie générée par la production distribuée (DG) renouvelable appartenant aux clients, par exemple, les éoliennes et les panneaux photovoltaïques (PV), les services publics de distribution ne peuvent pas compter uniquement sur ces sources pour améliorer la fiabilité du système. Ils peuvent utiliser des unités de SSE comme source de secours pour faire face aux perturbations du réseau. Le principal défi dans l'introduction de ce concept de systèmes de distribution non volatils est le coût d'installation élevé associé au SSE, ce qui signifie que, pour minimiser les coûts d'installation et maximiser l'amélioration associée de la fiabilité, les services publics de distribution doivent calculer la taille optimale des unités SSE à installer. Plusieurs travaux de recherche ont abordé le problème de l'allocation optimale des RED pour améliorer la fiabilité des systèmes de distribution comme dans [3,4].

De même, les unités de production décentralisée et les réenclencheurs de circuit sont alloués afin de minimiser un indice de fiabilité composite dans [5]. Les résultats ont prouvé que plus le nombre de réenclencheurs et la taille des DER utilisés sont élevés, moins l'indice

Introduction générale

de fiabilité peut être obtenu. Cependant, les auteurs n'ont pas pris en compte le rapport coût-efficacité de la solution, car l'ajout de plus de réenclencher et/ou d'unités de production décentralisée peut s'avérer beaucoup plus coûteux que la meilleure fiabilité obtenue. La faisabilité des installations de stockage par batterie pour améliorer la fiabilité du système électrique a été examinée dans [6]. Dans [7], une technique a été proposée pour évaluer l'amélioration de la fiabilité du réseau électrique à l'aide d'un système de stockage d'énergie sans inclure une analyse coût-bénéfice qui pourrait justifier l'installation d'un tel système pour une telle application.

Sur la base de l'étude ci-dessus, on peut conclure que des travaux suffisants ont été menés en ce qui concerne l'évaluation de la fiabilité des SSE dans les réseaux de distribution et l'évaluation de l'adéquation des réseaux électriques avec des niveaux élevés de pénétration de l'énergie éolienne. Cependant, la littérature révèle que le problème de l'amélioration de la fiabilité du système en déterminant l'emplacement et le dimensionnement les plus rentables des unités SSE dans les réseaux de distribution n'a pas encore été abordé. L'objectif du travail présenté dans ce mémoire est donc d'améliorer la fiabilité d'un système de distribution par le développement d'une technique d'évaluation de la fiabilité combinée à une approche d'optimisation pour l'allocation des unités SSE.

Dans cette recherche, une approche de la fiabilité basée sur la connaissance de la sécurité est adoptée comme moyen d'améliorer la fiabilité du système de distribution d'un point de vue économique. Dans la pratique, les services publics de distribution fixent des objectifs arbitraires plutôt que des normes obligatoires comme objectifs de leurs indices de fiabilité [8]. Ces objectifs dépendent généralement de la perception qu'ont les sociétés de distribution des niveaux de tolérance des clients en matière d'interruptions. Cependant, les investissements coûteux qui caractérisent la phase de planification signifient que les décisions de planification ne devraient pas s'appuyer sur de tels critères empiriques pour réduire les coûts associés aux interruptions des clients. En d'autres termes, l'atteinte de ces objectifs arbitraires peut coûter aux services de distribution beaucoup plus que ce que les clients paieraient réellement comme coûts d'interruption. Dans un tel cas, l'objectif de fiabilité serait surestimé et entraînerait des coûts supplémentaires inutiles. De plus, dans la plupart des cas, aucun système de récompense/pénalité n'oblige les sociétés de distribution à viser des niveaux de fiabilité spécifiques, malgré la volonté de certains clients de payer plus pour une plus grande fiabilité. La volonté de payer (WTP) représente donc la valeur de fiabilité que les sociétés de distribution pourraient perdre si elles ne parvenaient pas à atteindre le niveau de

Introduction générale

fiabilité souhaité pour ces clients. Il est donc crucial d'appliquer des approches d'optimisation qui incluent des considérations économiques afin de déterminer le plan d'investissement optimal ainsi que le niveau de fiabilité optimal.

Les principales contributions de ce travail est l'approche proposée comprenant la détermination des points de charge à délester, pendant les contingences, ce qui minimise le coût total d'interruption via l'augmentation de la probabilité de réussite de l'opération d'ilotage.

Le reste de ce mémoire est organisé en trois chapitres.

Premier chapitre

Dans ce chapitre, nous allons passer en revue quelques informations générales sur les réseaux électriques et leur construction. Ensuite, une définition de la stabilité des réseaux électriques avec une classification est fournie. Ensuite, nous aborderons les blackouts électriques, leurs étapes et leur évolution. Enfin, des conseils pour éviter les pannes sont donnés.

Deuxième chapitre

Ce chapitre, nous commencerons par un aperçu du délestage. Nous aborderons ensuite les systèmes de stockage d'énergie. Enfin, nous donnerons un aperçu des approches d'optimisation qui peuvent être utilisées pour résoudre le problème, en mettant l'accent sur les méthodes évolutionnaires et, en particulier, PSO, dont les principes seront décrits en détail.

Troisième chapitre

Dans le dernier chapitre nous avons présenté tout ce que dont nous avons besoin dans les chapitres précédents, nous pouvons passer à ce dernier chapitre où nous décrirons brièvement le problème de ce travail. Ensuite, nous proposerons la méthodologie générale utilisée dans ce mémoire avec ses étapes bien expliquées. Enfin, le cas d'étude sera présenté avec tous les résultats obtenus, en terminant par une discussion de ces résultats.

Enfin, nous terminons notre mémoire par les principales conclusions et quelques perspectives de recherches futures.

Chapitre①

Généralités sur les réseaux électriques

I.1.Introduction

Un réseau électrique est l'un des outils pour la conversion et le transport de l'énergie qui joue un rôle important dans le cadre de ces défis. L'industrie de l'énergie est ainsi la plus importante de toutes les industries du monde.

Dans le réseau électrique le terme blackout désigne une coupure d'électricité à large échelle concernant plusieurs régions. Lorsqu'un blackout à grande échelle se produit, il peut causer des dommages économiques et sociaux énormes.

I.2.Généralités sur les réseaux électriques

Un réseau électrique est l'ensemble des composantes requises pour conduire l'énergie électrique de la source (générateur) à la charge (consommateur). Cet ensemble comprend des transformateurs, des lignes de transmission, des pylônes, des générateurs, des moteurs, des réactances, des condensateurs, des appareils de mesure et de contrôle, des protections contre la foudre et les courts-circuits, etc.

Les réseaux électriques ont pour fonction d'interconnecter les centres de production tels que les centrales hydrauliques, thermiques..., avec les centres de consommation (villes, usines...).

L'énergie électrique est transportée en haute et haute tension pour limiter les pertes joules et minimisé la chute de tension puis progressivement abaissée au niveau de la tension de l'utilisateur final.

Les réseaux électriques sont des systèmes de livraison d'énergie en temps réel, sont des réseaux maillés mettant en œuvre :

- ☞ Des nœuds (ou postes) où sont raccordés : les centrales (centre de production), les charges (consommation) et les lignes électriques (élément du réseau).
- ☞ Des branches (ou lignes électriques) : qui interconnectent les nœuds.

Le maillage du réseau améliore la disponibilité de l'alimentation en énergie aux usagers, la stabilité et la qualité du produit électrique, car les deux dépendent de la puissance de court-circuit, laquelle augmente avec le maillage, ou plus exactement avec le nombre et la puissance des centres de production installés et raccordés. [9]

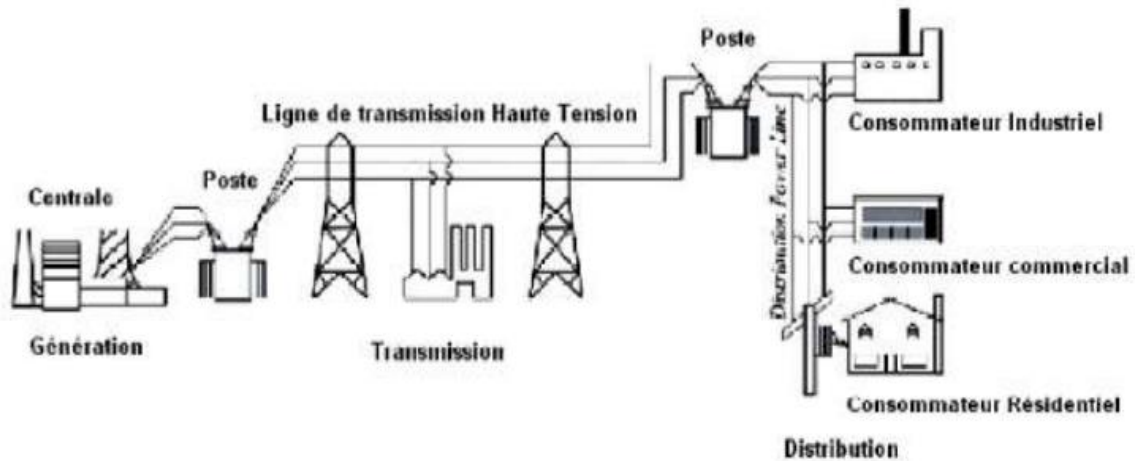


Figure I.1 : Schéma d'un réseau électrique.

I.3. Structure générale des réseaux électriques

De façon très générique, un réseau électrique est toujours dissocié en quatre grandes parties

I.3.1. Production

Elle consiste en la génération de l'ensemble de la puissance active consommée par le réseau tout entier. En grande majorité, les tensions associées à cette production sont produites sous la forme de systèmes triphasés par l'intermédiaire d'alternateurs entraînés à partir de divers types de sources d'énergie dites « primaires ». [10]

I.3.2. Transport

Il consiste à acheminer les puissances produites par les unités de production auprès des lieux de consommation. Les grandes centrales étant en général groupées autour des fleuves, des cours d'eau et des océans, le « grand transport » consiste à parcourir de longues distances en direction des extrémités des territoires nationaux. L'ordre de grandeur de ces distances impose, entre autre, le fait de véhiculer l'énergie électrique sous très haute tension. [10]

I.3.3. Distribution

Elle consiste en un maillage fin du territoire permettant à chaque utilisateur d'être à proximité d'une liaison au réseau. C'est l'ultime ramification des lignes et des installations qui permet également un passage progressif des très hautes tensions du transport aux basses tensions de la consommation. [10]

I.3.4. Consommation

Chaque récepteur électrique connecté au réseau consomme une puissance active et une puissance réactive. La consommation domestique, qui est généralement majoritaire, est très ramifiée et se fait sous basse tension, souvent monophasée 220 V ou triphasé 380 V. Certains « clients » industriels (grosses usines, ferroviaire, etc.) sont directement reliés en moyenne, haute ou très haute tension. [10]

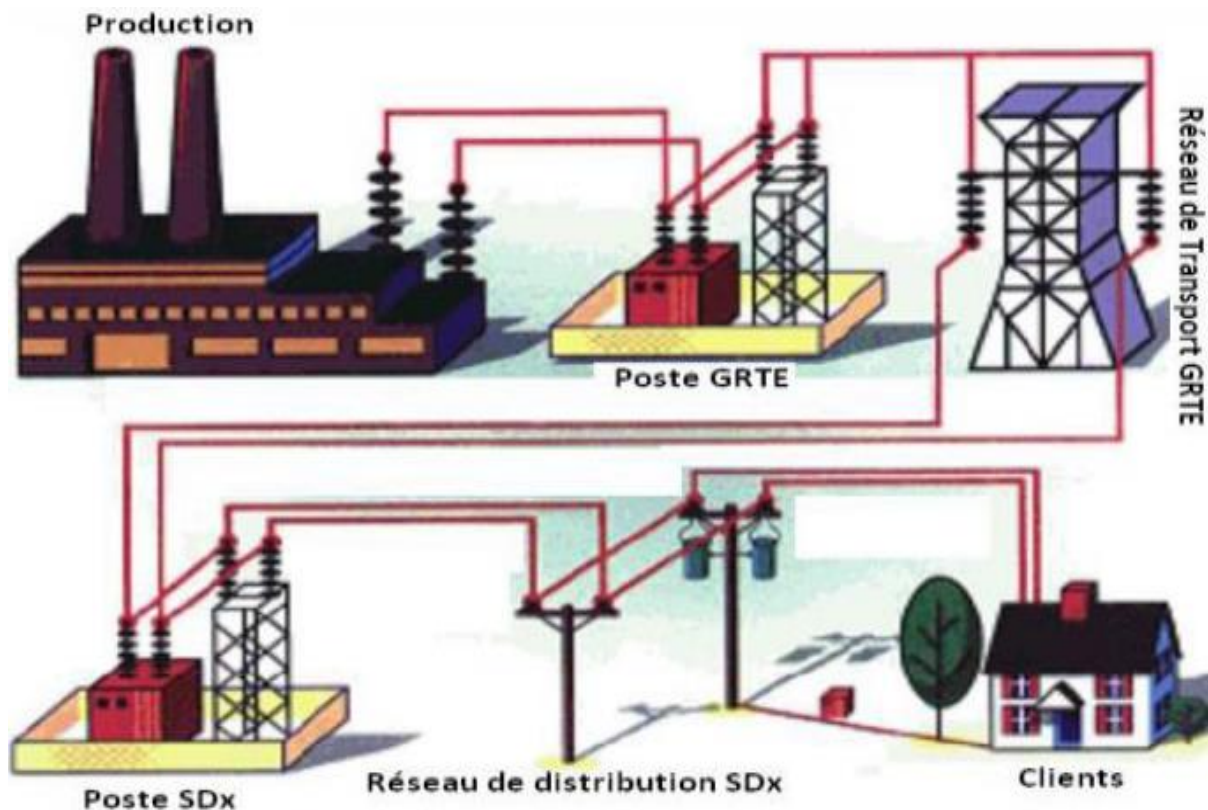


Figure I.2 : Structure du système électrique.

I.4. Définition de la stabilité des réseaux électriques

La stabilité est un problème crucial dans les réseaux électriques depuis les années 1920. Beaucoup de blackouts de grande ampleur provoqués par l'instabilité du réseau électrique ont illustré l'importance de ce problème. La stabilité du réseau électrique est semblable à celle de n'importe quel système dynamique et a des principes mathématiques fondamentaux.

La stabilité des réseaux électriques est définie en général par leur capacité de rester à un point de fonctionnement stable après l'apparition d'une petite perturbation et de retrouver un point de fonctionnement stable après l'apparition d'une grande perturbation. [11]

Les réseaux électriques sont constamment sujets à des perturbations de formes et intensité, comme :

- ✓ La variation de la charge au cours de la journée ;
- ✓ Exploitation d'une structure de couplage ;
- ✓ Le déclenchement d'une unité de production ou d'une charge ;
- ✓ Foudre frappant une ligne ;
- ✓ Un court-circuit réseau.

