

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
Ministère de l'enseignement Supérieur et de la Recherche scientifique



Université Mohamed Khider Biskra
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrique
Filière : Electrotechnique
Option : Réseaux électriques

Réf:.....

Mémoire de Fin d'Etudes
En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Thème

**Le risque dans les centrales
électriques et l'effet de la maintenance**

Présenté par :
HAMLAOUI Boubaker Seddiki
Soutenu le : 07 juin 2016

Devant le jury composé de :

Mr GUEDIDI Salim

Mr ROUINA Abdelhafid

Mr NAIMI Djemai

M.C.B

M.C.B

M.C.A

Président

Encadreur

Examineur

Année universitaire : 2015 / 2016

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
Ministère de l'enseignement Supérieur et de la recherche scientifique



Université Mohamed Khider Biskra
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrique
Filière : Electrotechnique
Option : Réseaux électriques

Mémoire de Fin d'Etudes
En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Thème

*Le risque dans les centrales
électriques et l'effet de la maintenance*

Présenté par :

HAMLAOUI Boubaker Seddik

Avis favorable de l'encadreur :

Dr.ROUINA Abdelhafid

Signature

Avis favorable du Président du Jury

GUEDIDI Salim

Signature

Cachet et signature

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministère de l'enseignement Supérieur et de la Recherche scientifique



Université Mohamed Khider Biskra
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrique
Filière : Electrotechnique
Option : Réseaux électriques

Mémoire de Fin d'Etudes
En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Thème

Le risque dans les centrales électriques et l'effet de la maintenance

Proposé et Dirigé par : Dr. ROUINA Abdelhafid

Résumé (Français)

Comme l'énergie électrique est un élément important dans la vie et qu'il est nécessaire et ne peut pas se passer dans les différents domaines de la vie, afin que les ingénieurs sur la fiabilité du système électrique et est utilisé pour la théorie des probabilités pièce afin de déterminer le taux de réussite ainsi que le taux d'échec de ces systèmes électriques, Alors une étude de fiabilité est nécessaire, l'indice LOLE «**Indices de la perte de charge anticipée**» est introduit ainsi que ses applications pour l'amélioration du système et aussi pour une éventuelle extension des centrales électriques selon les besoins des consommateurs. Une application sous l'interface MATLAB a été développée pour le calcul. Il a été l'étude de l'effet de la maintenance dans les centrales électriques sur la fiabilité du système pour la production d'énergie électrique.

Mots-clés

La fiabilité, système de puissance et des durées.

La théorie des probabilités.

Indices de la perte de charge anticipée.

L'effet de la maintenance dans les centrales électriques.





Remerciements

Nous remercions Dieu de nous avoir donné la force et le courage pour réaliser ce modeste travail.

Un grand merci à notre professeur, M. Rouina Abdalhafid qui ont suivi de près ce travail, pour l'aider, et des lignes directrices pour l'éducation dans le développement de cette mémoire, et tous les conseils qui ont fourni pendant toute la durée de ce travail, malgré le retard.

Nous exprimons nos sincères remerciements aux membres du jury d'accepter l'honneur de nous faire un fardeau pour juger le travail.

Merci à tous les enseignants du département de Génie Electrique auxquels nous devons notre formation en électrotechnique qui m'ont apporté aide et conseil durant les années scolaires.

Mercie Mes amis Boucetta Mohamed Abdelmoutaleb qui m'ont aidé dans mon travail.

Enfin, nous espérons que ce travail soit la bonne expression de nous gratitude.

Merci à tous.

HAMLAOUI Boubaker

Seddik



Dédicace

Je dédie ce modeste travail :

*Aux deux êtres qui me sont les plus chères au monde, qui sont ma raison d'être et de vivre ; **ma mère et mon père.***

A mes très chers frères :

*A mes très chères sœurs : **Nafaa, hamlaoui , ourida***

A mes oncles et tantes et mes cousins et cousines à toutes mes amies

A tout ma famille

A tous mes collègues de l'Université de Biskra

Tous Sociétaires de département Génie Electrique.

*Hamlaoui boubaker
seddik*

ملخص (عربي)

باعتبار الطاقة الكهربائية جزء هام في الحياة وضروري ولا يمكن الاستغناء عنها في شتى مجالات الحياة لذا يعمل المهندسون على وثوقية المنظومة الكهربائية ويستعمل لذلك نظرية الاحتمالات لمعرفة نسبة نجاح وكذا نسبة فشل هذه المنظومات الكهربائية ولهذا تعتبر دراسة وثوقية ضرورية، ال رمز LOLE (رمز الطاقة التقديرية المفقودة) نعمل به وبتطبيقاته لكي يتطور النظام ولتزويد محطات توليد الكهرباء بالمولدات حسب احتياجات المستهلكين. تم استعمال برنامج ماتلاب لتنفيذ جميع التطبيقات اللازمة للحصول على الحسابات. وتم دراسة تأثير الصيانة في المحطات الكهربائية على وثوقية المنظومة لإنتاج الطاقة الكهربائية.

الكلمات المفتاحية

وثوقية المنظومة الكهربائية

نظرية الاحتمالات

رمز الطاقة التقديرية المفقودة

تأثير الصيانة في المحطات الكهربائية

Abstract (English)

As electric power is an important part of life and is essential and irreplaceable in various spheres of life, so engineers on the reliability of the electricity system works and is used for that probability theory to determine the success rate as well as the rate of failure of the electrical systems for this study and reliability are essential, the code LOLE (estimated energy lost code) work and its applications in order to develop the system and to provide power stations with generators according to the needs of consumers. The use of MATLAB program to implement all necessary applications for Al_husabat.autam study the effect of maintenance at power stations on the reliability of the system for the production of electrical energy

Key-words

The reliability of the electrical system.

Probability theory.

The estimated energy lost code.

The impact of maintenance at power stations.

Liste des figures

CHAPITRE I : Généralités sur les réseaux électriques	page
Figure 1.1 : structure topologique des réseaux électrique	5
Figure 1.2 : schéma d'un réseau maillé	5
Figure 1.3 : structure bouclée	6
Figure 1.4 : structure radiale	7
Figure 1.5 : Fluctuation typiques de l'appel de puissance durant	9
Figure 1.6 : Représentation schématique du système	12
Figure 1.7 : Schéma général de la production, du transport et de la distribution	15
CHAPITRE II : Fiabilité des centrales électriques	
Figure 2.1 : Division de fiabilité du système	18
Figure 2.2 : conceptuelle prend en générant évaluation de la fiabilité des capacités	19
Figure 2.3 : le modèle du système électrique de production	21
Figure 2.4 : Modèle à deux états d'une seule unité	22
Figure 2.5 : réduction d'énergie en raison des capacités disponible	23
Figure 2.6 : le modèle du système électrique de production composé de trois générateurs	28
Figure 2.7 : Courbe du pic de la perte de charge se produit en fonction de temps%	30
CHAPITRE III : L'indice de LOLE et effet de la maintenance	
Figure 3.1 : Le modèle de système	32
Figure 3.2 : Courbe du pic de charge à deux générateurs (Charge max 150 MW) en fonction périodes de temps%	40
Figure 3.3 : Courbe du pic de charge à deux générateurs (Charge max 200MW) en fonction périodes de temps%	41
Figure 3.4 : Courbe du pic de charge à deux générateurs (Charge max 200MW) en fonction périodes de temps%	42
Figure 3.5 : Courbe Variation du risque avec un pic de charge à deux générateurs	42
Figure 3.6 : Courbe du pic de charge à trois générateurs (Charge max 150MW) en fonction périodes de temps%	43
Figure 3.7 : Courbe du pic de charge à trois générateurs (Charge max 200MW) en fonction périodes de temps%	44

Figure 3.8 : Courbe du pic de charge à trois générateurs (Charge max 250MW) en fonction périodes de temps%	46
Figure 3.9 : Courbe Variation du risque avec un pic de charge à trois générateurs	46
Figure 3.10 : Courbe du pic de charge à quatre générateurs (Charge max 150MW) en fonction périodes de temps%	48
Figure 3.11 : Courbe du pic de charge à quatre générateurs (Charge max 200MW) en fonction périodes de temps%	50
Figure 3.12 : Courbe du pic de charge à quatre générateurs (Charge max 250MW) en fonction périodes de temps%	52
Figure 3.13 : Courbe Variation du risque avec un pic de charge à quatre générateurs	52
Figure 3.14 : Courbe du pic de charge à cinq générateurs (Charge max 150MW) en fonction périodes de temps%	54
Figure 3.15 : Courbe du pic de charge à cinq générateurs (Charge max 200MW) en fonction périodes de temps%	56
Figure 3.16 : Courbe du pic de charge à cinq générateurs (Charge max 250MW) en fonction périodes de temps%	58
Figure 3.17 Courbe Variation du risque avec un pic de charge à cinq générateurs	58
Figure 3.18 : Courbe de pic de charge d'une centrale à quatre générateurs $U=0.01$	62
Figure 3.19 Courbe de pic de charge d'une centrale à quatre générateurs $U=0.02$	65
Figure 3.20 : Courbe de pic de charge d'une centrale à quatre générateurs $U=0.03$	68
Figure 3.21 : Courbe de pic de charge d'une centrale à quatre générateurs $U=0.04$	72
Figure 3.22 : Modèle de système à cinq générateurs	73
Figure 3.23 : Plan de maintenance Courbe du pic charge périodes de temps %	73
Figure 2.24 : Caractéristique de LOLE sans la maintenance	75
Figure 3.25 : Caractéristique de LOLE Avec la maintenance	75
Figure 3.26 : L'ensemble des caractéristiques de LOLE des deux cas (Avec et sans la maintenance)	76

Liste des symboles :

G : générateur de production d'énergie électrique.

$C_{on\ panne}$: capacité de production on panne (MW).

$C_{on\ service}$: capacité de production on service (MW)

λ : Taux de panne (p/jour).

μ : Taux de réparation(r/jour).

A : probabilité favorable.

U : probabilité défavorable.

P_{LJ} : probabilité de panne.

P_{in} : probabilité individuelle.

P_P : probabilité de panne.

Q_K : Amplitude de la panne des capacités de production.