Ces perturbations ou aléas éloignent plus ou moins les réseaux de leur points de fonctionnement initiaux, ce qui peut conduire à une instabilité du réseau.

I.4.1. Classification de la stabilité des réseaux électriques

Un système électrique moderne est un processus multivariables d'ordre élevé dont la réponse dynamique est influencée par un grand nombre de dispositifs (générateurs, charges, actionneurs divers, etc.) ayant des caractéristiques et des temps de réponse différents. La stabilité est un état d'équilibre entre des forces d'opposition. Selon la topologie du réseau, les conditions d'exploitation du système et les formes de perturbation, les différentes séries de forces d'opposition peuvent mener à différentes formes d'instabilité. Comme présenté dans la figure I.3, le problème de stabilité du réseau électrique peut être classifié en trois catégories: la stabilité d'angle rotorique, la stabilité de fréquence et la stabilité de tension.

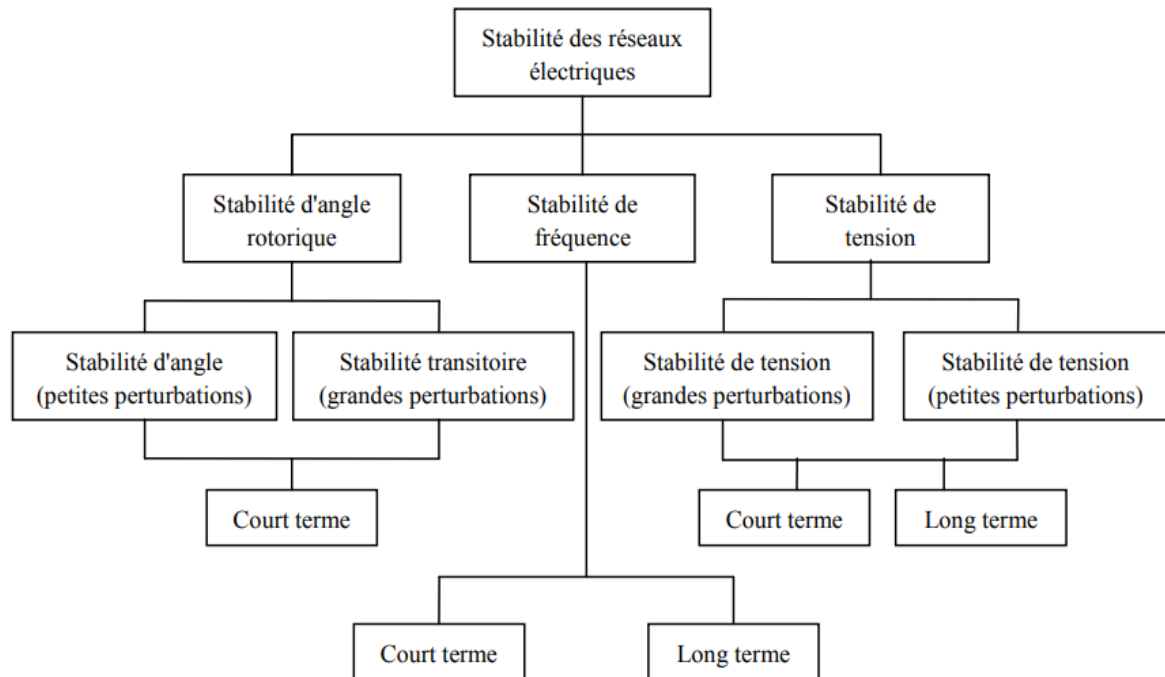


Figure I.3 : Classification de la stabilité des réseaux électriques.

Les systèmes électriques sont soumis à de petites et grandes perturbations. Les petites perturbations sont des changements de charge continuels. Les grandes perturbations sont des courts-circuits sur des lignes, des pertes de générateurs, des pertes de postes de transformation, etc. Ils peuvent changer la structure (topologie) des réseaux électriques du fait de l'isolation des éléments en défaut par les protections. [11]

a) Stabilité de l'angle du rotor

La stabilité de l'angle du rotor est définie comme la capacité d'un ensemble de génératrices synchrones interconnectées de conserver le synchronisme dans des conditions de fonctionnement normales ou après une perturbation. Un système est instable si la différence entre les angles rotoriques des générateurs augmente indéfiniment ou si l'oscillation transitoire provoquée par une perturbation, n'est pas suffisamment amortie dans le temps d'évaluation.

L'instabilité angulaire se manifeste sous forme d'un écart croissant entre les angles rotorique. Une machine qui a perdu le synchronisme sera débranchée par une protection de survitesse ou par une protection de perte de synchronisme, ce qui met en danger l'équilibre production consommation du système. [12]

b) Stabilité de la fréquence

La stabilité de fréquence concerne la capacité du système à maintenir sa fréquence proche de la valeur nominale, suite à un incident sévère ayant ou non conduit à un morcellement du système. La stabilité de fréquence est étroitement liée à l'équilibre global entre la puissance active produite et consommée. [12]

c) Stabilité de tension

Dans des conditions de fonctionnement normales ou suite à une perturbation. La stabilité de tension concerne la capacité d'un système de puissance à maintenir des tensions acceptables en tous ses nœuds. En fonctionnement normal, lorsque nous connectons des équipements consommateurs à un réseau électrique, la tension au point de raccordement tombe légèrement et la puissance totale consommée augmente.

Selon l'amplitude de la perturbation, on distingue la stabilité de tension de petites perturbations et celle de grandes perturbations. L'instabilité résultante peut se produire sous forme de chute progressive ou élévation de la tension de quelques jeux de barres. Les résultats possibles de l'instabilité de tension sont la perte de la charge dans un secteur, ou déclenchement des lignes de transmission et même d'autres éléments, par leurs systèmes de protection, à des pannes en cascades. Il est démontré que la majorité des blackouts sont causés par l'instabilité de tension. [12]

I.5.Blackouts électriques

Le terme blackout désigne une coupure d'électricité à large échelle concernant plusieurs régions, voire la totalité d'un pays. Lorsqu'un blackout à grande échelle se produit, il peut causer des dommages économiques importants et il touche également d'autres infrastructures importantes qui fournissent des services essentiels tels que la communication, l'internet, le transport, l'eau et les services d'urgence. Au cours des deux dernières décennies, plusieurs pannes d'électricité majeures ont été vécues dans différents pays du monde. [13]

I.5.1. Phases d'évolution des blackouts

D'après les résultats de l'analyse de quelques blackouts, les phases d'évolution des blackouts électriques peuvent être décrites par la figure ci-dessous

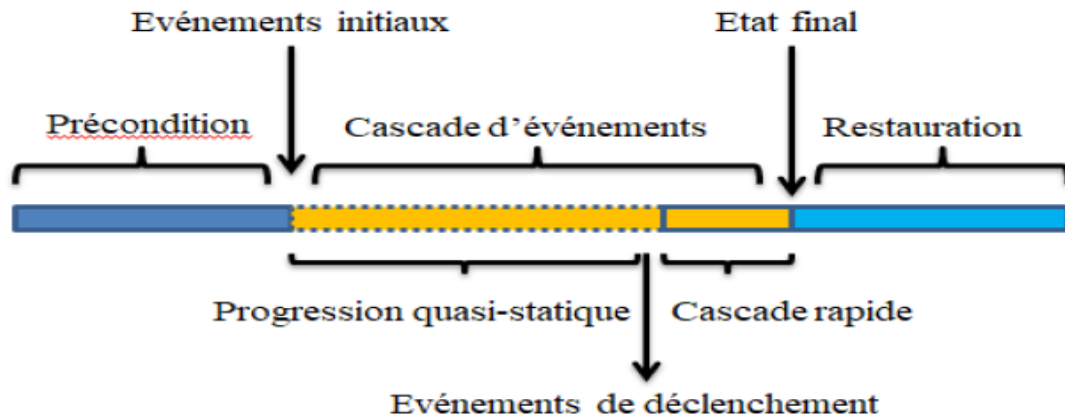


Figure I.4 : Phases d'évolution des blackouts

Les phases de développement d'un blackout sont les préconditions, les événements initiaux, la cascade d'événements et la restauration. La cascade d'événements peut en outre être subdivisée en deux phases dans le processus de certains blackouts : la progression quasi statique et la cascade rapide comme indiqué sur la figure I.4. Dans la période de progression quasi-statique, la progression de la cascade d'événements est lente, et le système peut maintenir l'équilibre entre la production et la consommation. Dans la période de la cascade rapide, il est généralement trop tard pour que le gestionnaire de réseau puisse prendre des actions curatives, car la progression du blackout est généralement très rapide. [13]

a) Pré condition

Trente-huit (38) blackouts, pour lesquels nous avons obtenu des informations relativement concernant les prés conditions, ont été analysés dans cette partie. Des prés conditions différentes se sont produites dans ces blackouts, mais nous pourrions classer ces prés conditions selon leurs caractéristiques communes. Le classement est présenté comme ci-dessous pour illustrer le propos.

1. La condition du système est le stress pendant le pic d'été ou celui d'hiver.
2. Le vieillissement des équipements.
3. L'insuffisance de réserve de puissance réactive.
4. Certains équipements importants hors service.
5. Raisons naturelles comme le vent, les orages, le brouillard, les perturbations géomagnétiques, l'incendie, etc. [14]

b) Evénements initiaux

Les événements initiaux sont divers et variés dans les différents blackouts. Ces, événements peuvent provoquer directement le blackout ou aggraver la condition du système qui pour ramener indirectement au blackout. Le court-circuit, la surcharge, la défaillance d'une protection et des événements initiaux habituels, et d'autres événements comme la perte

d'un générateur peuvent aussi parfois être les événements initiaux. Les événements initiaux de certains blackouts, dont nous avons pu obtenir les informations, sont présentés dans le tableau suivant

Tableau I.1 : Evénements initiaux des blackouts

Blackouts	Evénements initiaux			
	1	2	3	4
09/11/1965 Etats Unis		√	√	
07/1978 New York aux Etats Unis			√	
27/12/1983 Suède		√		
08/06/1995 Palestine	√			
12/03/1996 Floride aux Etats Unis		√		
16/04/1996 Etats Unis	√	√		
02/07/1996 Etats Unis	√			
10/08/1996 Nord-Ouest California Pacific aux Etats Unis		√		
26/08/1996 New York aux Etats Unis			√	
21/09/1996 Allegheny			√	
11/03/1999 Brésil	√			
12/01/2003 Croatie	√		√	
03/02/2003 Algérie				√
14/08/2003 Nord-est des États-Unis et Canada	√			
28/08/2003 Londres			√	
23/09/2003 Est du Danemark et sud de la Suède				√
28/09/2003 Italie	√	√		
12/07/2004 Athènes et sud de la Grèce				√
14/03/2005 Australie du Sud	√			
Total : 19	8	6	6	3

1- Court-circuit, 2- Surcharge, 3- Défaillance d'une protection, 4- Perte de générateur.

[14]

c) Cascade d'événements

La cascade est un phénomène dynamique. Elle peut être déclenchée par les événements initiaux. Ces événements initiaux peuvent provoquer des oscillations de puissance et des variations de tension qui peuvent mener à des courants élevés et à des tensions basses. Les courants élevés et tensions basses peuvent être détectés par d'autres lignes et être traités comme des défauts. Les lignes et les générateurs peuvent alors se déconnecter par leurs protections pour se protéger contre les dommages, ce qui pourra conduire à de plus en plus délinées et de générateurs hors service. En plus des oscillations de puissance et des variations de tension, les surcharges de ligne peuvent également provoquer des cascades.

Quand une ligne est déclenchée en raison d'une surcharge, les lignes voisines, ou même plus éloignées, vont subir le report de puissance correspondant et peuvent devenir surchargées à leur tour, ce qui va entraîner leur déclenchement, et ainsi de suite. Les déclenchements se succèdent alors à un rythme de plus en plus rapide du fait de l'augmentation des reports de puissance.

Les durées des périodes de la progression quasi-statique, la cascade rapide et la restauration des 7 blackouts sont présentés dans Le tableau selon les informations disponibles.

Tableau I.2 : Dures des blackouts.

Blackouts	Progression quasi-statique	Cascade rapide	Restauration
14/08/2003 Etats Unis et Canada	1h	5 min	24 h
28/09/2003 Italie	20 min	2.5 min	20h
12/01/2003 Croatie	/	30 s
14/03/2005 Sud de l'Australie	/	6 min	1.5 h
12/07/2004 Grèce	13 min	2 min
02/07/1996 Etats Unis	/	60 s
10/08/1996 Etats Unis	1h 38 min	7 min

..... : données non disponibles

Dans le tableau ci-dessus, nous pouvons constater que

1) La progression de la cascade rapide est très rapide. De nombreuses lignes, des générateurs et transformateurs peuvent déclencher en quelques secondes ou quelques minutes. C'est trop peu de temps pour que les opérateurs du système puissent prendre des actions curatives efficaces pour stopper la cascade. Si nous voulons stopper le blackout, nous devons prendre des actions avant la cascade rapide.

2) Dans certains blackouts, la progression quasi-statique n'existe pas. Après l'événement initial, le système entre rapidement dans la cascade rapide. Ce type de blackout est donc plus difficile à stopper. [14]

d) Restauration

Lorsque les blackouts se produisent, l'opérateur du réseau doit redémarrer le système le plus rapidement possible.

I.6. Mécanismes de développement des blackouts

Le mécanisme ou l'enchaînement d'événements conduisant aux blackouts électriques est directement lié aux processus de perte de la stabilité des réseaux électriques. Cette perte de stabilité se manifeste principalement à travers quatre types de phénomènes. [13]

- cascades de surcharges
- écroulement de la tension
- écroulement de la fréquence
- ruptures de synchronisme.