P_K : Probabilité d'une panne de capacité.

E_K : Énergie réduite par une panne.

LOLE : Loss Of Load Expectation (Indices de la perte de charge anticipée)

Liste des tableaux

CHAPITRE I : Généralités sur les réseaux électriques	page
Tableau 1.1 : les classes de tension	10
Tableau 1.2 : tensions normalisées, lignes BT, HTA et HTB	11
CHAPITRE II : Fiabilité des centrales électriques	
Tableau 2.1 : probabilité d'un système composé à deux générateurs	26
Tableau 2.2 : générateur de 5MW on service	27
Tableau 2.3 : générateur de 5MW on panne	27
Tableau 2.4 : probabilité du système de trois unités	27
Tableau 2.5 : Probabilité individuelle du système à trois générateurs	29
Tableau 2.6 : LOLE en utilisant la probabilité individuelle	29
CHAPITRE III : L'indice de LOLE et effet de la maintenance	
Tableau 3.1 : différente configuration de la centrale électrique	33
Tableau 3.2 : Probabilité individuelle central à deux générateurs	35
Tableau 3.3 : Probabilité individuelle central à trois générateurs	35
Tableau 3.4 : Probabilité individuelle central à quatre générateurs	36
Tableau 3.5 : Probabilité individuelle central à cinq générateurs	37
Tableau 3.6 : Variation de la charge pour le calcul de LOLE	38
Tableau.3.7 : LOLE en utilisant les probabilités individuelles à deux générateurs (la charge max égale 150MW)	39
Tableau.3.8 : LOLE en utilisant les probabilités individuelles à deux générateurs (La charge max égale 200MW)	40
Tableau.3.9 : LOLE en utilisant les probabilités individuelles à deux générateurs (La charge max égale 250MW)	41
Tableau.3.10 : LOLE en utilisant les probabilités individuelles à Trois générateurs (La charge max égale 150MW)	43
Tableau.3.11 : LOLE en utilisant les probabilités individuelles à Trois générateurs (La charge max égale 200MW)	44
Tableau.3.12 : LOLE en utilisant les probabilités individuelles à Trois générateurs (La charge max égale 250MW)	45
Tableau.3.13 : LOLE en utilisant les probabilités individuelles à Quatre générateurs (La charge max égale 150MW)	47
Tableau.3.14 : LOLE en utilisant les probabilités individuelles à Quatre générateurs (La charge max égale 200MW)	49

Tableau.3.15 : LOLE en utilisant les probabilités individuelles à Quatre générateurs (La charge max égale 250MW)	51
Tableau.3.16 : LOLE en utilisant les probabilités individuelles à cinq générateurs (La charge max égale 150MW)	53
Tableau.3.17 : LOLE en utilisant les probabilités individuelles à cinq générateurs (La charge max égale 200MW)	55
Tableau 3.18 : LOLE en utilisant les probabilités individuelles à cinq générateurs (La charge max égale 250MW)	57
Tableau 3.19 : Sensibilité de LOLE en fonction du N ^{bre} de générateur de la centrale électrique	59
Tableau 3.20 : Les variations du taux de panne forcé avec la charge	60
Tableau 3.21 : LOLE en utilisant les probabilités individuelles à quatre générateurs (La charge max égale 150MW) pour U=0.01	60
Tableau 3.22 : LOLE en utilisant les probabilités individuelles à quatre générateurs (La charge max égale 200MW) pour U=0.01	61
Tableau 3.23 : LOLE en utilisant les probabilités individuelles à quatre générateurs (La charge max égale 250MW) pour U=0.01	62
Tableau 3.24 : LOLE en utilisant les probabilités individuelles à quatre générateurs (La charge max égale 150MW) pour U=0.02	63
Tableau 3.25 : LOLE en utilisant les probabilités individuelles à quatre générateurs (La charge max égale 200MW) pour U=0.02	64
Tableau 3.26 : LOLE en utilisant les probabilités individuelles à quatre générateurs (La charge max égale 250MW) pour U=0.02	65
Tableau 3.27 : LOLE en utilisant la probabilité individuelle à quatre générateurs (La charge max égale 150MW) pour U=0.03	66
Tableau 3.28 : LOLE en utilisant la probabilité individuelle à quatre générateurs (La charge max égale 200MW) pour U=0.03	67
Tableau 3.29 : LOLE en utilisant la probabilité individuelle à quatre générateurs (La charge max égale 250MW) pour U=0.03	68
Tableau 3.30 : LOLE en utilisant la probabilité individuelle à quatre générateurs (La charge max égale 150MW) pour U=0.04	69
Tableau 3.31 : LOLE en utilisant la probabilité individuelle à quatre générateurs (La charge max égale 200MW) pour U=0.04	70
Tableau 3.32 : LOLE en utilisant la probabilité individuelle à quatre générateurs (La charge max égale 250MW) pour U=0.04	71
Tableau 3.33 : Sensibilité de LOLE par rapport à la maintenance	74

Sommaire

Remerciement	I
Dédicace	II
Résumé	III
Liste des figures	IV
liste des tableaux	VI
liste des symboles	VIII
Introduction générale	1
GHAPITRE I : Généralité sur les réseaux électriques	page
1.1-Introduction.....	3
1.2 -les réseaux électriques.....	3
1.2.1-Grandeurs électriques.....	4
1.2.2-Disposition spatiale.....	4
1.2.3-Données temporelles.....	4
1.3-Structure topologique des réseaux.....	5
1.3.1-Réseaux maillés.....	5
1.3.2-Réseaux bouclés.....	6
1.3.3 Réseaux radiaux.....	7
1.4-fonction des réseaux électriques.....	7
1.4.1-Les réseaux d'utilisations.....	7
1.4.2- Les réseaux industriels.....	7
1.4.3-Réseaux de distribution.....	8
1.4.4 -Réseaux de répartition.....	8
1.4.5-Réseaux de transport et d'interconnexion.....	8
1.5-Classification des réseaux électriques.....	8
1.6-La production de l'énergie électrique	9
1.6.1. Le principe de production	9
1.6.2- Appel de puissance d'un réseau.....	9
1.7-les classes de tentions.....	10
1.8-Tensions normalisées.....	11
1.9-Types de postes électriques.....	12
1.10- Les étapes de la fourniture de l'électricité.....	12
1.10.1-La production.....	13
1.10.2-La grille de transmission.....	13
1.10.3-Le transport.....	13
1.10.4-L'opérateur du système.....	14
1.10.5-La distribution.....	14
1.10.6-Fournisseurs en gros.....	14
1.10.7-La consommation.....	14
1.11-Remarque.....	16
1.12- Conclusion.....	16

CHAPITRE II : Fiabilité des centrales électriques

2.1-Introduction.....	17
2.3 Fiabilité et probabilité	17
2.3.1- Définition de fiabilité des systèmes électrique.....	18
2.3.2- L'adéquation des systèmes.....	19
2.3.3- Sécurité des systèmes.....	20
2.4- Technique d'évaluation de la fiabilité des capacités.....	20
2.5- Le modèle de système de production.....	21
2.5.1- L'indisponibilité des unités de Production (génératrice).....	21
2.6-L'indices de perte de la charge (Loss of load indices).....	22
2.6.1- Évaluation des indices d'énergie.....	22
2.6.2- Concepts et techniques d'évaluation.....	23
2.7-Probabilité d'interruption de la Capacité de production.....	25
2.8-Exemple numérique.....	28
2.8.1-Etude de base (D'espace unité trois États).....	28
2.8.2-la probabilité à d'état la charge max 180MW.....	29
2.8.3-LOLE à d'état la charge max 180MW.....	29
2.9-Conclusion.....	31

CHAPITRE III : L'indice de LOLE et effet de la maintenance

3.1-Introduction.....	32
3.2-Système de test.....	32
3.3-Etude de la fiabilité du système teste.....	33
3.4-Application des theories sur de différents cas de figure.....	34
3.4.1-Calcul de la probabilité individuelle pour chaque cas	34
3.4.1.1. Premier cas: Central a deux générateurs.....	34
3.4.1.2-Deuxième cas: Central à trois générateurs.....	35
3.4.1.3. Troisième cas: Central à quatre générateurs.....	36
3.4.1.4-Quatrième cas: Central à cinq générateurs.....	37
3.4.1.5-Discussion des resultants.....	38
3.4.2- Effet de la variation de la charge sur le calcul de LOLE.....	38
3.4.2.1- Central a deux générateurs.....	39
3.4.2.1.1-Premier étas calcul de LOLE à d'état la charge max 150MW.....	39
3.4.2.1.2- Deuxième étas calcul de LOLE à d'état la charge max 200MW.....	40
3.4.2.1.3- Troisième étas calcul de LOLE à d'état la charge max 250MW.....	41
3.4.2.2- Central a trois générateurs.....	43
3.4.2.2.1- Premier étas calcul de LOLE à d'état la charge max 150MW.....	43
3.4.2.2.2- Deuxième étas calcul de LOLE à d'état la charge max 200MW.....	44

3.4.2.2.3- Troisième étas calcul de LOLE à d'état la charge max 250MW.....	45
3.4.2.3- Central à quatre générateurs.....	47
3.4.2.3.1- Premier étas calcul de LOLE à d'état la charge max 150MW.....	47
3.4.2.3.2- Deuxième étas calcul de LOLE à d'état la charge max 200MW.....	49
3.4.2.3.3- Troisième étas calcul de LOLE à d'état la charge max 250MW.....	51
3.4.2.4- Central à cinq générateurs.....	53
3.4.2.4.1- Premier étas calcul de LOLE à d'état la charge max 150MW.....	53
3.4.2.4.2- Deuxième étas calcul de LOLE à d'état la charge max 200MW.....	54
3.4.2.4.3- Troisième étas calcul de LOLE à d'état la charge max 250MW.....	56
3.4.2.5-Discussion des resultants.....	59
3.4.3-Effet de la variation du taux de panne forcé (U) sur LOLE.....	59
3.4.3.1-Première cas : A=0.99 et U=0.01.....	60
3.4.3.1.1- Calcul de LOLE à d'état la charge max 150MW.....	60
3.4.3.1.2- Calcul de LOLE à d'état la charge max 200MW.....	61
3.4.3.1.3- Calcul de LOLE à d'état la charge max 250MW.....	61
3.4.3.2-Deuxième cas : A=0.98 et U=0.02.....	63
3.4.3.2.1- Calcul de LOLE à d'état la charge max 150MW.....	63
3.4.3.2.2- Calcul de LOLE à d'état la charge max 200MW.....	63
3.4.3.2.3- Calcul de LOLE à d'état la charge max 250MW.....	64
3.4.3.3-Troisième cas : A=0.97 et U=0.03.....	66
3.4.3.3.1- Calcul de LOLE à d'état la charge max 150MW.....	66
3.4.3.3.2- Calcul de LOLE à d'état la charge max 200MW.....	66
3.4.3.3.3- Calcul de LOLE à d'état la charge max 250MW.....	67
3.4.3.4-Quatrième cas : A=0.96 et U=0.04.....	69
3.4.3.4.1- Calcul de LOLE à d'état la charge max 150MW.....	69
3.4.3.4.2- Calcul de LOLE à d'état la charge max 200MW.....	69
3.4.3.4.3- Calcul de LOLE à d'état la charge max 250MW.....	70
3.5 La Maintenance et son effet sur l'indice LOLE	72
3.6-Conclusion	76
Conclusion générale.....	77
References Bibliographiques.....	79

INTRODUCTION

GENERALE

Introduction générale :

La fonction de base d'un système d'énergie électrique est de répondre aux exigences de l'électricité des clients, avec une qualité et une fiabilité raisonnable, et d'une façon économique. Les sociétés électriques ont pour la plupart, atteint cet objectif. Ceci a été accompli en utilisant des critères de fiabilité dès la production, la transmission, la distribution et la planification basée sur l'application des techniques probabilistique et qui ont évolué sur beaucoup d'années d'expérience de fonctionnement.

Le système d'alimentation est vulnérable aux anomalies de système telles que des échecs de commande, des échecs de système de protection ou de communication, et des perturbations, telles que la foudre, et les erreurs opérationnelles humaines. Par conséquent, le maintien d'une alimentation d'énergie fiable est une question très importante pour les systèmes électriques.

Le but de base de chaque production d'énergie électrique est de répondre à l'exigence de la demande d'énergies au plus bas possible cout tout en maintenant les niveaux acceptables de la qualité et la continuité de l'approvisionnement. La capacité d'un réseau d'énergies électriques de fournir un approvisionnement raisonnable en énergies électriques est habituellement indiquée par le terme fiabilité des systèmes électriques. La fiabilité peut être définie, d'une façon générale, comme, la probabilité d'un dispositif exécutant une fonction prévue au cours d'une période prévue dans des conditions de fonctionnement bien déterminer. Le concept de la fiabilité des systèmes de puissance est extrêmement large et couvre tous les aspects du pouvoir du système de répondre aux exigences des clients. L'évaluation de la fiabilité des systèmes électrique, déterministe et probabiliste, peut être divisée en deux aspects de base l'adéquation et la sécurité.

L'adéquation des systèmes inclut les équipements nécessaires pour la production de l'énergie suffisante et des équipements associés de transmission et de distribution exigés pour transporter énergie aux points de charge du consommateur.

La sécurité est reliée à la capacité du système de répondre aux perturbations surgissant dans ce système. La sécurité est donc associée à la réponse du système aux perturbations. La plupart des techniques probabilistique actuellement disponibles pour l'évaluation de la fiabilité de système-puissance sont dans le domaine adéquation.

- ✓ Dans le premier chapitre on abordé une généralité sur le réseau électrique et leur fonction et la production de l'énergie électrique.
- ✓ Le deuxième chapitre on a expliqué la théorie des définitions de la fiabilité des systèmes et probabilités et théorie lors de l'étude d'un système électrique (système de production) et méthode on détaille.
- ✓ Le troisième chapitre on fait étude de l'application de la théorie de probabilité sur un système de production et de effectué pour après et sans la maintenance.

CHAPITRE I

Généralités sur les réseaux électriques

1.1 Introduction :

Un réseau électrique est constitué par l'ensemble des appareils destinés à la production, au transport, à la distribution et à l'utilisation de l'électricité depuis la centrale de génération jusqu'aux maisons de campagne les plus éloignées.

L'électricité est la forme d'énergie la plus facile à utiliser, mais exige des techniques et des investissements très importants pour la faire aboutir jusqu'à l'utilisateur. Cela exige l'installation de divers réseaux qui doivent assurer la canalisation de cette énergie depuis la centrale jusqu'au plus simple utilisateur. Les postes constituent les nœuds du réseau ; les lignes en forment les branches ; ces branches constituent soit des artères et des antennes (ou dérivation) ; soit des mailles (ou boucles) [2].

L'électricité est la forme la plus noble de l'énergie, car elle peut :

- ✚ Se transformer facilement avec un excellent rendement en n'importe quelle forme d'énergie.
- ✚ Être obtenue de n'importe quelle autre forme d'énergie quoique le rendement de production ne soit pas toujours excellent.
- ✚ Être transformée et transportée à n'importe quelle distance par les lignes de transport.

Malheureusement elle présente l'inconvénient d'être la plus périssable de toutes les dérivées ; elle doit être utilisée aussi au moment où on la produit puisqu'il est impossible de la stocker en grande quantité, donc l'énergie électrique doit être immédiatement transportée de l'usine productrice vers les centres de consommation et c'est là qu'intervient le rôle important des réseaux électriques.

1.2 Les réseaux électriques :

L'énergie électrique est produite en même temps qu'elle est consommée, donc, en permanence, La production doit s'adapter à la consommation. De ce fait, l'ensemble production, acheminement, utilisation constitue un système complexe appelé réseau électrique qui doit être stable. Un réseau électrique peut être de petite puissance ou très puissant (à l'échelle d'un pays) [1].

Dans tous les cas, ses caractéristique s'expriment en termes de :

- Grandeurs électrique.
- Disposition spatiale.
- Données temporelles.

1.2.1 Grandeurs électriques :

La fréquence : 50Hz selon les pays.

- La tension de quelques centaines de volts à quelques centaines de KV, selon qu'il s'agit de telle ou telle partie du réseau.
- La puissance active est produite par les alternateurs à partir d'énergie thermique ou mécanique, et consommée également sous forme thermique ou mécanique par les récepteurs.
- La puissance réactive est produite ou consommée dans tous les éléments du réseau.

1.2.2 Disposition spatiale :

La structure topologique est à échelle :

- Des continents.
- Des pays, des régions.
- Des sites industriels (centaines de mètres à dizaines de kilomètres).
- Des bâtiments du tertiaire.

Dans les deux premiers cas il y a trois niveaux dans l'acheminement d'énergie :

- Le transport.
- La répartition.
- La distribution. [1]

1.2.3 Données temporelles :

Les variations de l'équilibre entre l'offre et la demande énergétique entraînent des perturbations des grandeurs électriques que sont la fréquence et la tension que l'on doit maintenir dans des fourchettes acceptables [1].

1.3 Structure topologique des réseaux :

Les réseaux doivent assurer le transit de l'énergie électrique avec une qualité acceptable. Alors il y' a donc un compromis à réaliser entre le coût des investissements, supplémentaires et la valeur de ce qu'ils permettent de sauver ce qui conduit à des topologies des réseaux différents.[2]

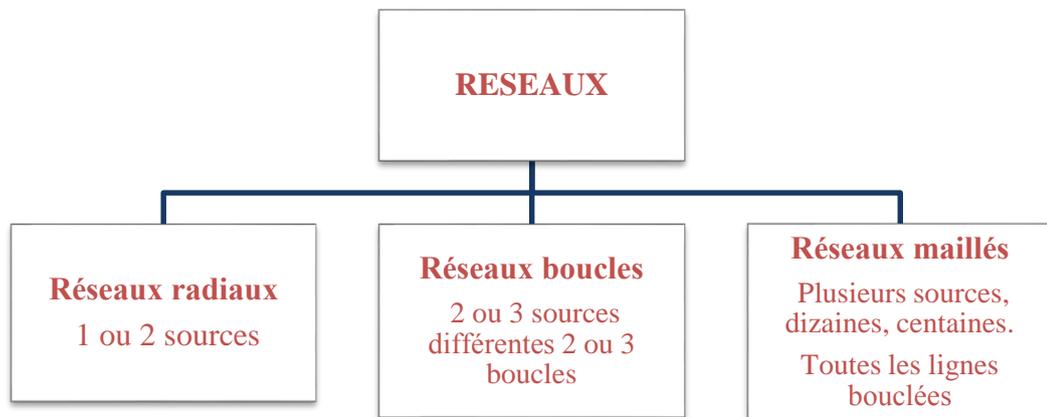


Figure 1.1 : structure topologique des réseaux électrique [2].

1.3.1 Réseaux maillés :

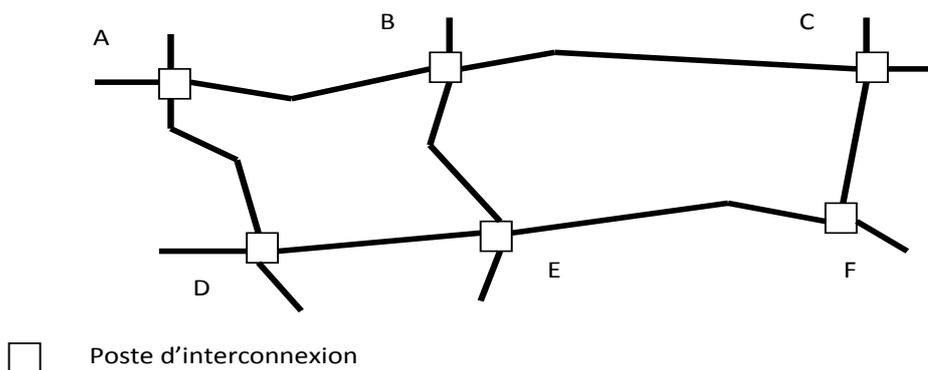


Figure 1.2 : schéma d'un réseau maillé [2].