I.6.1. Mécanisme de cascade de surcharge

L'effet cascade de surcharges sur le réseau se produit lorsqu'une ligne importante se déclenche et surcharge ses voisines par son report de transit. En effet, lorsqu'une ligne de transmission est entrée en état de surcharge, un dispositif de protection particulier, appelé « protection de surcharge » et met la ligne hors tension en quelques minutes ou quelques secondes suivant l'ampleur du dépassement d'intensité, en actionnant les disjoncteurs situés à chaque extrémité. Le transit supporté auparavant par cette ligne va alors se reporter dans d'autres chemins électriques en raison du maillage du réseau de transport, risquant de provoquer de nouvelles surcharges. C'est ainsi l'amorce d'un phénomène d'une succession de mises hors tension des lignes de transmission (cascade de déclenchement) qui peut conduire à la mise hors tension de vastes zones du réseau. La figure 1.2 présente le principe de développement de la cascade de déclenchements des lignes de transmission. Cette cascade de

surcharge commence généralement par l'évolution de la consommation, des tensions basses, le déclenchement d'une ligne ou d'un transformateur, etc. [13]

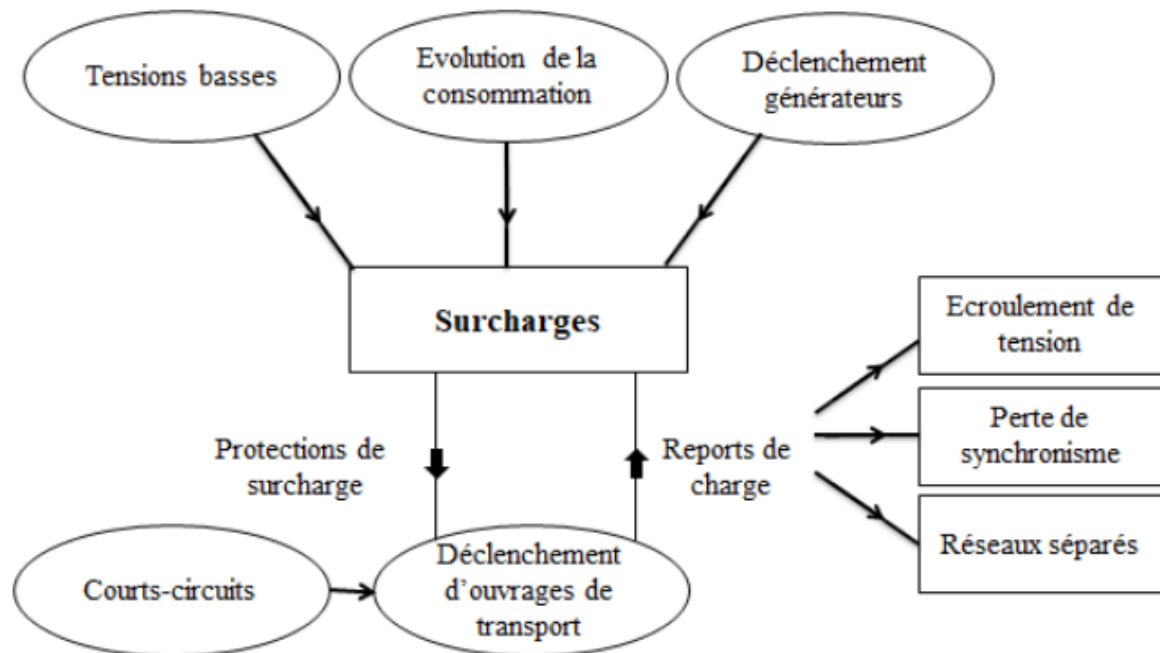


Figure I.5 : Mécanisme de cascade de surcharge.

I.6.2. Mécanisme d'écroulement de la tension

L'écroulement de la tension est le processus par lequel une séquence d'événements qui accompagnent l'instabilité de la tension conduit à une baisse de tension inacceptable dans une partie importante du réseau électrique. En effet, lorsque la tension baisse, les dispositifs de régulation entrent automatiquement en action et agissent sur les groupes de production pour relever la tension. Ces dispositifs ont une action limitée, qui peut être insuffisante en cas d'avarie de groupes de production. Puisque lorsque la tension commence à baisser dans une zone, les zones voisines sont affectées : leur tension baisse également. Dans le cas où les dispositifs de régulation arrivent en limite de leur efficacité, plus rien ne peut enrayer la chute de la tension dans le réseau. Et comme résultat final, une zone très vaste peut être affectée en quelques minutes. [13]

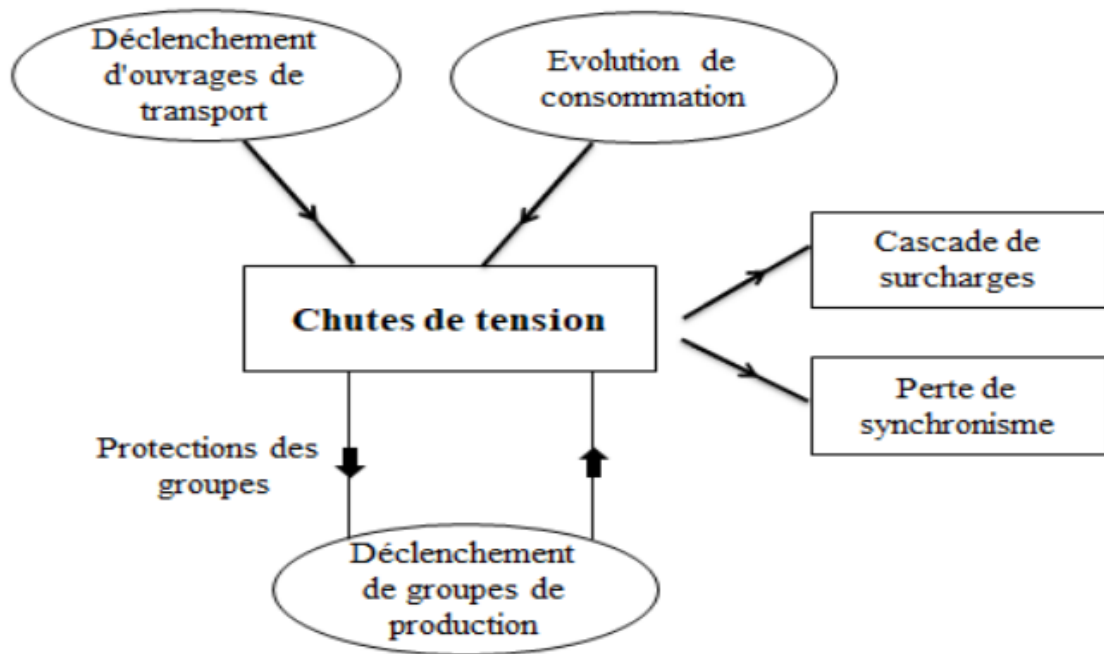


Figure I.6 : Mécanisme d'écroulement de la tension.

I.6.3. Ecoulement de la fréquence

La fréquence du réseau résulte de l'équilibre entre la puissance produite par les différents générateurs et la puissance consommée par les charges. En effet, le réseau peut perdre cet équilibre lorsque :

- le volume de la production vis-à-vis de la demande est insuffisant.
- la consommation atteint un niveau exceptionnel.

Dans ce cas, une baisse importante de la fréquence peut se produire dans le réseau. Si la fréquence va descendre en dessous d'un certain seuil, les groupes de production se séparent du réseau pour éviter d'être endommagés. Cette situation va accélérer davantage le déséquilibre entre production et consommation dans le réseau. Et comme conséquence, de nouveaux groupes se séparent du réseau, accélérant donc, la chute de fréquence dans le réseau. Ce phénomène va provoquer rapidement l'écroulement de fréquence de l'ensemble du réseau. [13]

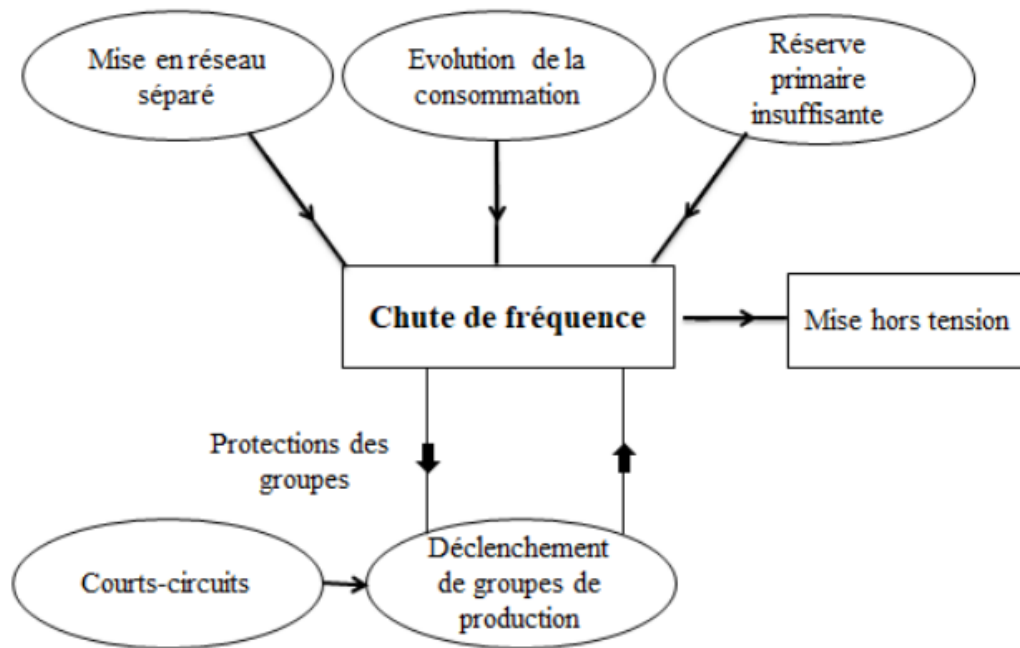


Figure I.7 : Mécanisme d'écroulement de la fréquence.

I.6.4. Rupture de synchronisme

En régime normal, chaque groupe de production fonctionne en synchronisme avec l'ensemble des autres groupes de production du réseau. Il se peut cependant que, suite à un incident, un ou plusieurs groupes d'une région perdent le synchronisme par rapport au réseau, c'est-à-dire fonctionnent à des fréquences très différentes des autres groupes. Cette situation peut affaiblir les liens entre cette région et le reste du réseau et peut également conduire à l'apparition d'une rupture de synchronisme.

Le déclenchement d'ouvrages de transport ou de moyens de production et l'apparition des courts-circuits dans les régions faiblement interconnectée sont généralement les facteurs qui favorisent l'apparition d'une rupture de synchronisme. [13]

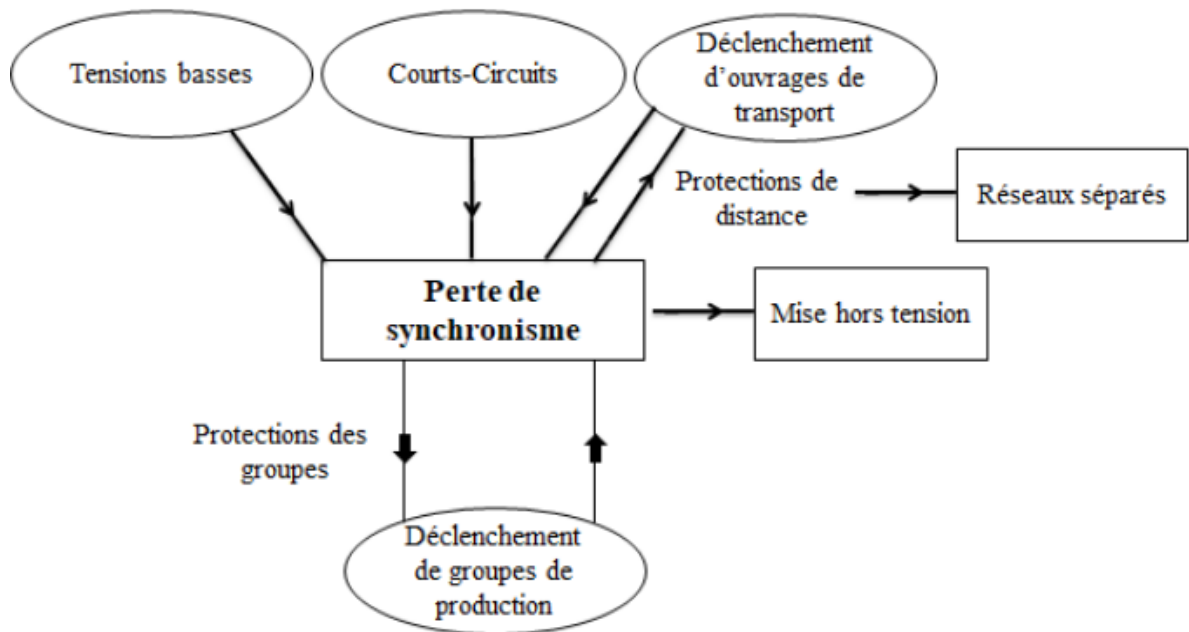


Figure I.8 : Mécanisme de perte de synchronisme.

I.6.5. Mécanismes des blackouts

Le réseau électrique peut entrer dans une condition d'urgence en raison de certains événements critiques qui peuvent se produire dans le système. Normalement, le système peut revenir à la condition normale par ses protections et le système de contrôle. Mais parfois, le système ne peut pas revenir à la condition normale dans le temps nécessaire et de nouveaux événements peuvent déclencher des incidents en cascade, qui pourront avoir une action réciproque et aggraver rapidement la situation. Enfin le blackout se produit.

Dans cette étude, nous avons analysé les mécanismes de 8 blackouts dont nous avons pu obtenir des informations détaillées. Combinée avec les mécanismes d'instabilité du réseau électrique et une étude précédente qui a proposé un scénario générique commun de processus de cascade de blackouts, nous décrivons le mécanisme général des blackouts dans la figure 1.9. [11]

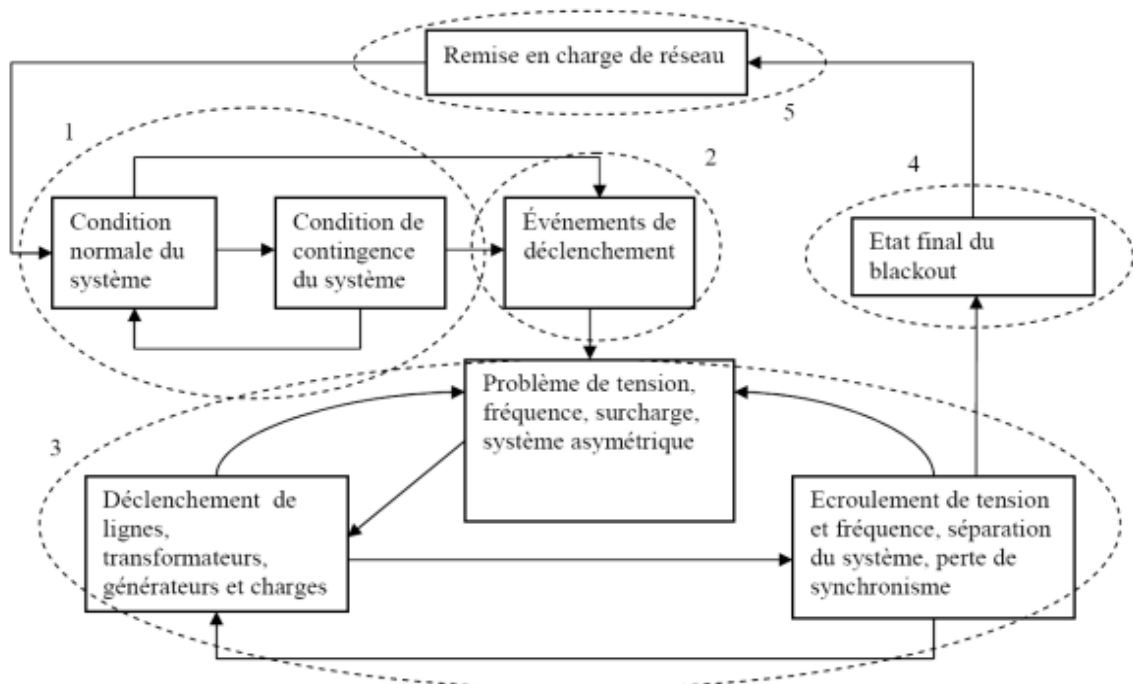


Figure I.9 : Mécanisme des Blackouts.