Ce sont des réseaux où toutes les lignes sont bouclées formant ainsi une structure analogue aux mailles d'un filet, de plus, le nombre de sources débitant en parallèle peut atteindre plusieurs dizaines.

Cette structure nécessite que tous les traçons de ligne soient capable de supporter des surcharges permanentes et qu'il soit munis à leurs deux extrémités d'appareils de coupure les isolants en d'avarie. Ils sont constitués principalement de lignes multiples et bouclées qui relient des groupes assez bien répartis à des lieux de forte consommation proche et également répartis [2].

En conséquence, les impédances des lignes se divisent (équivalent parallèle).

Les chutes de tension ont tendance à rester faibles et les groupes peuvent se charger eux-mêmes de la plupart de la fourniture de réactif.

1.3.2 Réseaux bouclés :

Les réseaux bouclés sont alimentés à la fois par plusieurs sources ; les postes sont raccordés en coupure d'artère cette disposition permet lors d'une coupure, une continuité de service. L'existence de plusieurs sources en parallèle augmente la sécurité d'alimentation en cas d'avarie de l'une d'elles (transformateurs) ou en cas d'avarie sur une boucle. Dans ce dernier cas, le tronçon avarié est isolé en deux fractions du réseau. On voit que ce réseau est un peu plus compliqué que le précédent, de plus le contrôle et la protection du réseau nécessitent des dispositifs plus complexes [2].

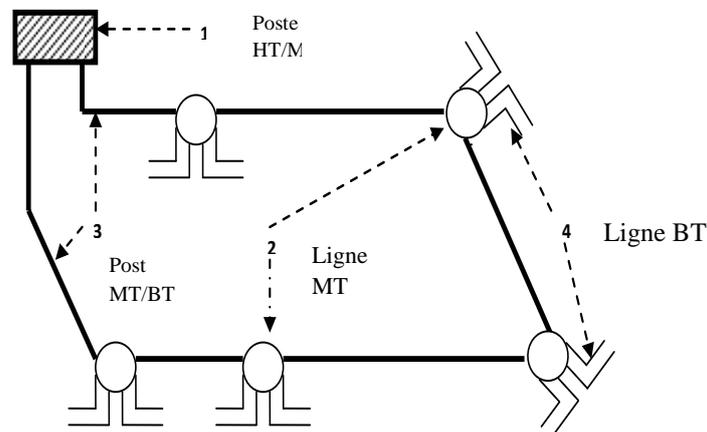


Figure 1.3 : structure bouclée [2]

1.3.3 Réseaux radiale :

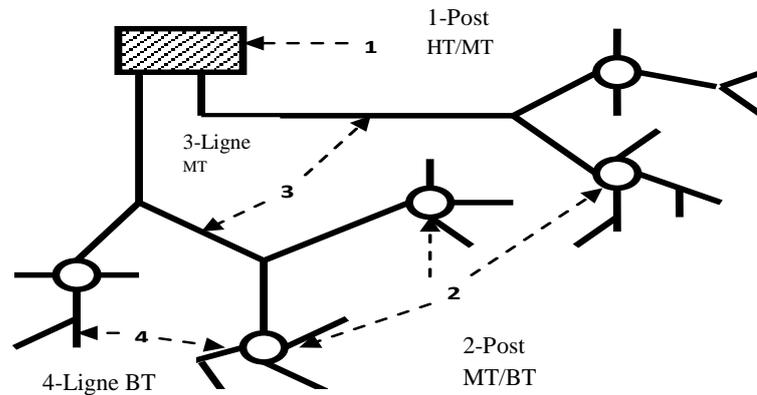


Figure 1.4 : structure radiale [2].

Un réseau radial issu d'un poste d'alimentation est constitué de plusieurs artères dont chacune va en se ramifiant, cette structure nous permet d'avoir des points communs, de sorte que le réseau soit Bouclé mais non bouclé. Car en un point est placé toujours un appareil de coupure, ouvert en régime normal. Cette disposition permet en cas d'incidents sur une artère de reprendre l'alimentation. Les réseaux radiaux sont des structures simples et peuvent être contrôlé et protégés par un appareillage simple [2].

1.4 Fonction des réseaux électriques :

D'après la fonction à remplir, on distingue 5 types de réseaux électriques [1] :

1.4.1 Les réseaux d'utilisations :

Doivent pouvoir alimenter un grand nombre de moteurs et d'appareils domestiques dont la puissance industrielle varie de quelques dizaines de watts à quelques kilowatts.

Ce sont les réseaux bas tension (B.T).

1.4.2 Les réseaux industriels :

Qui sont aussi des réseaux d'utilisations nécessitant des puissances élevées. Ils peuvent utiliser soit la basse tension de 500 à 600 V soit la moyenne de 5 à 6 kV.

1.4.3 Réseaux de distribution :

Qui ont pour fonction de fournir aux réseaux d'utilisations la puissance dont ils ont besoin. Il est important de noter que les réseaux de distributions sont conduits à utiliser au moins deux échelons de tensions. On installe dans un poste équipé d'un transformateur MT/BT et des plusieurs départs BT.

1.4.4 Réseaux de répartition :

Comprend les lignes de transport et les postes de transformation ; dits réseaux locaux ; ils fournissent la puissance aux réseaux de distributions mais ne peuvent pas la transiter que sur des distances limitées.

1.4.5 Réseaux de transport et d'interconnexion :

Les réseaux de transport et d'interconnexion ont principalement pour mission :

- De collecter l'électricité produite par les centrales importantes et de l'acheminer par grand flux vers les zones de consommation (fonction transport).
- Vers les zones de consommation (fonction transport).
- De permettre une exploitation économique et sûre des moyens de production en assurant une compensation des différents aléas (fonction interconnexion).
- La tension est 150 kV, 220 kV et dernièrement 420 kV
- Neutre directement mis à la terre.
- Réseau maillé.

1.5 Classification des réseaux électriques :

Les critères de classification des réseaux électrique sont :

- Construction (réseau aérien, en câble, mixtes).
- Tension.
- Fonction.
- Topologie (géométrie de situation : elle étudie les positions indépendamment des formes et des grandeurs).

1.6 La production de l'énergie électrique :

1.6.1 Le principe de production :

Toutes les centrales électriques produisent de l'électricité grâce à des systèmes couplés turbine et alternateur. L'énergie utilisée dans les centrales électriques est destinée à la mise en mouvement des turbines. A la sortie de la centrale, une tension efficace de l'ordre de 220 KV et de fréquence 50 Hz est produite. [3]

1.6.2 Appel de puissance d'un réseau :

La puissance demandée par l'ensemble des clients d'un réseau subit de grandes fluctuations selon l'heure de la journée et selon les saisons.

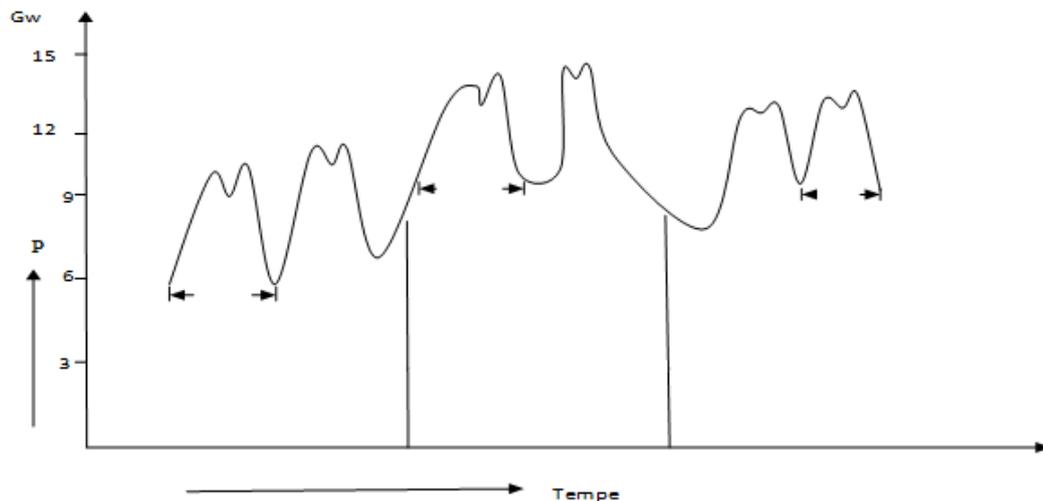


Figure 1.5 Fluctuation typiques de l'appel de puissance durant une année. [3]

L'emplacement des centrales de génération, des lignes de transport et des postes de transformation demande toujours une analyse détaillée pour arriver à une solution acceptable et économique. Il existe trois principaux types de centrales pour produire l'énergie électrique (hydraulique, thermique et nucléaires) bien qu'on puisse exploiter le vent, les marées et l'énergie rayonnante du soleil, ces sources d'énergie ne représentent pour les années à venir qu'une petite partie de l'énergie total dont nous aurons besoin, tout semble indiquer qu'un niveau mondial nous continuerons à exploiter les ressources fossiles (charbon, gaz naturel et nucléaire) [3].

1.7 Les classes de tensions [6] :

La tension choisie pour un réseau impose que tous les appareils incorporés ou raccordés à ce réseau possèdent un isolement suffisant.

L'échelle des tensions utilisées dans le réseau d'énergie est très grande puisqu'elle va de quelques dizaines de volts à près du million de volts, à l'intérieur de cette échelle, on distingue les classes selon les normes NF suivantes :

Tableau 1.1 : les classes de tension

Type de tension	tension
1. Très basse tension(T.B.T)	10 à 50 volts
2. Basses tension(B.T)	50 à 1000 volts
3. Moyennes tensions(M.T)	1 à 50 kilovolts
4. Hautes tensions(H.T)	50 à 300 kilovolts
5. Très Hautes tension(T.H.T)	300 à 1000 kilovolts
6. Ultra Hautes tension(U.H.T)	Supérieures à 1000 kilovolts

- T.B.T** : les tensions de cette catégorie sont utilisées dans les locaux très humides, il n'y a pas donc de réseaux propres à ces tensions.
- B.T** : il existe les réseaux bas tension utilisant :
 B1 :(115 à127 V ,220 à 230V, 380 à 400V), Sont spécifiques pour les moteurs et éclairage
 B2 :(500 à 600V), Sont spécifiques pour les puissances.
- M.T** : On utilise 3KV ;(5 à 6 KV) ; 10KV ; 20KV.la tension de 10KV a été adaptée pour les réseaux urbains.
- H.T** : les réseaux haute tension sont utilisés au transit de puissance élevée, on peut distinguer dans cette gamme les tensions standardisées suivantes : 35KV (30KV) ; 63KV ; 110KV (90KV) ; 220KV.
- T.H.T** : les tensions les plus utilisées dans cette gamme sont :
 330 à 500KV les tensions 750kV (730KV) et 1250KV commencent à apparaître dans les pays industrialisés.

1.8 Tensions normalisées [6] :

Tableau 1.2 : tensions normalisées, lignes BT, HTA et HTB				
les lignes	Usage	Tensions Normalisées	Aspect visuel des lignes	Tentions (standard)
HTB	Grand transport national et interconnexion	225 kV / 400 kV (THT) 90 kV / 63 kV (HT)	Ligne 225 kV	HTB (50 kV à 400 kV)
HTA	Lignes interrégionales et répartition régionale	33 kV / 20 kV/15 kV (MT)	Poste de répartition 90 kV	HTA (1 kV à 50 kV)
BT	Répartition locale, distribution et consommation	400 V/230 V (BT)	Pylône 230/400 V 4 fils	BT < 1 kV

- Les lignes « HTB » servent à couvrir les distances les plus longues.

Ces lignes parcourent plusieurs centaines voire plusieurs milliers de kilomètres et il est possible de les considérer comme les « artères principales » des réseaux. Ce sont aussi elles qui aboutissent aux interconnexions transfrontalières.

- Les lignes « HTA » servent à mailler plus finement les gros apports en puissance aux niveaux des diverses régions des territoires.

Elles aboutissent à des postes de répartition et d'interconnexion d'où partent une multitude de tronçons de plus faible tension et plus faible puissance, en cela elles constituent les « artères secondaires » des réseaux.

- Les lignes « BT » enfin représentent les « vaisseaux sanguins » des réseaux, c'est-à-dire le maillage le plus fin permettant à chaque consommateur d'être à proximité d'une source d'énergie électrique.

1.9 Types de postes électriques [3]. [4] :

- Postes de sortie de centrale : Le but de ces postes est de raccorder une centrale de production de l'énergie au réseau,
- Postes d'interconnexion : Le but est d'interconnecter plusieurs lignes électriques HTB.
- Postes élévateurs : Le but est de monter le niveau de tension, à l'aide d'un transformateur.
- Postes de distribution : Le but est d'abaisser le niveau de tension pour distribuer l'énergie électrique aux clients résidentiels ou industriels.

1.10 Les étapes de la fourniture de l'électricité [3]. [4] :

L'électricité arrive aux consommateurs finaux en suivant toute une chaîne allant de la production, au transport jusqu'à la consommation.

La relation entre les différents maillons composants le système électrique peut être représenté de la manière suivante Figure 1.6 :

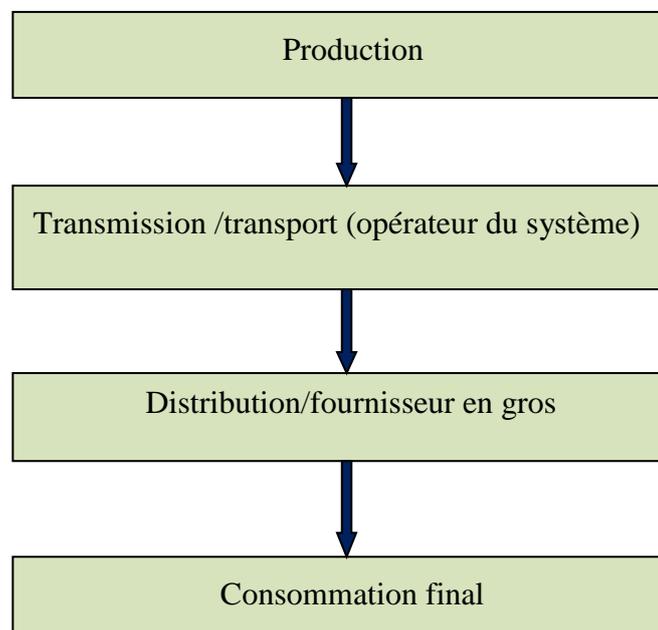


Figure 1.6 : Représentation schématique du système

1.10.1 La production :

La production de l'électricité constitue entre 35 et 50% du coût total de l'électricité fournie aux consommateurs finaux. La technologie ou la centrale de production de l'électricité convertit une source d'énergie primaire en énergie électrique.

La source d'énergie primaire est un élément technologique déterminant qui permet de distinguer entre les différentes centrales de production. Ces technologies varient aussi selon leurs structures de coût, leurs économies d'échelle et leurs capacités à réaliser le juste à temps, un paramètre essentiel étant donné que l'électricité n'est pas stockable.

Nous distinguons les centrales nucléaires, les centrales thermiques, les centrales hydrauliques et les centrales éoliennes. Nous évaluons ces centrales par leurs caractéristiques en termes de structure de coût, de délais de construction et de contraintes techniques.

1.10.2 La grille de transmission [5]:

La fonction de transmission constitue entre 5 et 15 % du coût total de l'électricité.

La grille de transmission est un ensemble de nœuds connectés par des lignes à haut voltage localisés dans une zone ou un pays donné. Le rôle de cette grille est d'acheminer l'électricité des moyens de production aux centres de distribution et aux gros consommateurs industriels d'électricité. Les nœuds sont connectés par un système de lignes de transmission, avec un transformateur qui réduit ou augmente le voltage dans les nœuds selon une situation de production ou bien de distribution.

Cette grille est considérée comme un monopole naturel et il serait très coûteux et peu efficace de la dupliquer.

1.10.3-Le transport [5] :

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.

1.10.4 L'opérateur du système [5] :

Dans chaque point de la grille de transmission, et à chaque instant, il doit y avoir un équilibre entre la quantité d'énergie injectée et la quantité soutirée.

Cette condition assure la faisabilité de la grille et maintien l'équilibre entre offre et demande. Cela requiert une planification et une centralisation de l'information obtenue à partir de tous les participants au marché, ainsi qu'une intervention et un partage adéquat pour réagir à un éventuel déséquilibre. Cela est généralement assuré par un seul opérateur connu par le nom de l'opérateur ou le gestionnaire du réseau de transport.

1.10.5 La distribution [5] :

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.

1.10.6 Fournisseurs en gros :

Ce sont des fournisseurs qui achètent de l'énergie en gros à partir des producteurs pour la revendre après. Traditionnellement, ils sont des compagnies de distribution locale, propriétaires des lignes de distribution qui serviront des zones exclusives.

Ils réalisent l'approvisionnement de l'électricité et fournissent les services de base aux consommateurs finaux tels que, la mesure, la maintenance et la distribution.

1.10.7 La consommation [5] :

La demande de l'électricité est cyclique et fortement volatile. Elle peut se réaliser un jour, une semaine ou bien un an avant le marché en temps réel, cela étant donné les conditions économiques caractérisant la demande. Elle se modifie régulièrement selon les différentes utilisations individuelles de l'énergie électrique. Elle est très difficile à prévoir.

L'opérateur du système adopte plusieurs techniques pour l'expliquer et la prédire à savoir la température, l'heure de la journée, le jour de la semaine, le prix, etc. Elle dépend spécialement des conditions climatiques, du rythme de vie et du pays considéré.

Les prévisions de la consommation faites plusieurs jours à l'avance se basent sur les niveaux de consommation des jours précédents combinés à la prévision des conditions climatiques.

La consommation de l'électricité est caractérisée par une faible élasticité-prix de la demande. Elle est inélastique à court terme. La difficulté de trouver un substitut à l'électricité et l'absence de signaux sur les coûts d'électricité pour les consommateurs peuvent expliquer cette inélasticité.

Dans le long terme, il est encore plus difficile de l'anticiper. S'agissant de l'investissement en centrales électriques, le degré d'anticipation de l'évolution de la demande dans les années à venir constitue un facteur essentiel à prendre en compte par les investisseurs. Le manque de nouveaux investissements en capacités de production d'électricité constaté à travers le monde est fondamentalement expliqué par cette incertitude.

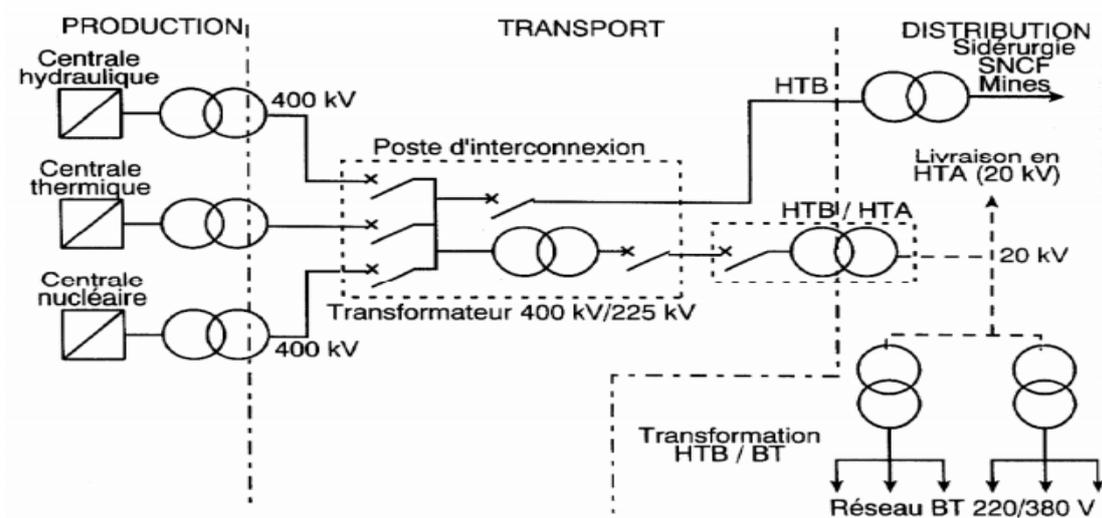


Figure 1.7 : Schéma général de la production, du transport et de la distribution d'énergie [5]

1.11 Remarque :

La production, la consommation et le transport. Nous avons mis l'accent sur fonction de production en présentant les moyens de productions qui sont caractérisés par leur grande diversité et leurs caractéristiques. Ces caractéristiques concernent leur structure de coût, leur délai de construction et leur flexibilité. Les coûts marginaux de production ont un rôle important dans les décisions de production à court terme.