1. Précondition 2. Événements initiaux 3. Cascades d'événements 4. État final 5. Restauration

I.7.Recommandations pour la prévention des blackouts

Après la description des phases et du mécanisme des blackouts des paragraphes précédents, les incidences majeures de chaque phase de blackout sont présentées et des solutions possibles sont proposées dans le tableau 1.3.

Certaines des nouvelles technologies de surveillance et de contrôle du système sont devenues de plus en plus matures au cours des dernières années. Pour réaliser un contrôle en temps réel des systèmes électriques, le délai du temps du système de mesure en général doit être limité aux alentours de 100 ~ 200 ms. Le SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition en anglais), qui est traditionnellement utilisé dans les systèmes électriques, fournit des mesures à des intervalles de 1 à 5 secondes, mais cela n'est pas suffisant pour le contrôle en temps réel, car certains incidents peuvent conduire à des problèmes graves en quelques centaines de millisecondes. Il n'a été observé que les échecs du système de protection sont un facteur très important dans le déroulement des grandes pannes. [14]

Tableau I.3 : Incidences majeures de chaque phase de blackout et les solutions possibles.

Phase	Pré condition	Événements initiaux	Progression quasi-statique	Événements de déclenchement	Cascade rapide	État final et Restauration
Temps	mins-hrs	ms	mins - hrs	ms	seconds - mins	mins-jours
Incidents	Forte charge	oscillation	cascade surcharge, séparation de système	oscillation	Écroulement de tension, écroulement de fréquence, perte de synchronisme	restauration
Solution	FACTS, réserve de puissance	FACTS, PSS	FACTS, PSS, délestage de charge ou de générateur	FACTS, PSS, délestage	déleste de charge ou de générateur, séparation du système	plan de restauration

PSS (Power System Stabilizer en anglais) : boucles d'amortissement des oscillations de puissance.

FACTS (Flexible AC Transmission System en anglais) : actionneurs de réseau à base de convertisseurs d'électronique de puissance.

I.8.Conclusion

Dans cette première partie de ce mémoire, on va parler des informations générales sur les réseaux électriques et leur structure. Après cela, nous avons discuté et défini la stabilité d'un réseau électrique en mentionnant ses classements. Ensuite, nous avons parlé des Blackouts électriques et de ses phases telles que Précondition, événements initiaux, cascade d'événements et restauration et de ces mécanismes de développement. Ainsi, nous avons donné quelques recommandations pour la prévention des Blackouts électriques.

Chapitre ②

**Aperçu sur les systèmes de
stockage d'énergie, délestage
et méthodes d'optimisation**

II.1.Introduction

Pour garantir la qualité de service à leurs clients, les compagnies d'électricité ont élaboré des règles d'aménagement et d'exploitation pour que le réseau électrique puisse faire face à toute fois avec des risques communs, tels que la perte d'une ou plusieurs transmissions d'énergie électrique ou des structures de production ou une mauvaise estimation du profil de consommation. En effet, ces seules, les mesures peuvent ne pas être suffisantes pour protéger le réseau contre les risques graves.

Le schéma de délestage et le système de stockage d'énergie sont l'un des les mesures adoptées par le gestionnaire de réseau pour éviter les blackouts.

Dans ce chapitre, nous commencerons par un aperçu des délestages Puis on parle des systèmes de stockage d'énergie. Enfin nous donnera un aperçu des méthodes d'optimisation qui peuvent être utilisées pour la résolution du problème, tout en se concentrant sur les méthodes évolutives et en particulier par essaim des particules(PSO) dont le principe sera clairement détaillé.

II.2.Délestage

Le délestage est une des actions curatives possibles qui permet au système perturbé de rentrer dans un nouveau point de fonctionnement stable. Le délestage peut être défini comme une série de commandes qui donnent comme résultat la diminution de la charge dans les réseaux électriques.

Il est généralement fait pour sauver le système électrique de la situation d'urgence ou de l'état d'alerte. Le délestage est une solution économique et efficace pour éviter l'écroulement de tension, et lorsque le réseau est très chargé, c'est aussi une solution pour résoudre la surcharge des lignes.

En conséquence, le délestage peut aider à éviter les problèmes qui produisent souvent des blackouts. [14]

II.2.1. Les raisons d'un délestage

Les gestionnaires des réseaux électriques sont responsables de l'équilibre des flux d'énergie sur le Réseau Public de Transport. Ils doivent :

- Assurer l'équilibre global production.

- Consommation.
- Maîtriser les flux de puissance dans les ouvrages de transport en restant dans les limites de leurs capacités de transit.
- Maintenir un plan de tension acceptable du point de vue du fonctionnement du système et des installations des utilisateurs raccordés au réseau publique.

Lorsqu'il n'est plus possible d'atteindre ces objectifs, ils engagent une démarche de dernier recours qui consiste à délester volontairement une partie de la consommation, dans le respect des dispositions réglementaires. Le délestage a pour but, en réduisant très rapidement le niveau de consommation alimentée, d'éviter les chutes de fréquence, l'effondrement de tension ou des cascades de déclenchements. Dans ces cas, le réseau devient instable et la production raccordée au réseau finit par se déconnecter, ce qui entraîne la coupure de la totalité d'une zone géographique. Le délestage permet donc, en acceptant de mettre hors tension volontairement et de manière contrôlée une partie de la consommation, d'éviter des coupures beaucoup plus profondes, voire un blackout. L'identification du besoin d'un recours au délestage peut intervenir à des horizons temporels différents.

- En gestion prévisionnelle au vu d'un déséquilibre inévitable entre production et consommation du fait d'une insuffisance identifiée à l'avance de production disponible : Une prévision du volume de délestage nécessaire et la préparation de la mise en œuvre peut être effectuée.
- En infra-journalier, quelques heures ou dizaines de minutes à l'avance (identification d'une impossibilité de passage d'une pointe de consommation, demande de mise hors tension d'un ouvrage par les pouvoirs publics).

La préparation du délestage (volume à délester, localisation) est encore relativement possible :

En temps réel, la mise en œuvre du délestage peut se faire :

- D'une manière automatique (relais de délestages fréquence métriques), sans intervention des opérateurs.
- Par action volontaire des opérateurs, ce qui implique des temps de mise en œuvre se chiffrant à plusieurs minutes.

Le délestage des utilisateurs raccordés au RPD (Réseau Public de Distribution) en HTA et en basse tension est mis en œuvre par le Distributeur sur la base d'un plan de délestage prédéfini. Des délestages tournants de durée limitée à l'initiative du distributeur peuvent être organisés pour limiter les conséquences pour les utilisateurs du réseau. [14]

II.2.2. Actions de délestage sur la charge

L'implantation de la plupart des mesures de défense implique une action sur la charge afin de trouver un meilleur point de fonctionnement stable. Aujourd'hui, l'action passe généralement par l'ouverture du disjoncteur des protections moyenne tension reprise dans le plan de délestage.

Une action directe sur la charge permettrait de rencontrer ce même objectif avec l'avantage de pouvoir assurer le maintien de l'alimentation des clients, pour autant qu'une ségrégation soit réalisée entre la charge domestique essentielle et celle délestable. La question du lien assurant la communication entre le centre de conduite et la charge ultime reste aujourd'hui ouverte. La nature des implantations susceptibles d'être développées dépendra de la capacité de ce lien. Il n'est pas certain que des actions en temps réel soient possibles. La décomposition en deux phases, comme cela se fait traditionnellement, pourrait alors s'appliquer.

L'évaluation du total de la charge délestable par des relais serait réalisée de façon régulière depuis le centre de conduite (dispatching). La proportion de charge à délester serait établie et les montants correspondants seraient envoyés à travers un dispositif installé chez l'utilisateur. Le déclenchement effectif interviendrait en cas de franchissement d'un seuil déterminé localement, au niveau des poste HT/MT, ou encore au niveau du centre de conduite, suivant les performances des circuits de télécommunication. Les paramètres de la chaîne de déclenchement, en particulier le seuil, seraient également réglables à distance. [14]

II.2.3. Critères de délestage

L'exploitation des réseaux doit prévoir des possibilités de réduction volontaire (soit automatique ou manuelle) pour faire face à des situations exceptionnelles. Le principe général qui guide cette réduction de la charge est la sauvegarde des parties saines d'un réseau pour :

- Alimenter correctement (en respect du cahier de charge général et des normes de qualité) la clientèle.

- Eviter une propagation de la perturbation qui risque d'amener, si aucune action n'est lancée
- Rapidement un effondrement général du réseau dont les conséquences sont difficilement
- Calculables.
- Se garder la possibilité d'une reprise du service normal rapide à partir des îlots sains qui ont
- Pu être sauvegardés.
- Divers critères sont pris en compte dans la détermination de cette réduction volontaire de la charge en particulier :
 - a) Le délestage contre l'effondrement de fréquence.
 - b) Le délestage contre l'effondrement de tension.
 - c) Le délestage contre la surcharge des lignes.
 - d) Le délestage contre l'augmentation d'appel de puissance des interconnexions.
- Le délestage peut revêtir :
 - a) Un caractère automatique : c'est-à-dire le réseau est équipé de relais capables de réagir lorsque des conditions pré définies arrivent.
 - b) Un caractère manuel : il s'agit alors d'un ordre émanant exclusivement du dispatching (sauf dans des cas extrême de danger imminent ou il n'est pas possible d'attendre un avis du dispatching) et en général dans situations où les automates risquent de ne pas fonctionner ou de fonctionner tardivement. Il s'agit d'une anticipation à un fonctionnement ultérieur des relais. [14]

II.3. Système de stockage d'énergie

Un SSE est un système de stockage d'énergie qui capte l'énergie de différentes sources, accumule cette énergie et la stocke dans des batteries rechargeables pour une utilisation ultérieure. En

Chapitre II : Aperçu sur les systèmes de stockage d'énergie, délestage et méthodes d'optimisation

cas de besoin, l'énergie électrochimique est déchargée de la batterie et fournie aux habitations, aux véhicules électriques, aux installations industrielles et commerciales.

Un SSE est un système composé comprenant des composants matériels ainsi que des logiciels de bas niveau et de haut niveau. Les principales parties du SSE comprennent :

Un système de batterie : Il contient des cellules de batterie individuelles qui convertissent l'énergie chimique en énergie électrique. Les cellules sont disposées en modules qui, à leur tour, forment des packs de batteries.

Un système de gestion de batterie (BMS) : Un BMS assure la sécurité du système de batterie. Il surveille l'état des cellules de batterie, mesure leurs paramètres et leurs états, tels que l'état de charge (SOC) et l'état de santé (SOH), et protège les batteries contre les incendies et autres dangers.

Un onduleur ou un système de conversion de puissance (PCS) : Celui-ci convertit le courant continu (DC) produit par les batteries en courant alternatif (AC) fourni aux installations. Les systèmes de stockage d'énergie par batterie ont des onduleurs bidirectionnels qui permettent à la fois la charge et la décharge.

Un système de gestion de l'énergie (EMS) : Celui-ci est responsable de la surveillance et du contrôle du flux d'énergie dans un système de stockage de batterie. Un EMS coordonne le travail d'un BMS, d'un PCS et d'autres composants d'un SSE. En collectant et en analysant les données énergétiques, un EMS peut gérer efficacement les ressources énergétiques du système. [15]

Toute technologie de stockage d'énergie, y compris le sous-système de conversion d'énergie, est appelé « support de stockage d'énergie ». Un support de stockage d'énergie de batterie, par exemple, comme le montre la figure II.1, se compose de batteries et d'un système de gestion de batterie (BMS) qui surveille et gère les opérations de charge et de décharge des éléments de batterie ou modules. L'SSE peut être protégé et fonctionner en toute sécurité pour le reste de sa vie. [16]

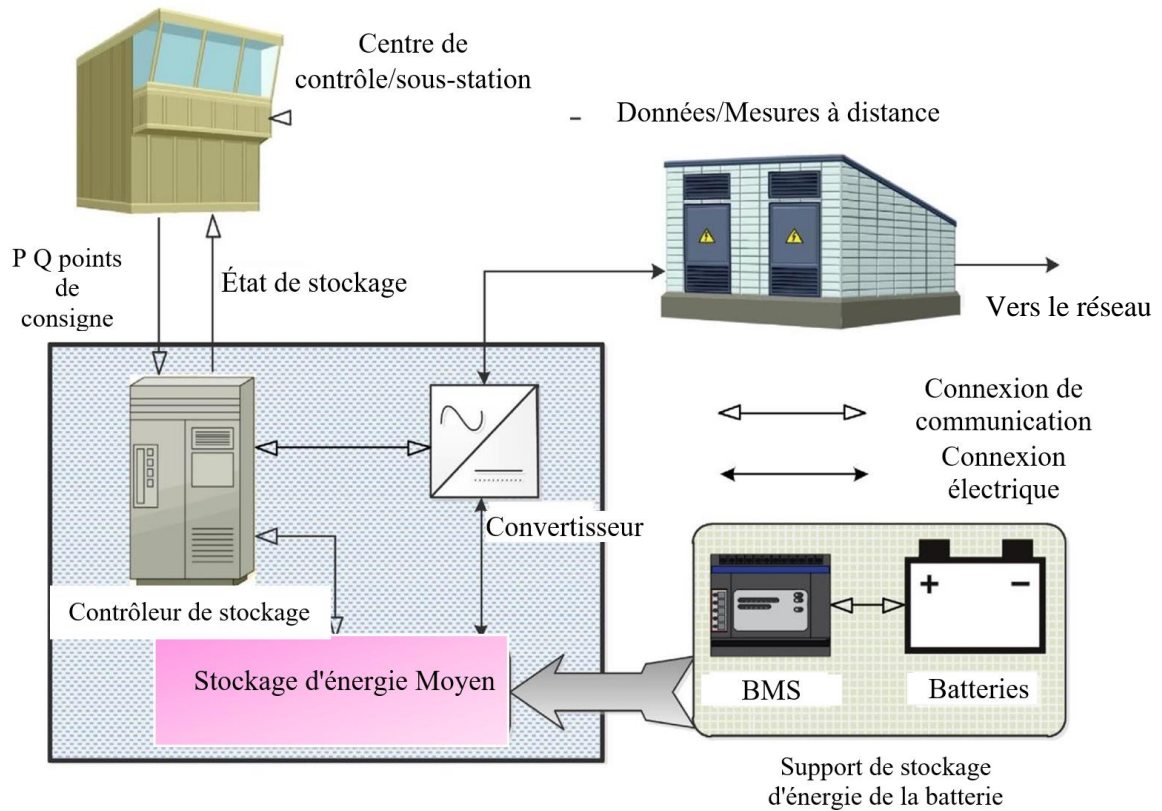


Figure II.1 : Schéma conceptuel d'un SSE.

II.3.1. Sélection d'un SSE pour les réseaux de distribution

L'utilisation de batteries au plomb comme SSE pour fournir de l'énergie aux charges résiduelles sur un courant continu réseau électrique est né au début du XXe siècle. Depuis, les technologies SSE ont progressé et sont de plus en plus utilisés dans des applications de systèmes électriques telles que stabilisation du réseau, transfert de charge, assistance opérationnelle du réseau, amélioration de la qualité de l'énergie et gestion de la fiabilité.

En outre, l'intégration croissante au réseau des énergies renouvelables intermittentes distribuées génération (DG) a un impact substantiel sur le fonctionnement du réseau de distribution.

Ces problèmes opérationnels sont résolus par l'ajout d'SSE, qui joue un rôle essentiel rôle dans l'augmentation de la stabilité et de la fiabilité de l'ensemble du réseau.

Chapitre II : Aperçu sur les systèmes de stockage d'énergie, délestage et méthodes d'optimisation

Comme le montre la figure II.2, un réseau électrique peut utiliser une variété de dispositifs de stockage d'énergie technologies, classées en six catégories : électrique, mécanique, électrochimique, thermochimique, chimique et thermique. Un SSE peut jouer une variété de fonctions sur le marché de l'électricité, en fonction de son stockage et de sa distribution d'énergie capacités. [16]

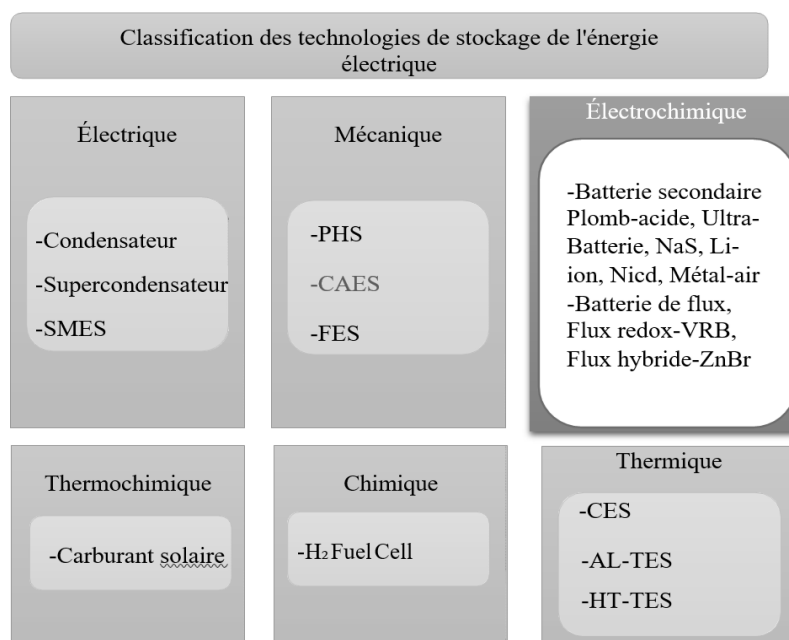


Figure II.2 : Différents types de technologies SSE pour les réseaux de distribution.

Signification des termes

PHS: Pumped Hydro Storage (**Hydro stockage par pompage**)

FES: Fly Wheel Energy Storage (**Le stockage d'énergie par volant d'inertie.**)

ZnBr: Zinc Bromine

Battery (Batterie au brome de zinc)

VRB: Vanadium redox battery, (**Batterie redox au vanadium**)

CES: Cryogenic energy storage
(**Cryogenic energy storage**)

NaS: Sodium Sulfur (**Soufre de sodium**)

SMES: Superconducting Magnetic Energy Storage (**stockage d'énergie magnétique supraconducteur**),

CAES: Compressed air Energy Storage (**Stockage d'énergie à air comprimé**),

HT-TES: High Temperature thermal Energy Storage (**Stockage d'énergie thermique à haute température**),

Li-ion: Lithium ion,

NiCd: Nickelcadmium.

AL-TES: Aquiferous Low-Temperature Thermal Energy Storage (**Aquifère basse-température de l'énergie thermique**),

Ces technologies sont prises en compte en ce qui concerne la capacité, l'efficacité, le temps de réponse, la durée de vie et les cycles du SSE, le coût en capital de l'électricité et de

Chapitre II : Aperçu sur les systèmes de stockage d'énergie, délestage et méthodes d'optimisation

l'énergie, le temps de charge et de décharge et l'impact environnemental. Les avantages, les inconvénients et les applications des diverses technologies SSE sont présentés dans le tableau II.1, où les applications SSE sont considérées comme éprouvées, prometteuses ou possibles pour chaque application clé. [16]

Tableau II.1 : Comparaison des caractéristiques techniques des différents types de SSE avec les problèmes d'impact environnemental.

Les technologies de SSE	Mécanique	Électrochimique		
	CAES	Plomb-acide	NaS	VRB
Capacité disponible (MW)	5-1000	0-40	0.05-34	0.03-3
Efficacité (%)	70-89	70-90	80-90	~ 85
Temps de réponse	1-15min	5-10ms	1 ms	< 1 ms
Durée de vie, année (cycles)	20-40(>13,000)	3-15 (2000)	10-15 (2500-4500)	5-10(12,000+)
Power Coût en capital de l'électricité (\$/kW)	400-1000	300-600	1000-3000	600-1500
Coût en capital énergétique (\$/KWh)	2-120	200-400	300-500	150-1000
Temps de charge	hr-mois	min- jrs	s – hr	hr- mois
Temps de décharge	1-24hr +	s – hr	s – hr	s - 10hr

Tableau II.2 : Avantages relatifs, inconvénients des différents SSE.

Technologie SSE		Avantages	Désavantages
Mécanique	CAES	Capacité supérieure et coût inférieur/capacité unitaire.	Difficile de sélectionner les sites à utiliser.
Électrochimique	Plomb-acide	Coût en capital inférieur.	Densité énergétique plus faible.
	Nas	Haute Densité d'énergie et efficacité supérieures, autodécharge presque nulle.	Coût de production élevé, besoin de recyclage pour Na.
	VRB	Grande capacité.	Puissance et densité d'énergie réduites.

II.3.2. Dimensionnement et fonctionnement optimal de l'emplacement et problèmes de qualité de l'alimentation dans les réseaux de distribution

Le déploiement de systèmes de stockage d'énergie (SSE) est une voie importante pour maximiser l'efficacité énergétique d'un réseau de distribution, et les performances globales du réseau peuvent être améliorées par leur placement, leur dimensionnement et leur fonctionnement optimaux. Un SSE dimensionné et placé de manière optimale peut faciliter la satisfaction de la demande énergétique de pointe, améliorer les avantages de l'intégration des énergies renouvelables et des sources d'énergie distribuées, faciliter la gestion de la qualité de l'alimentation et réduire les coûts d'expansion du réseau de distribution. [17]

II.4.Méthodes d'optimisation

Historiquement, dans le domaine de l'optimisation, le premier terme introduit fut celui de programmation linéaire, inventé par George Dantzig dans les années 1940. Le terme programmation dans ce contexte ne réfère pas à la programmation informatique (bien que les ordinateurs soient largement utilisés de nos jours pour résoudre des programmes

mathématiques). Les techniques pour résoudre les problèmes d'optimisation dépendent de la nature de la fonction objective et de l'ensemble de contraintes. [17]

II.4.1. Méthodes heuristiques et métaheuristiques

La plupart des algorithmes classiques sont déterministes. Certains algorithmes d'optimisation déterministes utilisaient les informations de gradient, ils sont appelés algorithmes à base de gradient. Par exemple, l'algorithme de Newton-Raphson bien connu est basé sur un gradient, car il utilise les valeurs de la fonction et leurs dérivés, et il fonctionne extrêmement bien pour les problèmes uni-modaux lisses. Cependant, s'il y a une discontinuité dans la fonction objective, cela ne fonctionne pas bien.

Pour les algorithmes stochastiques, nous avons généralement deux types: heuristique et méta-heuristique, bien que leur différence soit faible, heuristique signifie «trouver» ou «découvrir par essais et erreurs». Des solutions de qualité à un problème d'optimisation difficile peuvent être trouvées dans un laps de temps raisonnable, mais il n'y a aucune garantie que des solutions optimales sont atteintes. C'est bien quand on ne veut pas forcément les meilleures solutions mais plutôt de bonnes solutions facilement accessibles.

Le développement ultérieur sur les algorithmes heuristiques est ce que l'on appelle les algorithmes métaheuristiques. Ici, méta signifie «au-delà» ou «niveau supérieur», et ils sont généralement meilleurs que les simples heuristiques. En outre, tous les algorithmes méta heuristiques utilisent certains compromis de randomisation et de recherche locale.

Deux composantes majeures de tout algorithme méta heuristique sont : l'intensification et la diversification, ou l'exploitation et l'exploration. La diversification signifie générer des solutions diverses afin d'explorer l'espace de recherche à l'échelle globale, tandis que l'intensification signifie se concentrer sur la recherche dans une région locale en exploitant l'information qu'une bonne solution actuelle est trouvée dans cette région. Ceci est en combinaison avec la sélection de la meilleure solution. La sélection des meilleurs assure que la solution convergera vers l'optimalité, tandis que la diversification par randomisation évite que les solutions soient piégées aux optimums locaux et, en même temps, augmente la diversité des solutions. La bonne combinaison de ces deux composants principaux garantira généralement que l'optimalité globale est réalisable. La figure II.3 illustre une représentation simple d'une méthode d'optimisation (heuristique). [18]

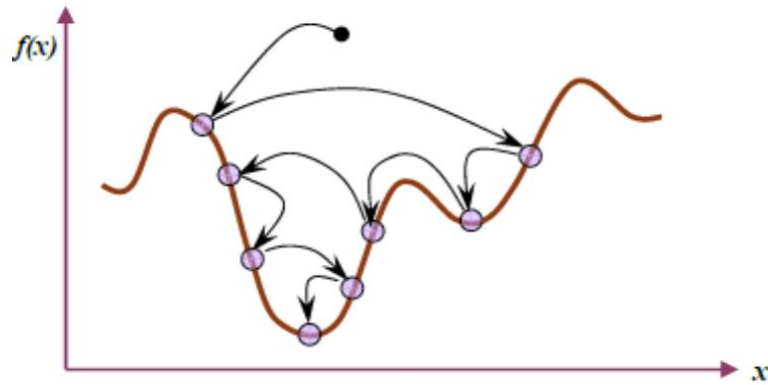


Figure II.3 : Représentation simplifiée d'une approche heuristique.

II.4.2. Optimisation par essaim des particules (PSO)

L'algorithme PSO est inspiré du comportement social d'animaux évoluant en essaim, tels que les poissons qui se déplacent en bancs ou les oiseaux migrateurs qui doivent parcourir des longues distances et qui doivent donc optimiser leurs déplacements en termes d'énergie dépensée, comme par exemple la formation en V montré dans la figure II. 4. En effet, on peut observer chez ces animaux des dynamiques de déplacement relativement complexes, alors qu'individuellement chaque individu a une intelligence limitée et une connaissance seulement locale de sa situation dans l'essaim. L'intelligence globale de l'essaim est donc la conséquence directe des interactions locales entre les différentes particules de l'essaim. La performance du système entier est supérieure de la somme des performances de ses parties. KENNEDY et EBERHART sont inspirés de ces comportements sociaux pour créer l'algorithme PSO. Le PSO utilise plutôt la coopération entre les individus.



Figure II.4 : Trajectoire de particule.

La méthode PSO met en jeu un ensemble d'agents pour la résolution d'un problème donné. Cet ensemble est appelé essaim. L'essaim est composé d'un ensemble des membres, ces derniers sont appelés particules. Les particules de l'essaim représentent des solutions potentielles au problème traité. L'essaim des particules survole l'espace de recherche, en quête de l'optimum global, organigramme d'optimisation par PSO est illustre dans la figure II.5

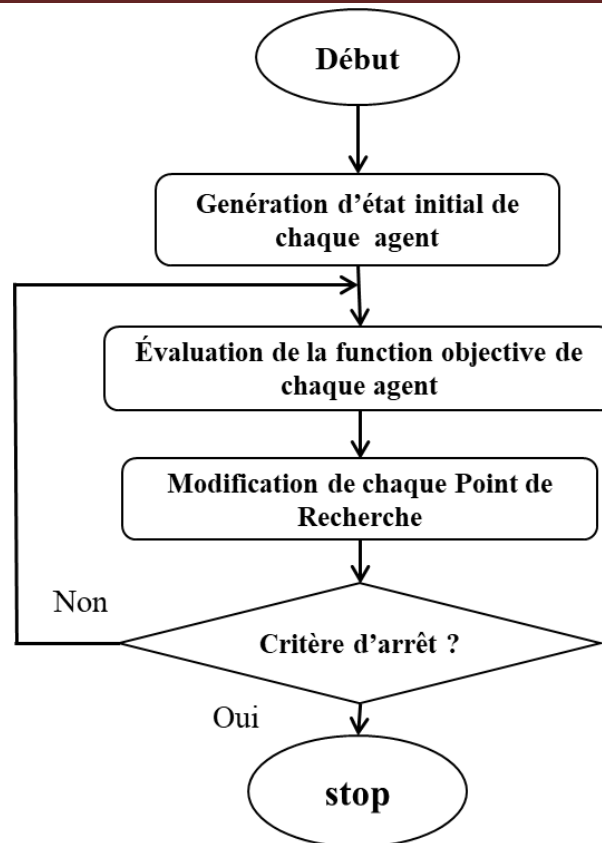


Figure II.5 : organigramme de la méthode PSO.

Dans l'algorithme de PSO chaque solution aléatoire du problème à résoudre correspond à une particule artificielle qui se déplace avec son genre dans le super organisme. Les particules dans une population adaptée en retournant stochastiquement vers des régions prospères précédemment dans l'espace de recherche, et sont influencés par les succès de leurs voisins topologiques. En d'autres termes, chaque individu dans l'essaim des particules représente une solution potentielle qui déplace sa position dans l'espace de recherche et met à jour sa vitesse en fonction de sa propre expérience de volet celle de son voisin, visant une meilleure position pour lui-même au prochain mouvement. La définition de PSO se présente par les étapes suivantes :

- Chaque particule individuelle contient les propriétés suivantes : une position actuelle dans L'espace de recherche x_i , une vitesse actuelle v_i , et une meilleure position personnelle dans l'espace de recherche P_i .
- La meilleure position personnelle P_i correspond à la position dans l'espace de recherche x_i , ou la particule i présente la plus petite erreur tel que déterminé par la fonction objectif (fitness), en supposant qu'une tâche de minimisation.