La consommation de son côté est caractérisée par sa volatilité et ses fluctuations cycliques.

Le transport d'électricité de son côté est réalisé Vian réseau de transmission qui joue le rôle De liaison entre les grands centres de consommation et les moyens de production. Enfin la Faisabilité de la grille de transmission et l'équilibre entre l'offre et la demande caractéristiques. Il s'agira donc d'évoquer l'évolution de l'organisation de l'industrie Électrique depuis sa création. Nous présentons enfin les différents types des marchés qui existent dans un système électrique déréglementé [5].

1.12 Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons exposé la structure générale d'un réseau électrique, la production, le transport et la distribution de l'énergie électrique, une classification des tensions à été donnée.la topologie des réseaux électrique joue un rôle important dans la stabilité des réseaux électrique.

CHAPITRE II

Fiabilité des centrales électriques

2.1 Introduction :

La fonction de base d'un système d'énergie électrique est de répondre aux exigences des clients, avec une qualité et une fiabilité raisonnable, et d'une façon économique. Les sociétés électrique ont pour la plupart, atteint cet objectif. Ceci a été accompli en utilisant des critères de fiabilité de la planification de la production, la transmission et la distribution basée sur l'application des techniques probabilistique et qui ont évoluées sur beaucoup d'années d'expérience de fonctionnement. Il y a, cependant, une identification naissante dans l'industrie que la pratique traditionnelle de fournir à tous les utilisateurs une énergie à un niveau élevé de fiabilité du service. La perte du service électrique a des impacts significatifs sur la vie économique et sociale. Le système d'alimentation est vulnérable aux anomalies de système telles que des défauts de commande, des défauts de système de protection ou de communication, et des perturbations, telles que la foudre, et les erreurs humaines. Par conséquent, le maintien d'une alimentation d'énergie fiable est une question très importante pour les systèmes électriques [7].

La détermination de la capacité de production d'énergie électrique par une alimentation adéquate de la charge est un aspect important pour la planification et l'opération des system électrique. La totalité du problème peut être divisé à deux parties majeures, la capacité statique et celle d'opération.

La capacité statique est reliée à l'étude de la demande à longue terme. Hors que la capacité d'opération est reliev à l'étude au court terme de la capacité pour suivre une certaine charge actuel installé, les deux rôles de l'étude doivent être examiné pendant la planification sont prise pour l'étude de la demande d'énergies a long- terme.

L'étude de court- terme de la demande d'énergies devinent le problème d'opération des systèmes électrique :

La demande statique et la capacité installé planifie et construite en avance.

L'application des méthodes probabilistique au problème de la capacité statique donne une base analytique pour la planification de la capacité nécessaire pour le bon fonctionnement du système comme la capacité de l'interconnexion des systèmes, l'effet de la grandeur des unités (générateur) et leur désigne l'effet de la planification de la maintenance et autre paramètre du système. L'aspect économique des systèmes pour la comparaison entre les différentes alternatives peut être effectué par l'utilisation des méthodes probabilistique. [7]

2.3 Fiabilité et probabilité :

La fiabilité du système électrique constitue la préoccupation majeure des régulateurs des marchés électriques après la restructuration et l'ouverture à la concurrence de l'industrie. Assurer la fiabilité implique un mixte de règles ayant diverses implications économiques et technologie [14].

Les prédictions de la fiabilité ont nécessairement un caractère probabiliste, car elles nécessitent la connaissance du taux de panne de chaque composant. Ces taux de panne étant obtenus sur des échantillons forcément limités en taille, leur valeur est gouvernée par les lois de la statistique (intervalles de confiance notamment).

La théorie mathématique de la fiabilité consistera donc en une application particulière de la théorie des probabilités aux problèmes de durée de fonctionnement sans incidents l'approximation la plus courante, surtout en électronique, consiste à supposer la distribution exponentielle des pannes des composants, qui entraîne la loi d'addition des taux de panne pour un sous-ensemble non-redondant.

2.3.1 Définition de la fiabilité des systèmes [8] :

Le but de base de la production d'énergie électrique est de répondre à l'exigence de demande d'énergie au plus bas possible coût tout en maintenant les niveaux acceptables de la qualité et la continuité de l'approvisionnement. La capacité d'un réseau d'énergie électrique de fournir un approvisionnement raisonnable en énergie électrique est habituellement indiquée par le terme de la (fiabilité des systèmes électrique). La fiabilité peut être définie, d'une façon générale, comme, probabilité d'un dispositif exécutant une fonction prévue au cours de la période prévue dans les conditions de fonctionnement. Le concept de la fiabilité de puissance-système est extrêmement large et couvre tous les aspects de la capacité du système de répondre aux exigences des clients. L'évaluation de la fiabilité de système électrique, déterministe que, et probabiliste que, peut être divisée en deux aspects de base représentés sur la figure 2.1.

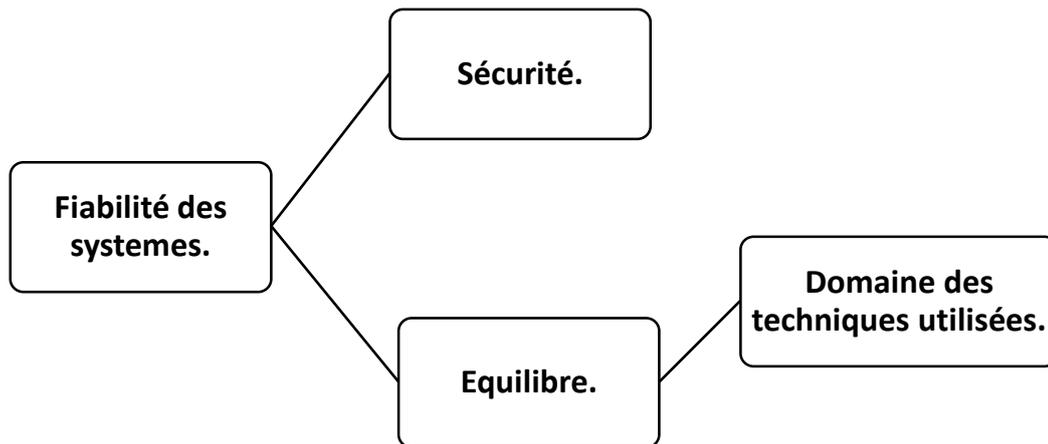


Figure 2.1. Division de fiabilité du système.

Cette figure représente deux aspects de base de la fiabilité des systèmes électriques ; l'adéquation et la sécurité. L'adéquation est reliée à l'existence des équipements et de puissance électrique dans le système pour satisfaire la demande des charges de consommateur. L'adéquation des systèmes inclut les équipements nécessaires pour la production de l'énergie suffisante et des équipements associés de transmission et de distribution exigés pour transporter l'énergie aux points de charge du consommateur. La sécurité est reliée à la capacité du système de répondre aux perturbations surgissant dans ce système. La sécurité est donc associée à la réponse du système aux perturbations. La plupart des techniques probabilistique actuellement disponibles pour l'évaluation de la fiabilité de système-puissance sont dans le domaine adéquation [8].

2.3.2 L'adéquation des systèmes [9] :

- L'adéquation est reliée à l'existence des équipements de puissance électrique suffisants dans le système pour satisfaire la demande des charges.
- L'adéquation des systèmes inclut les équipements nécessaires pour produire de l'énergie suffisante et des équipements associés de transmission et de distribution exigés pour transporter l'énergie aux points de charge (consommateur).
- L'adéquation du système électrique signifie l'existence d'une capacité disponible et installée capable de satisfaire, en temps réel, la demande d'électricité anticipée. Dans une perspective technique, la sécurité et l'adéquation visent le même objectif : améliorer la qualité du service de production en temps réel. Sauf que l'adéquation touche plutôt des questions de long terme.
- Cela concerne les investissements en capacités de production d'électricité, les décisions de retrait ou d'extension des capacités existantes ainsi que les décisions d'exploitation de long terme affectant la disponibilité d'une unité de production pour répondre aux besoins du système à un moment donné.

2.3.3 Sécurité des systèmes [9] :

La sécurité est liée à la capacité du système de répondre aux perturbations surgissant dans ce système. La sécurité est donc associée à la réponse du système aux perturbations. La plupart des techniques probabilistes actuellement disponibles pour l'évaluation de la fiabilité des systèmes sont dans le domaine (adéquation).

2.4 Technique d'évaluation de la fiabilité des capacités [9] :

Dans cette étude on évalue la probabilité de la perte de charge. L'approche de base pour l'évaluation d'une certaine configuration adéquate à la demande d'énergie électrique et fondamentalement pour toutes les techniques, elle contient les trois modèles comme représentés à la figure 2.2.