- La meilleure position globale notée G représente la position qui donne la plus basse erreur parmi les toutes P_i 's.

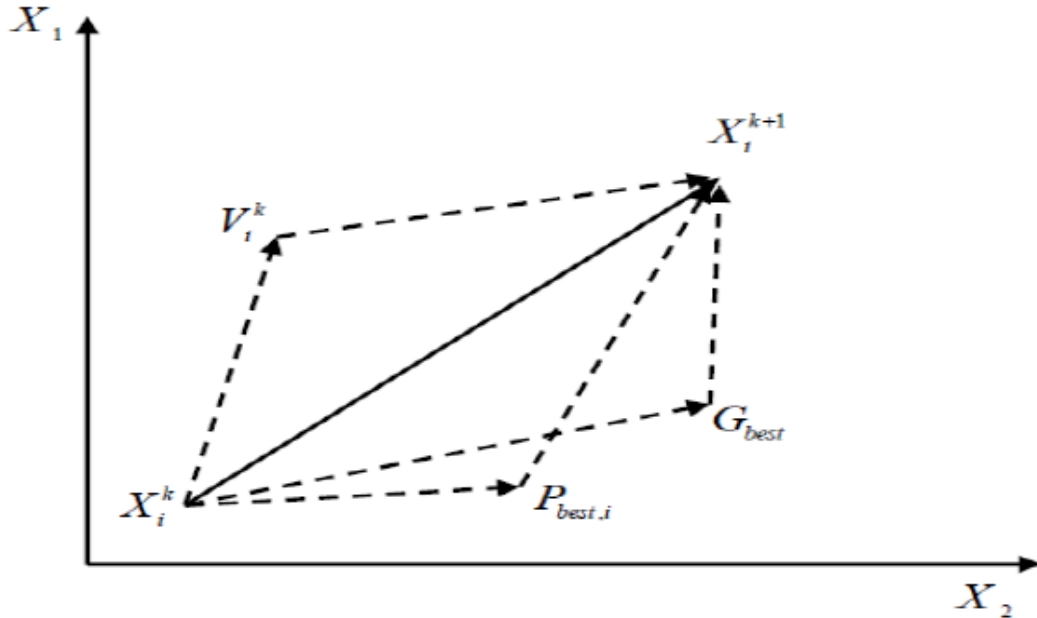


Figure II.6 : Mise à jour du PSO pour la position suivante dans un plan de 2 dimensions.

Pour atteindre le point optimal, les particules doivent mettre à jour leurs prochains déplacements selon leurs propres vitesses, leurs meilleures performances et la meilleure performance de leur meilleur informateur comme indiqué dans la figure II.5 et formulé comme suit

$$V_i^{k+1} = \omega \cdot V_i^k + c_1 \cdot rand_1 (P_{best,i} - X_i^k) + c_2 \cdot rand_2 (G_{best} - X_i^k) \quad (II.1)$$

$$X_i^{k+1} = X_i^k + V_i^{k+1} \quad (II.2)$$

Où, V_i^k est la vitesse de la particule à k^{th} itération, X_i^k est la position actuelle de la particule à la k^{th} itération, ω est le poids d'inertie, c_1 et c_2 sont les facteurs de pondération des termes d'accélération stochastique, qui tirent chaque particule vers les positions $P_{best,i}$ et G_{best} , $rand_1$ et $rand_2$ sont deux fonctions aléatoires dans l'intervalle $[0,1]$, $P_{best,i}$ est la meilleure expérience de $i^{ème}$ particule qui est enregistré et G_{best} est la meilleure particule parmi l'ensemble de la population.

L'équation II.2 est utilisée pour le calcul de la vitesse de la $i^{\text{ème}}$ particule étant donné la vitesse précédente de la particule, la distance entre les meilleures particules précédentes et la position actuelle, la dernière est la distance entre la position de la meilleure particule dans l'essaim et la position de la particule. Le poids d'inertie ω est utilisé pour permettre une particule d'équilibrer entre les explorations globales et locales, nécessitant donc moins d'itération en moyenne pour trouver une solution suffisamment optimale. ω est souvent décroît linéairement environ 0.9 à 0.4 pendant simulation comme montré dans les développements précédents. En général, le poids d'inertie est réglé selon l'équation suivante [19] :

$$\omega = \omega_{max} - \frac{\omega_{max} - \omega_{min}}{iter_{max}} \cdot iter \quad (II.3)$$

Où : $iter$, $iter_{max}$ sont les nombre actuel et maximal d'itérations.

II.5.Conclusion

À la fin, nous avons vu le délestage et les systèmes de stockages. Après cela, le système de stockage d'énergie a été présenté avec son emplacement, son dimensionnement et son fonctionnement optimaux et la qualité de son alimentation. Ensuite, nous avons expliqué la Méthode d'optimisation et les Méthodes heuristiques et méta heuristiques. Pour terminer, avons choisi Optimisation par essaim des particules (PSO) dans notre cas d'étude montrant ses principes et fonctionnalités.

Chapitre ③

Simulation et résultats

III.1.Introduction

Le troisième chapitre sert de guide au travail présenté. Dans la première partie de ce chapitre, nous donnerons une description claire de la problématique de la recherche. Dans la seconde section, nous fournirons au lecteur la méthodologie utilisée pour collecter et fournir les données. Dans la troisième partie, nous expliquerons le cas d'étude de l'œuvre. La dernière fraction de ce chapitre sert la façon dont le logiciel MATLAB a aidé à résoudre notre problème et enfin obtenir les résultats dont nous parlerons plus tard.

III.2.Description du problème

L'objectif de cette étude est de trouver la combinaison optimale d'unités SSE à installer et de délestage pour améliorer la sûreté du système de distribution au moindre coût. Par conséquent, le défi suggéré comprend des considérations de planification, telles que le choix des tailles et des positions des unités SSE à placer, ainsi que des décisions de planification lors d'éventualités telles que la sélection optimale du délestage. L'objectif principal du plan d'urgence est de maximiser la probabilité globale d'une opération d'ilotage efficace et de réduire le coût global de la perturbation. Le coût d'une interruption est généralement déterminé par la catégorisation du client, telle que résidentielle, industrielle ou commerciale, et les caractéristiques de l'interruption, telles que la durée et la fréquence.

III.3.Méthodologie

La technique globale employée pour les travaux rapportés dans cette étude est décrite dans cette section en utilisant deux modèles en conjonction avec Optimisation par Essaim des Particules (Particle Swarm Optimisation (PSO)) pour minimiser la fonction objective à l'étude. Le dimensionnement discret des unités SSE et les choix discrets des charges à délester sont des facteurs de décision en chaque nœud introduit via des variables entières dans chaque solution.

➤ Premièrement on effectue une analyse de contingence N-1, qui tient compte de la défaillance de la ligne du système de distribution. Le mécanisme de protection isole la section défectueuse pour protéger le reste du système, ce qui peut conduire à la formation d'îlots si la demande de charge sur ces îlots est satisfaite par les unités DG et/ou SSE. La figure résume l'organigramme de la première étape. Et il convient de noter que les valeurs de

puissance calculées dans équations III.1 et III.2 pourraient être inférieures ou supérieures à la taille de puissance SSE, entraînant une opération d'îlotage réussie ou non .

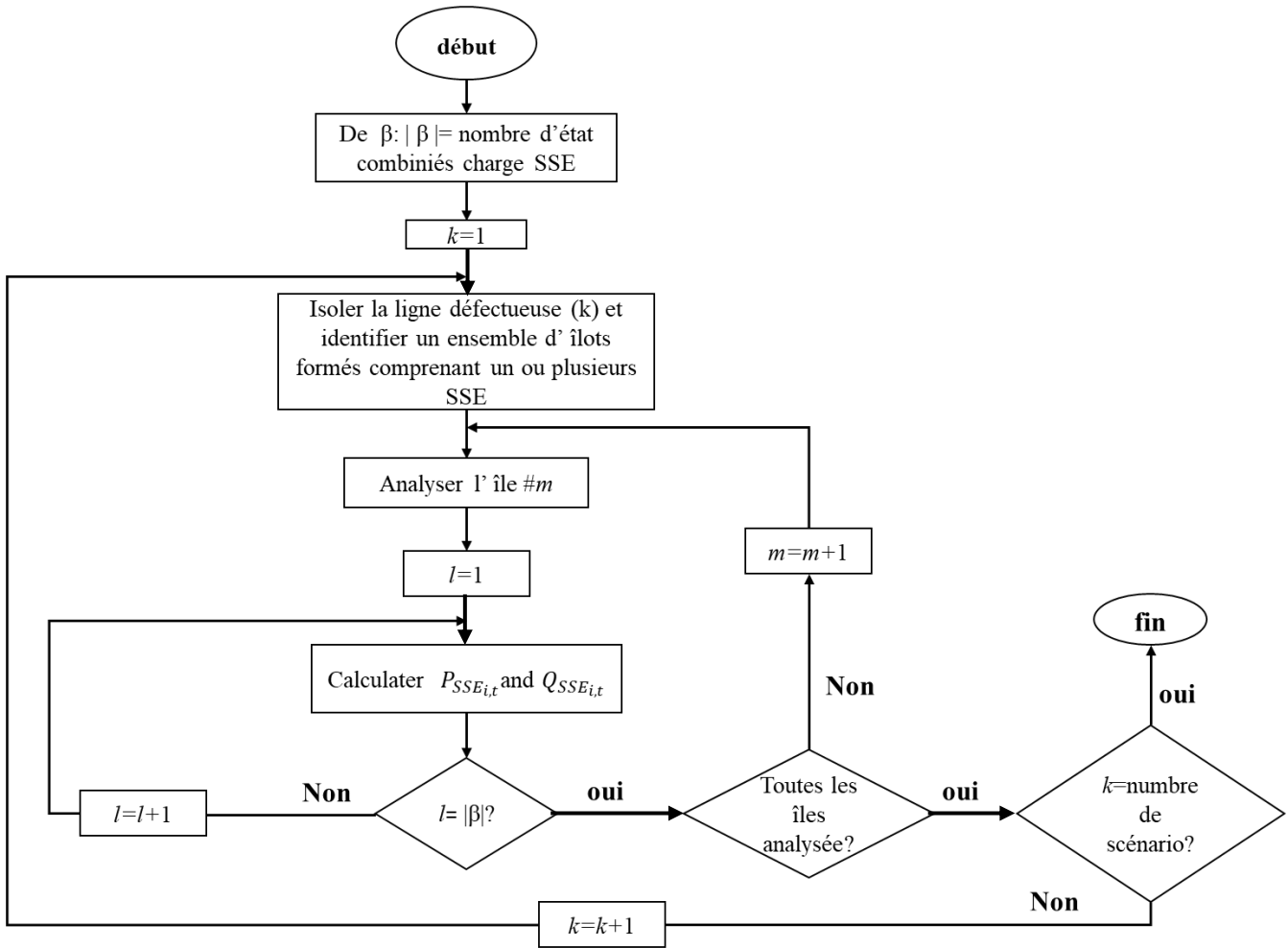


Figure III.1 : Organigramme de calcul de la taille de puissance de SSE.

- Équations de flux de puissance de SSE placé sur le nœud i pendant la contingence k et l'état l

$$P_{SSE_{i,k,l}} = \sum_{j=1}^N V_{i,k,l} \times V_{j,k,l} \times Y_{ij,k} \times \cos(\theta_{ij,k} + \delta_{j,k,l} - \delta_{i,k,l}) - [P_{G_{i,l}} - P_{D_{i,l}}(1 - P_{SH_i})] \quad (III.1)$$

$$Q_{SSE_{i,k,l}} = - \sum_{j=1}^N V_{i,k,l} \times V_{j,k,l} \times Y_{ij,k} \times \sin(\theta_{ij,k} + \delta_{j,k,l} - \delta_{i,k,l}) - [Q_{G_{i,l}} - Q_{D_{i,l}}(1 - Q_{SH_i})] \quad III.2)$$

➤ Deuxièmement, la puissance requise de chaque unité SSE à chaque heure est extraite d'une analyse de contingence à cette heure. A une heure donnée, si l'énergie économisée est insuffisante ou si la puissance demandée dépasse la puissance nominale SSE, la fonction d'ilotage échoue et toutes les charges doivent être débranchées. L'hypothèse est que la production totale peut échouer si la production totale est insuffisante pour répondre à la demande de charge plus les pertes pour un scénario particulier.

Les indices relatifs à la charge, à la décharge et à l'efficacité aller-retour de la SSE. Le procédé est ensuite répété un certain nombre de fois (échantillons) jusqu'à ce que l'écart de qualité des moyennes d'échantillon de l'indice de fiabilité d'intérêt par rapport à la moyenne d'échantillon de l'indice identique atteigne une tolérance prédéfinie. Ce processus est résumé dans la figure III.2

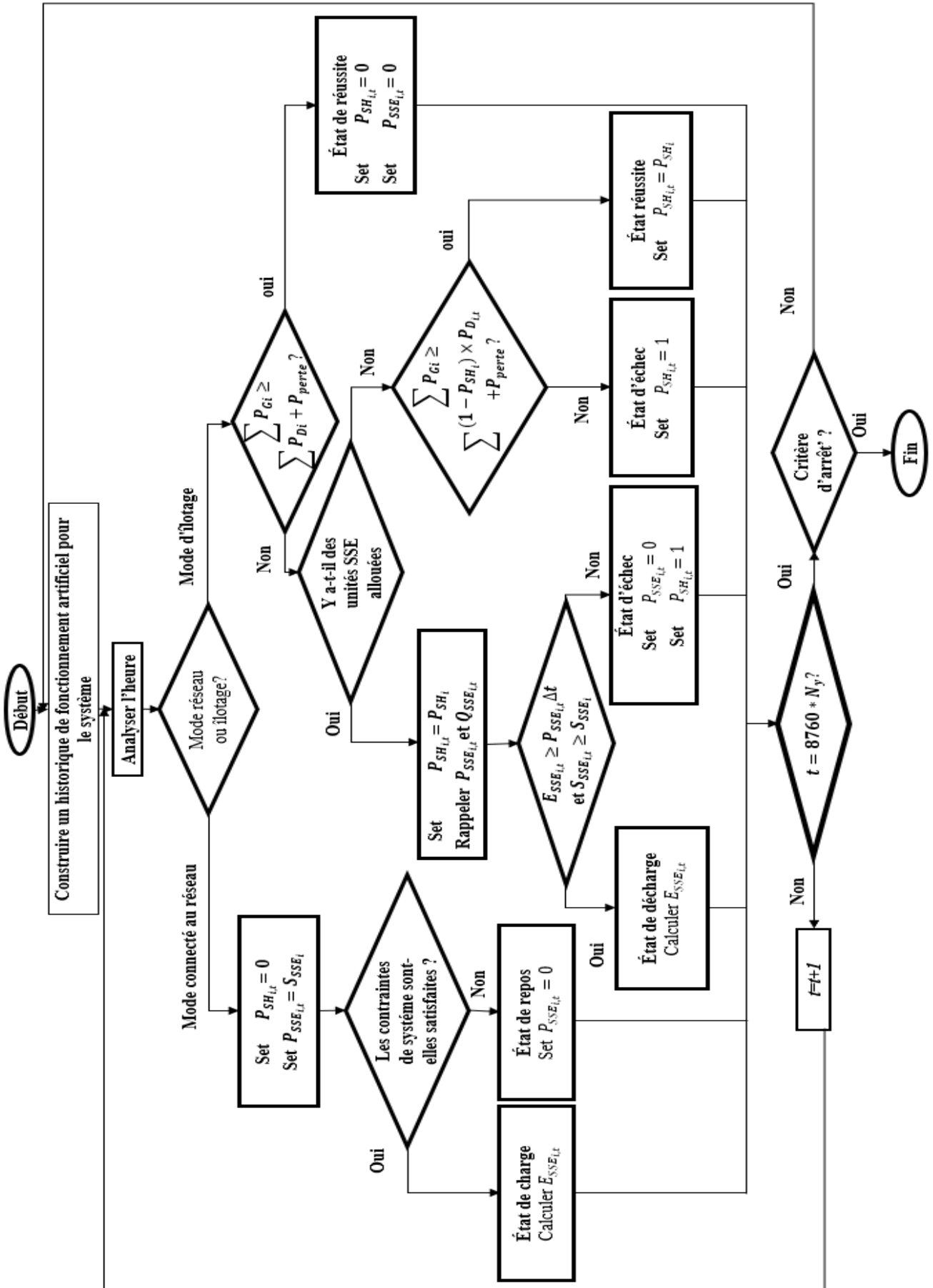


Figure III.2 : Organigramme de calcul de la taille de puissance de SSE et de sa localisation en cas d'urgence.

L'énergie annuelle non fournie (Energy Not Supplied (ENS)) est calculée en ajoutant l'énergie interrompue à tous les nœuds au cours de l'enquête et calculée par équation III.3 Les coûts d'interruption annuels (COST) sont également calculés par l'équation III.4 en utilisant la fonction de dommages aux clients pour une variété de clients (Energy Not Supplied (CDFN)) affichée dans la Figure III.3 qui est essentiellement fonction de la durée de l'interruption. Les valeurs attendues pour chaque indice, l'EENS et l'ECOST sont estimées en faisant la moyenne de l'ENS et du COST sur le nombre total de périodes. L'ECOST est ensuite utilisé pour évaluer la fonction objective dans la dernière phase de l'équation III.5.

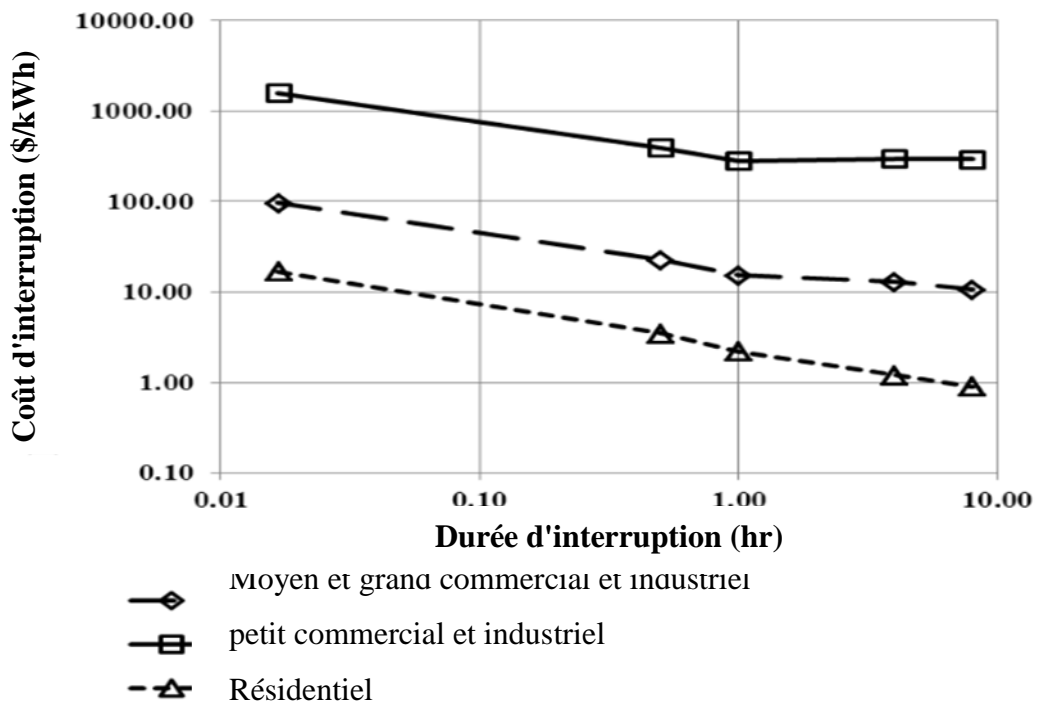


Figure III.3 : Fonction de dommage au client (CDFN) pour une variété de clients.

$$ENS = \frac{1}{N_y} \sum_{t=1}^{8760 \cdot N_y} \sum_{i=1}^N P_{SH_{i,t}} \times P_{D_{i,t}} \quad (III.3)$$

$$COST = \sum_{\forall d} CDFN(f_d) \times ENS \quad (III.4)$$

$$Obj = \sum_{i=1}^N [(C_P + C_M) \times S_{DS_i} + C_E \times E_{DS_i}] + ECOST \quad (III.5)$$

III.4. Etude de cas

Le système de distribution radial d'essai de 33 nœuds avec deux DG connectés aux bus 18 et 33 est illustré dans la figure III.4

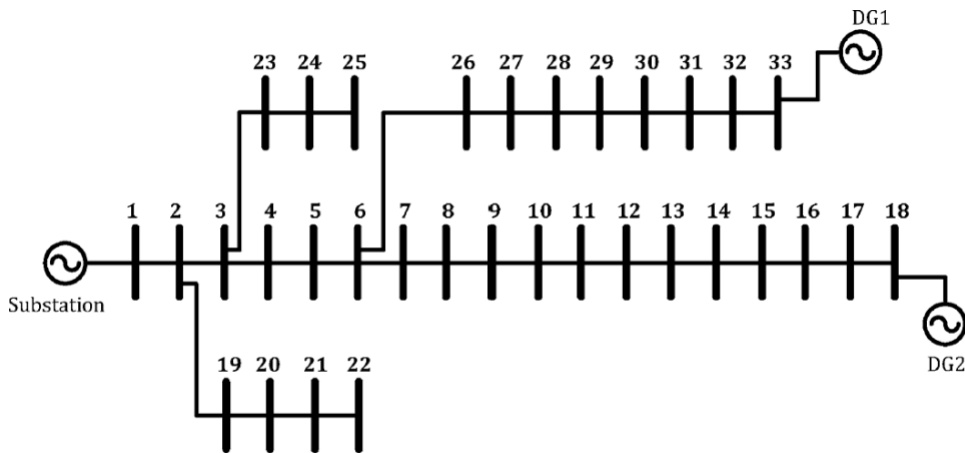


Figure III.4 : Système à l'étude.

On estime que les P_g et Q_g de ces DG représentent respectivement 30 % et 21 % de la puissance active et réactive totale du système correspondant.

Les méthodes utilisées pour l'écoulement de puissance dans les réseaux de transport sont : Gauss Seidel (GS), Newton-Raphson (NR), la technique de découplage rapide (FDLF), les réseaux de distribution sont des systèmes d'énergie mal conditionnés pour ces méthodes conventionnelles on a utilisé la technique du double balayage de la ligne BFS (Backward/Forward Sweep) cette méthode est basée sur des balayages successifs entre les différents éléments du système jusqu'à convergence soit atteinte. La connexion de DG peut entraîner des modifications du profil de tension le long d'une ligne d'alimentation en modifiant la direction et l'amplitude des flux de puissance réelle et réactive. Néanmoins, l'impact de la DG sur la régulation de la tension peut être positif ou négatif selon le système de distribution et les caractéristiques du générateur distribué ainsi que l'emplacement de la DG. Le profil de tension obtenu avec et sans unités DG est présenté à la figure III.5, on a observé qu'il y'a une amélioration dans le profil de tension lorsque les deux DG sont installés.

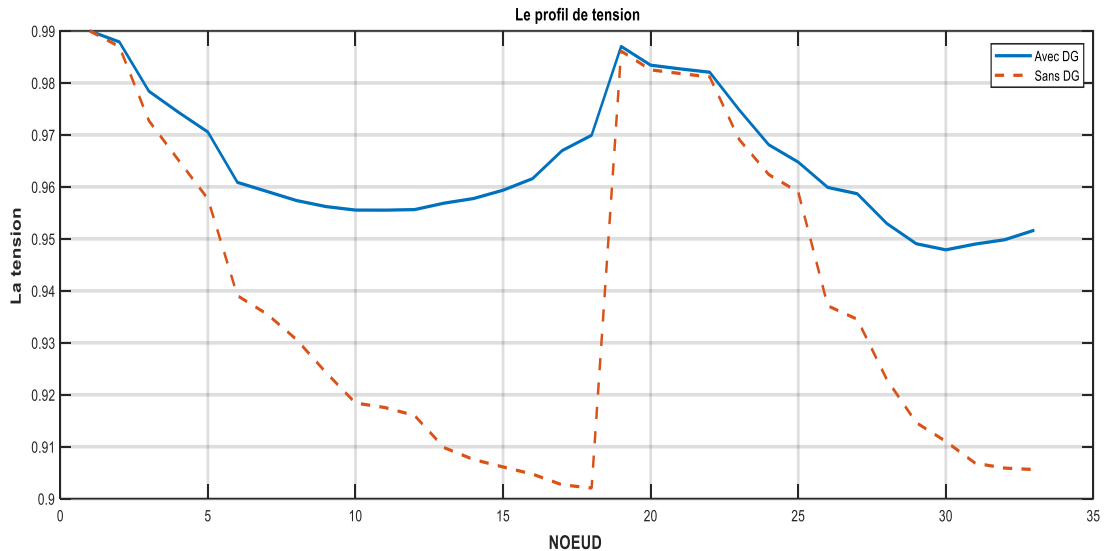


Figure III.5 : Écoulement de puissance sans et avec DG.

Les hypothèses financières suivantes sont faites pour cette étude de cas : un taux d'intérêt de 5 % et un taux d'inflation de 1 %. Les clients du réseau de distribution devraient être à 70 % résidentiels et à 30 % de petits commerces et industriels. Grâce à la pondération des CDFN appropriés indiqués à la figure III.3, ces pourcentages sont utilisés pour estimer les consommateurs. Le coût d'investissement en énergie (CP) de l'interface machine tournante/convertisseur (en \$/kVA), le coût d'investissement en énergie (CE) de la capacité de stockage (en \$/kWh) et le coût annuel fixe d'exploitation et de maintenance (O&M) les dépenses (en \$/kVA) sont également ventilées en trois sections. Parce que leurs capacités de puissance et de temps de décharge sont acceptables pour l'application considérée, Les batteries au plomb-acide (LA), à air comprimé dans des récipients (CAS), au sodium-soufre (Na / S) et au vanadium redox (VR) ont été choisies comme technologies de stockage prospectives. Les technologies de stockage proposées sont considérées comme disponibles dans des tailles discrètes de 100kV A/kWh, sur la base d'un cycle de vie de 30 ans, montrant les dépenses annuelles en capital et en maintenance pour les quatre technologies candidates ajouter sont mentionnés dans le tableau III.1

Tableau III.1 : Coûts annuels d'investissement et de maintenance de SSE Technologies

	LA	Cas	Na/S	VR
Puissance de sortie nominale (KVA)	2500	2500	2500	2500
Efficacité aller-retour(%)	75	60	77	70
Capital et maintenance de Coût				
Coût de puissance capital (\$/KVA)	175	1000	1000	voir la note
Coût d'énergie capital (\$/KWh)	305	250	500	740
Coût annuel d'exploitation et maintenance (\$/KVA)	15	28	20	20
Coût capital annuel, IR=5%, F=1% et n=30ans				
Coût de puissance annuel	10.07	57.55	57.55	-
Coût d'énergie capital annuel	17.55	14.39	28.78	42.5
Le Coût de puissance capital pour la batterie VR est inclus dans le Coût de l'énergie capital				

Comme toutes les métaheuristiques, les paramètres de contrôle d'un PSO nécessitent un réglage approprié. Dans notre cas et après plusieurs tests, les paramètres PSO sont présentés dans le tableau ci-dessous

Tableau III.2 : Paramètres de PSO

Nombre d'itérations	100
Taille de la population	12
Facteur de croisement C1 et C2	2
Inertie Wmin et Wmax	0,9

III.5. Résultats de simulation

Cette section décrit les résultats de cette étude, dans laquelle le meilleur emplacement des unités SSE pour augmenter la fiabilité du système, en tenant compte de toutes les formes

d'îlots potentiels. Un système de délestage, à savoir le délestage binaire (le délestage de deux charges), a été utilisé dans cette situation. Il est intéressant de noter que lorsque les facteurs de choix sont binaires, PSO fonctionne efficacement. Nous discuterons des résultats en tant que cas avec le défaut entre les bus 6 et 7 ; le réseau moyen fournit de l'énergie aux utilisateurs finaux (70% résidentiel, 30% commercial).

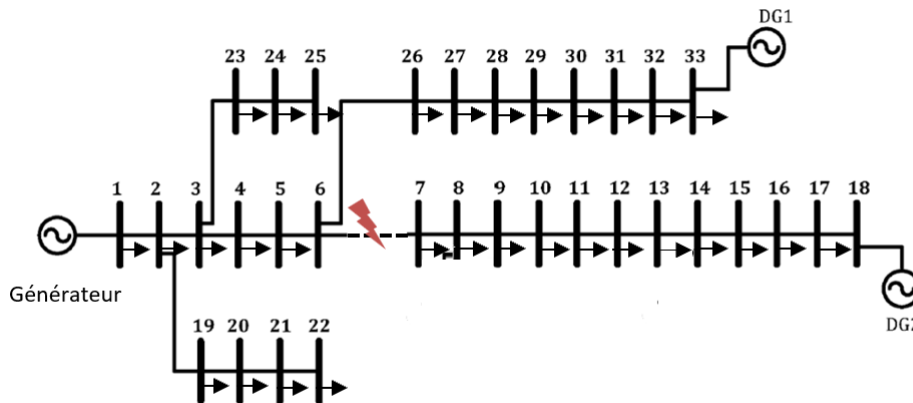


Figure III.6 : Système à l'étude avec contingence entre les nœuds 6 et 7.