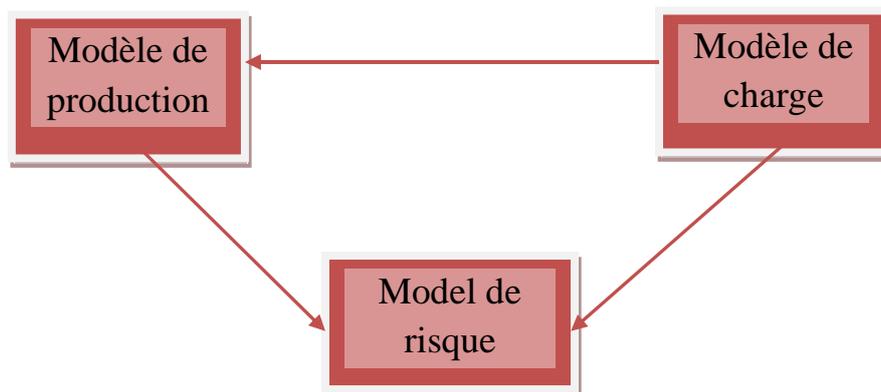
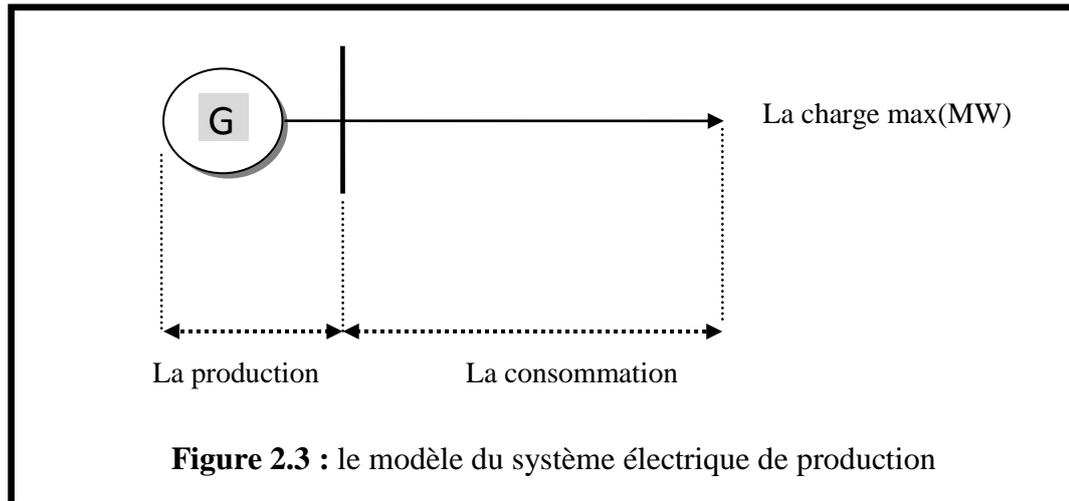


Figure 2.2 : Conceptuelle prend en générant évaluation de la fiabilité des capacités [9]

Le modèle de production est combiné à celui du modèle de la charge (figure 2.2) pour former le modèle de risque approprié, dans cette étape d'étude du système est vue comme représenté sur la figure 2.3.



2.5 Le modèle de système de production [9] :

2.5.1 L'indisponibilité des unités de Production (génératrice) :

Le paramètre de base d'unité de production utilisé dans l'évaluation des capacités statiques est la probabilité de trouver l'unité sur arrêt forcé à un moment éloigné dans le temps. Cette probabilité a été définie dans les systèmes d'ingénierie comme l'indisponibilité d'unité, et historiquement dans les applications du système de production d'énergie électrique, il est connu sous le nom du taux de panne forcée de l'unité (FOR) ; C'est le rapport de deux valeurs de temps [17].

$$\text{indisponibilité} = U = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \frac{\Sigma[\text{les temps interruption(panne)}]}{\Sigma[\text{les temps interruption}] + \Sigma[\text{les temps de fonctionnement}]} \quad 2.1 (a)$$

$$\text{disponibilité} = A = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \frac{\Sigma[\text{les temps de fonctionnement}]}{\Sigma[\text{les temps interruption}] + \Sigma[\text{les temps de fonctionnement}]} \quad 2.1 (b)$$

Si : $\lambda = 0.01$: taux de panne

$\mu = 0.49$: taux de réparation

Les notions de disponibilité et d'indisponibilité comme illustré dans les équations 2, 1 (a) et 2.1 (b) sont associés au modèle simple à deux l'état de la figure. 2.3. Ce modèle est directement applicable à une unité de production de base qui est soit en service ou hors de service forcée. Les Pannes planifiées doivent être considérés séparément ce qui n'pas pré en compte dans cette étude.

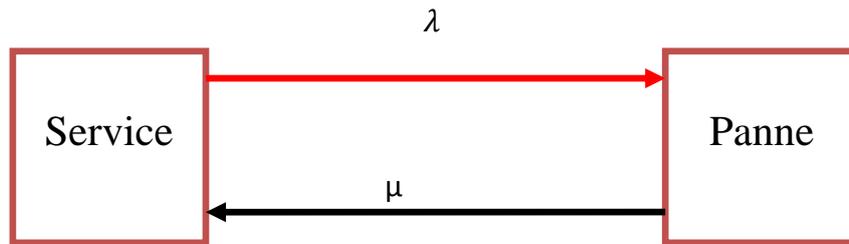


Figure 2.4 : Modèle à deux états d'une seule unité [9].

2.6 L'indices de perte de la charge (Loss Of Load indices) [10] :

2.6.1 Évaluation des indices d'énergie :

L'approche standard de LOLE utilise la courbe de variation du pic quotidien de charge ou la courbe des charges de pointe individuels quotidiennes pour calculer le nombre prévu de jours dans la période d'étude ou la charge de pointe journalière dépasse la capacité disponible installée [10].

L'indice LOLE peut également être calculé en utilisant la courbe des durées horaires de la charge des valeurs individuelles. L'aire sous la courbe de durée de charge représente l'énergie utilisée au cours de la période spécifiée et peut être utilisé pour calculer une énergie non fournie attendu en raison à l'insuffisance de capacité installée.

Les résultats de cette approche peuvent également être exprimés en termes de rapport probable entre l'énergie de charge réduite en raison de défauts dans la capacité de production disponible et l'énergie de charge totale requise pour servir répondre au besoin du système. Pour une courbe de durée de charge donnée, ce rapport est indépendant de la période considérée, qui est habituellement un mois ou une année.

Le rapport est généralement un chiffre extrêmement faible inférieur à l'unité et peut être définie comme «l'index de fiabilité du manque d'énergie». Il est plus habituel, toutefois, de soustraire cette quantité à partir de l'unité et donc obtenir le rapport probable entre l'énergie de charge qui sera fournis et l'énergie de charge totale requise par le système. Ceci est connu comme « l'indice de la fiabilité de l'énergie ».

Les probabilités d'avoir des quantités variables de capacités indisponibles sont combinées avec la charge du système montré dans la figure 2.5. Une panne de capacité de production supérieure à la réserve se traduira en une réduction de l'énergie de charge fournie par le système.

Soit :

- Q_K : Amplitude de la panne des capacités de production.
- P_K : Probabilité d'une panne de capacité égale à Q_k .
- E_K : Énergie réduite par une panne de capacité égale à Q_k .

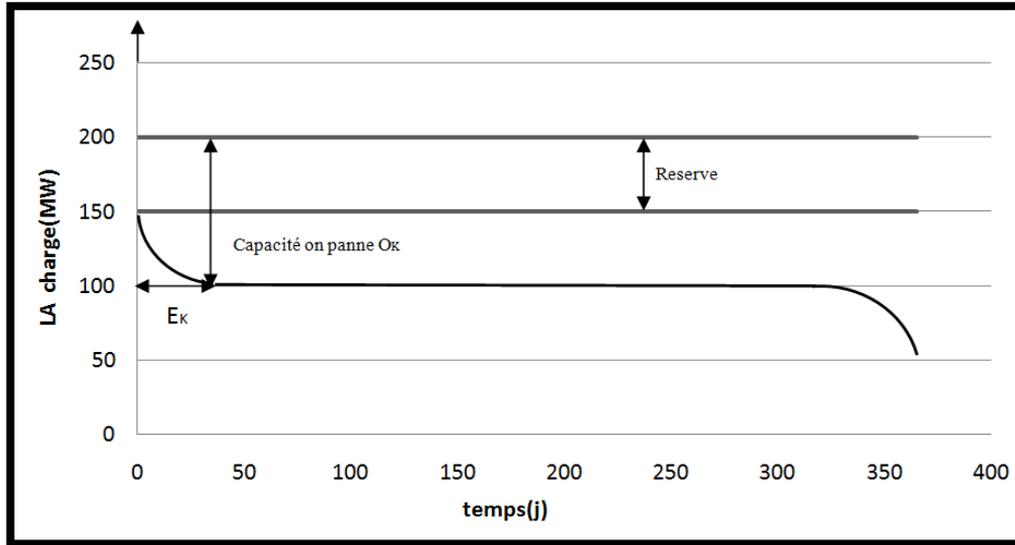


Figure 2.5 : réduction d'énergie en raison des capacités disponible [10]

L'énergie probablement réduite est $E_k \times P_k$. La somme de ces produits est la totale réduction de l'énergie qui devrait être fournie ou l'espérance de la perte de l'énergie LOEE :

$$LOEE = \sum_{k=1}^n E_k P_k \dots\dots\dots \text{Eq 2.3}$$

Cela peut ensuite être normalisé en utilisant l'énergie totale en vertu de la courbe des durées de charge désignée comme :

$$LOEE_{p.u} = \sum_{k=1}^n E_k P_k / E_K \dots\dots\dots \text{Eq 2.4}$$

2.6.2 Concepts et techniques d'évaluation [11]. [12] :

Le modèle des systèmes de génération illustré dans la section précédente peut être convolé avec un modèle de charge appropriée pour produire un indice de risque du système.

Il ya un certain nombre de modèles de charge possibles qui peuvent être utilisés et par conséquent il ya un certain nombre d'indices de risque qui peuvent être produites.

Le modèle le plus simple de charge et celui qui est largement utilisé est celui dans lequel est représenté par sa charge de pointe journalière.

Les charges de pointe quotidiennes peuvent être disposées dans l'ordre décroissant pour former un cumulatif de charge, ce modèle est connu comme la courbe de variation de charge de pointe quotidienne.

Le modèle résultant est connu sous le nom de la courbe de durée de charge. Dans cette approche, le tableau de la probabilité de coupure de capacité du système est combiné avec la caractéristique de charge du système pour donner un risque prévue de la perte de charge.

Les unités sont exprimées en jours, si la courbe de variation du pic quotidien de charge est utilisée et en heures si la courbe de durée de charge est utilisé.

Avant de combiner la table de probabilité de coupure il faut être conscient qu'il ya une différence entre les «pannes en capacités» et le terme «perte de charge».

Le terme «Panne des capacités» indique une perte de production qui peut ou non se traduire par une perte de charge.