- **Cas 1 :** Contingence existe, sans délestage à n'importe quel nœud, les résultats sont indiqués dans le tableau III.3

Tableau III.3 : Taille et emplacement optimaux de SSE sans délestage.

SSE	La taille (kW)	Localisation
SSE ₁	300	8
SSE ₂	300	14

Dans le premier cas, lorsque nous avons un défaut mais que nous n'avons pas de délestage sur aucune charge, nous remarquons que la taille de SSE₁ est de 300 kW et qu'elle est située dans le nœud 8, alors que la taille de SSE₂ est de 300 kW et qu'elle est située au le nœud 14 qui sont les unités SSE optimales et car sont les deux nœuds qui sont les grandes charges.

- **Cas 2 :** contingence existante, délestage de la charge sur deux nœuds quelconques.
 - ✓ Première charge à délester est localisé au nœud 9,
 - ✓ Deuxième charge à délester est localisé au nœud 15.

Les résultats donnés dans le tableau III.4 sont les SSE optimaux, la taille et l'emplacement avec un délestage de charge aux nœuds 9 et 15.

Tableau III.4 : Taille et emplacement optimaux de SSE avec délestage dans le nœud 9 et 15.

SSE	La taille (kW)	Localisation
SSE ₁	200	8
SSE ₂	200	14

La figure suivante représente l'allocation des SSE et du délestage pendant une contingence sur la ligne entre les nœuds 6 et 7

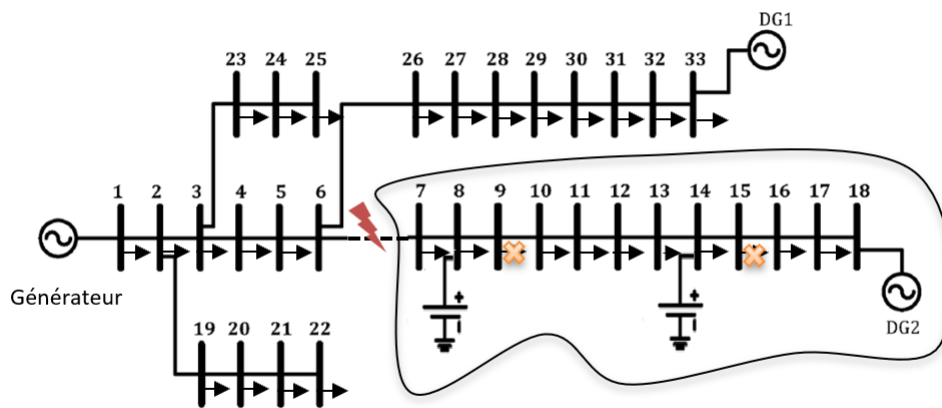


Figure III.7: Représentation graphique de l'allocation des SSE et du délestage pendant une contingence sur la ligne entre les nœuds 6 et 7.

Lorsque la contingence existe avec un délestage sur deux charges (9 et 15), nous constatons que la taille de SSE₁ est de 200 kW et qu'il est placé au nœud 8, tandis que la taille de SSE₂ est de 200 kW et qu'il est situé au nœud 14, qui sont les unités SSE optimales.

- La contingence reste 8h et l'alimentation des SSE technologies est de 8h.

Tableau III.5 : Coût annuel total (en millions de dollars) du cas de base et de la technologie des SSE.

SSE	Cas de base	LA	CAS	Na/S	VR
Coût d'interruption (\$ million)	1.015396	0.955	0.955	0.955	0.955
Coût de SSE (\$ million)	0	0.00873	0.0127	0.042	0.042

Lorsque nous observons la figure III.8, nous remarquons que les batteries LA sont la solution la moins chère parmi le cas de base et les trois autres technologies en coût annuel total.

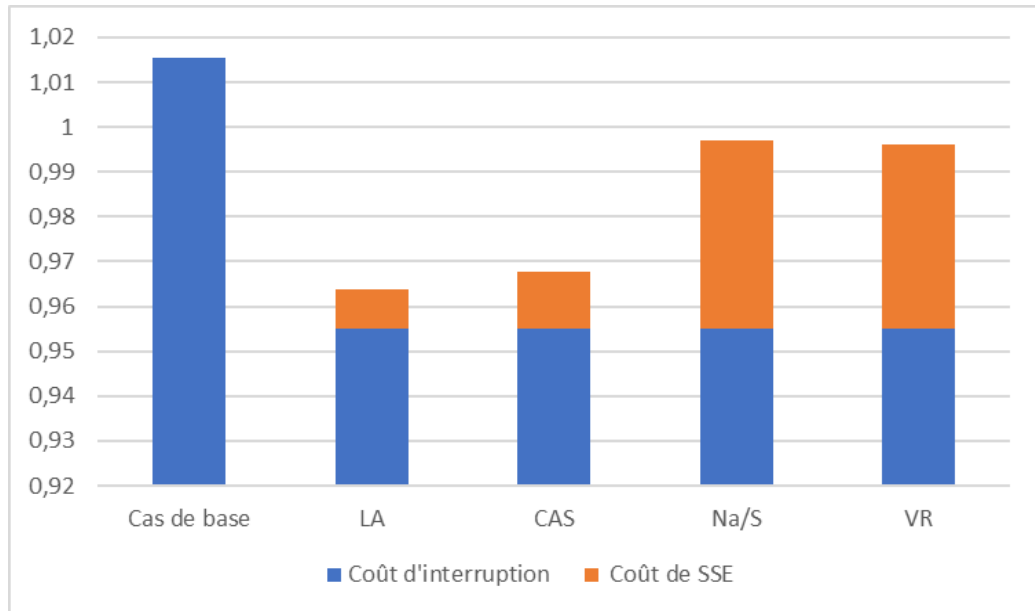


Figure III.8: Coût annuel total (millions de dollars) du cas de base et de la technologie des batteries.

Les résultats donnés dans le tableau III.6 sont l'énergie non fournie attendue (EENS) entre le cas de base et les technologies de batteries.

Tableau III.6 : EENS pour le cas de base et les différentes technologies de stockage.

SSE	Cas de base	LA	CAS	Na/S	VR
EENS (MWhr)	1.085	1.02	1.02	1.02	1.02

Figure III.7, représente le niveau de fiabilité mesuré en EENS pour chaque technologie de stockage par rapport au cas de base. Et encore, étant donné que les charges à délester sont les mêmes pour chaque technologie, les mêmes valeurs EENS sont représentées dans chaque.

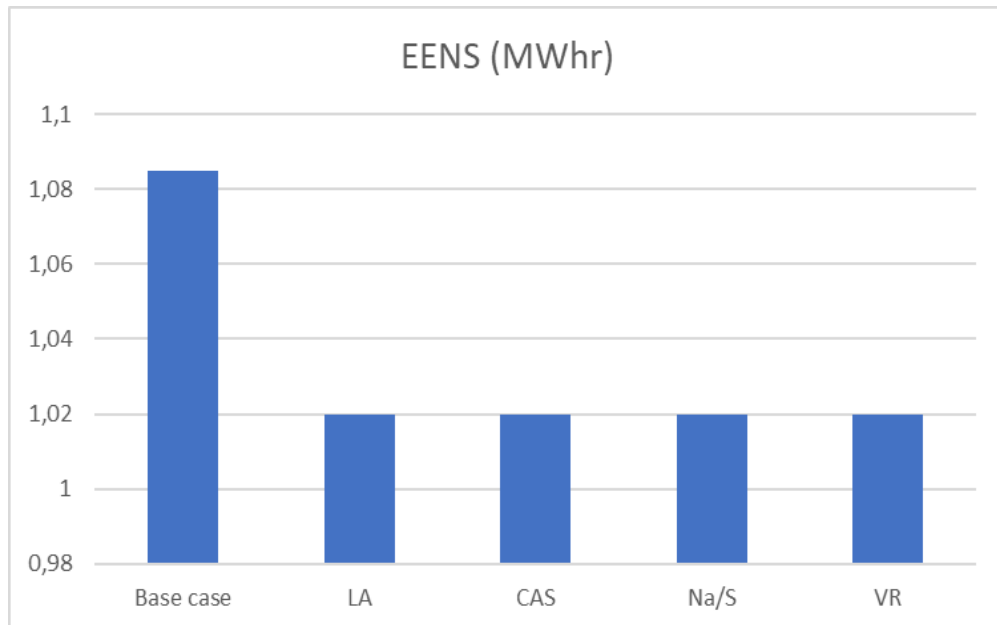


Figure III.9 : EENS pour le cas de base et les différentes technologies de stockage.

III.6.CONCLUSION

En conclusion, après avoir étudié l'impact de chaque technologie sur les coûts annuels totaux, une autre étude de cas est réalisée pour examiner l'attribution d'une combinaison des quatre technologies SSE candidates. Cette étude de cas est mise en œuvre en ajoutant une variable de décision entière qui représente le type d'unité SSE à installer. Les résultats obtenus confirment que les batteries LA permettent les unités SSE optimal. Encore une fois, cette conclusion dépend des paramètres du système et des différents coûts des unités SSE.

Conclusion générale

Conclusion générale

L'objectif de cette étude était de sélectionner la combinaison appropriée d'unités SSE à installer et de charges à délester afin de fournir l'augmentation la plus rentable de la fiabilité du système de distribution. Ensuite, le défi proposé implique diverses considérations de planification, telles que le choix des tailles et des positions des unités SSE à placer, ainsi que des décisions de planification d'urgence, telles que les points de charge à délester en cas d'urgence. L'objectif principal de la planification des contingences est d'améliorer les chances de réussite de l'opération d'îlotage et donc de réduire le coût total de l'interruption.

En outre, une approche en deux étapes pour l'allocation des unités SSE dans les réseaux de distribution est proposée comme une méthode rentable pour augmenter la fiabilité du système. Une stratégie de fiabilité basée sur la valeur de sécurité est utilisée, ce qui implique la prise en compte du WTP des clients comme avantage de la valeur de fiabilité de l'amélioration de la fiabilité du système. Les coûts annuels totaux comprenant les coûts d'installation et de maintenance des SSE ainsi que les coûts d'interruption sont ensuite minimisés afin de déterminer la combinaison optimale d'unités SSE à installer et les charges à délester pendant toutes les éventualités possibles. Pour calculer les besoins en puissance des unités SSE allouées, une approche probabiliste prend en compte la nature stochastique de tous les composants du système : charges et DG existants. Un exemple d'étude de cas est fourni, et quatre méthodes de stockage sont évaluées et testées par rapport à une base sans SSE. Les résultats démontrent que l'intégration des unités SSE aux systèmes de distribution réduit les coûts annuels des services publics en raison de leur capacité à permettre un îlotage réussi et à diminuer les coûts d'interruption, offrant ainsi un moyen rentable d'augmenter la fiabilité du système. Une étude de sensibilité est également fournie pour explorer l'influence de la valeur du coût d'interruption sur les résultats obtenus.

Perspectives et travaux futurs

Dans le cadre de travaux futurs, les points suivants peuvent être proposés

- Utilisation d'autres techniques d'optimisation pour déterminer l'SSE et le délestage optimal.
- Utilisation d'autres technologies de l'SSE.
- Application de cette technique de prévention sur des autres réseaux tel que réseau algérien.

Référence

Bibliographiques

Références

- [1] « *Enabling tomorrow's electricity system: Report of the Ontario Smart Grid Forum* » [Online]. Available: http://www.ieso.ca/imoweb/pubs/smart_grid/Smart_Grid_Forum-Report.pdf
- [2] IEEE Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems, *IEEE Std. 1547.4- 2011*, 2011.
- [3] *B. Banerjee and S. M. Islam*, « *Reliability based optimum location of distributed generation* » *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 33, no. 8, pp. 1470–1478, Oct. 2011.
- [4] *A.S.A.Awad, T.H.M.El-Fouly, and M.M.A.Salama*. « *Optimal distributed generation allocation and load shedding for improving distribution system reliability* » *Elect. Power Compon. Syst.*, vol. 42, no.6, pp. 576–584, Mar. 2014.
- [5] *A. Pregelj, M. Begovic, and A. Rohatgi*, « *Recloser allocation for improved reliability of DG enhanced distribution networks* », *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 3, pp. 1442–1449, Aug. 2006.
- [6] *W. R. Lachs and D. Sutanto*, « *Battery storage plant within large load centres* », *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 7, no. 2, pp. 762–767, May 1992.
- [7] *D. Aming, A. Rajapakse, T. Molinski, and E. Innes*, « *A technique for evaluating the reliability improvement due to energy storage systems* », in *Proc. Can. Conf. Electr. Comput. Eng. (CCECE)*, Apr. 22–26, 2007, pp. 413–416.
- [8] *A. A. Chowdhury and D. O. Koval*, « *Current practices and customer value-based distribution system reliability planning* », *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 40, no. 5, pp. 1174–1182, Sep.-Oct. 2004.
- [9] *Chenoufi Halim*, *Cours intitulé « Réseaux électriques industriels », Chapitre I, Université de Biskra.*
- [10] https://pmb.univ-saida.dz/butecopac/doc_num.php?explnum_id=243
- [11] *LU Wei*. « *Le délestage optimal pour la prévention des grandes pannes d'électricité* », *INSTITUT POLYTECHNIQUE DE GRENOBLE, T H E S E de doctorat*, le 6 Juillet 2009
- [12] *OUDAYA Mohamed Bachir DRISSI Mohamed El Hadi*. « *Amélioration de la stabilité de tension par l'emplacement optimal des dispositifs FACTS* », *Université Dr. Tahar Moulay de Saïda, mémoire de master 2016-2017*
- [13] *BOUSSADIA Fethi*. « *Blackouts électriques* », *Ferhat Abbas-SETIF 1 University, Doctorate thesis 18 April 2019.*

Références

- [14] LAHDEB Mohamed. « *Étude du Problème de Rétablissement des Réseaux Électriques suite à des Incidents majeurs ou blackouts* », Amar Telidji-Laghouat Université, Doctorat thésis 19 Novembre 2016.
- [15] <https://www.integrasources.com/blog/energy-management-and-energy-saving-bess/>
- [16] RAKHROUR Sara. << *Optimal ESS Allocation and Load Shedding for Improving Distribution System Reliability*>> , Amar Telidji- Laghouat University, MEMOIRE DE MASTER 2020/2021
- [17] <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032118301606>
- [18] MIZAT Leila Lalia << *Estimation des Paramètres de l'équivalent Dynamique d'un Réseau Électrique par une Méthode Métaheuristique*>>,, Amar Telidji- Laghouat University, MEMOIRE DE MASTER 2017-2018
- [19] S. Samia, « *Contribution à l'optimisation d'un système hybride (PV/éolien) avec stockage d'énergie connecté au réseau électrique* ».Thèse de doctorat, université Ferhat Abbas-Sétif, 2018