Cette condition dépend des marges de réserve en capacité de production et du niveau de charge du système. Une «perte de charge» ne se réalise que lorsque la capacité de production en réserve est dépassée par le niveau de charge du système.

Les charges individuelles de pointe quotidiennes peuvent être utilisé en conjonction avec la table de probabilité de coupure des capacité pour obtenir le nombre de jours dans une période spécifié pendant laquelle la charge de pointe quotidienne dépasse la capacité disponible. L'indice dans ce cas est désigné comme l'espérance de la perte de charge (LOLE).

Le même indice LOLE peut également être obtenu en utilisant la courbe de variation de la charge de pointe journalière.

La figure 2.4 présente un système typique de relation capacité-charge où le modèle de charge est représenté par une courbe continue pendant une période de 365 jours.

Une panne de capacité particulière contribuera à l'espérance de la perte de charge (LOLE) du système est égal au produit de la probabilité de l'existence de l'interruption particulière et le nombre des interruptions dans l'intervalle d'étude considéré.

Il peut être vu sur la Fig. 2.4 que toute panne de capacité inférieure de la réserve ne contribue pas dans l'indice LOLE du système.

Les pannes de capacité au-delà des réserves entraîneront un nombre d'interruptions pendant laquelle la perte de charge est susceptible de se produire.

Mathématiquement exprimé, la contribution à l'indice (LOLE) du système résulte de la perte (panne) de la capacité Q_k est $(p_k \times t_k)$ ou p_k sont les probabilités individuelles associées à l'indisponibilité des capacités Q_k .

L'indice (LOLE) total pour l'intervalle considéré est :

$$LOLE = \sum_{k=1}^n P_k t_k \dots \dots \dots E q-2.5$$

L'équation peut être modifiée pour utiliser le cumulatif des probabilités.

Dans ce cas :

$$LOLE = \sum_{k=1}^n (t_k - t_{k-1}) P_k \dots \dots \dots E q-2.6$$

Note P_k probabilité de coupure cumulée pour l'état des capacités Q_k .

Si la caractéristique de charge dans la Fig. 2.7 est la courbe des durées des charges, la valeur de LOLE est en heures.

Si une courbe de variation de pointe journalière de charge est utilisée, le LOLE est en jours pour la période en d'étude.

La période d'étude pourrait être une semaine, un mois ou un an. Le plus simple des applications est l'utilisation de la courbe sur une base annuelle.

Si aucun entretien d'unité de production n'a été réalisé, la table de probabilités de panne des capacités serait valable pour la période entière.

2.7 Probabilité d'interruption de la Capacité de production [10] :

Le modèle de production nécessaire dans l'approche de la perte de la charge est parfois connu sous le nom de ; tableaux des probabilités d'interruption de la capacité de production. Comme son nom l'indique, il s'agit d'un simple tableau de niveaux de capacité et les probabilités associées de l'existence.

Les unités peuvent être combinées en utilisant des concepts probabilistes de base ; cette approche peut être étendue à une technique récursive simple mais puissante dans laquelle les unités sont ajoutés de manière séquentielle pour produire le modèle final.

Ces concepts peuvent être illustrés par un exemple numérique simple.

Un système se compose de deux unités de 3 MW et une de 5 MW avec un taux arrêt forcé des unités égale à 0,03.

Les deux unités identiques peuvent être combinées pour donner Le tableau de la probabilité de la panne de la capacité montré sur le tableau (2.1).

Tableau 2.1 : probabilité d'un système composé à deux générateurs [10].

Capacité de service	Probabilité
0 MW	$(0.97) \times (0.97) = 0.9409$
3MW	$(0.97) \times (0.03) = 0.0582$
6MW	$(0.03) \times (0.03) = 0.0009$
Total = 1.0000	

L'unité de production de 5 MW peut être ajoutée à ce tableau en considérant qu'il ne peut exister que dans deux états. Il peut être mis en service avec la probabilité $(1 - 0,03) = 0,97$

Ou il peut être hors service, avec une probabilité 0,03. Les deux tableaux qui en résultent (tableaux 2.2 et 2.3). Cette approche peut être étendue à un nombre quelconque des états des unités de production.

Les deux tableaux peuvent être combinés comme représenté sur le tableau 2.4 La valeur de la probabilité dans le tableau est la probabilité exacte de la quantité de la capacité indiquée de mise hors service. Une colonne supplémentaire peut être ajoutée, qui donne la probabilité cumulative. Il s'agit de la probabilité de trouver une quantité de capacité en panne égale ou supérieure à la valeur indiquée. Les valeurs de probabilité cumulatives diminuer à mesure que les pannes des capacités augmente. Bien que ce n'est pas tout à fait vrai avec les probabilités individuelles.

Par exemple, dans le tableau ci-dessus la probabilité de perdre 8 MW est plus élevée que la probabilité de perdre 6 MW. Dans un système pratique la probabilité d'avoir une grande quantité de la capacité hors service forcée est généralement assez faible, car cette condition exige l'arrêt de plusieurs unités. Théoriquement, la table de la probabilité de coupure de la capacité intègre toutes les capacités possibles du système [10].

A : Probabilité favorable égal 0.97.

U : Probabilité défavorable égal 0.03.

Tableau 2.2 : générateur de 5MW on service

Capacité de service	Probabilité
0 + 0 MW	$0.9409 \times (0.97) = 0.911267$
3 + 0MW	$0.0582 \times (0.97) = 0.05645$
6 + 0MW	$0.0009 \times (0.97) = 0.00087$

Total =0.96858

Tableau 2.3 : générateur de 5MW on panne

Capacité de service	Probabilité
0 + 5 MW	$0.9409 \times (0.03) = 0.02823$
3 + 5MW	$0.0582 \times (0.03) = 0.00175$
6 + 5MW	$0.0009 \times (0.03) = 0.00003$

Total =0.03001

Tableau 2.4 : probabilité du système de trois unités

Capacité de production on panne(MW)	probabilité	LE cumul de probabilité
0	0.911267	0.96771
3	0.05645	0.08468
5	0.02823	0.02914
6	0.00087	0.01045
8	0.00175	0.00178
11	0.00003	0.00003

Il en résulte également une économie considérable du temps de calcul au fur et à mesure que le tableau est tronqué à chaque unité ajoutée. La probabilité d'interruption des capacités peuvent être additionnées chaque fois une unité est ajoutée, ou calculées directement en tant que valeurs cumulées pendant le processus de la troncature et donc ne nécessite pas d'erreur dans le calcul des résultats.

Dans un système pratique contenant un grand nombre d'unités de capacités différentes, le tableau contiendra plusieurs centaines de possibilités de niveaux discrets d'indisponibilité des capacités. Ce nombre peut être réduit par le regroupement des unités de capacité en groupes identiques avant la combinaison ou en arrondissant le tableau à niveaux discrets après combinaison [10].

2.8 Exemple numérique :

2.8.1 Etude de base (D'espace unité trois États) :

On considère une centrale électrique de puissance installée de 200MW formée de trois générateurs de puissance respective 50MW, 50MW et 100MW. Par application des théories introduites au chapitre précédent, l'analyse et le calcul de la probabilité est représenté sur le tableau correspondant.

L'application des équations (2.5) et (2.6) peut être illustrée par un exemple numérique simple. Considérons un système contenant trois unités de (2×50 MW et 1×100) chacune avec un taux de panne $\lambda = 0,01$ (p/ans) et taux de Réparation $\mu = 0,49$ (r/ans).

A : Probabilité favorable égal 0.97.

U : Probabilité défavorable égal 0.03.

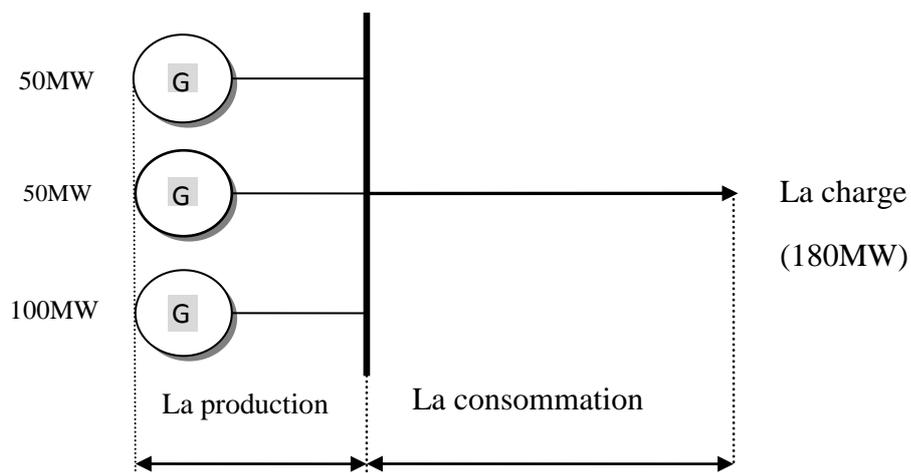


Figure 2.6 : le modèle du système électrique de production composé de trois générateurs

2. 8.2 calcul la probabilité à l'état la charge max 180MW :

Tableau 2.5 : Probabilité individuelle du système à trois générateurs

3G			Capacité en panne (MW)	Capacité en service (MW)	Probabilité individuelle
0	0	0	0	200	$(0.97) \times (0.97) \times (0.97) = 0.912673$
0	0	1	100	100	$(0.97) \times (0.97) \times (0.03) = 0.028227$
0	1	0	50	150	$(0.97) \times (0.03) \times (0.97) = 0.028227$
1	0	0	50	150	$(0.03) \times (0.97) \times (0.97) = 0.028227$
0	1	1	150	50	$(0.97) \times (0.03) \times (0.03) = 0.00873$
1	0	1	150	50	$(0.03) \times (0.97) \times (0.03) = 0.00873$
1	1	0	100	100	$(0.03) \times (0.03) \times (0.97) = 0.00873$
1	1	1	200	0	$(0.03) \times (0.03) \times (0.03) = 0.000273$

Remarque : Les valeurs de probabilité inférieure à 10^{-6} ont été négligées.

2. 8.3 calcul LOLE à l'état la charge max 180MW :

Tableau 2.6 : LOLE en utilisant la probabilité individuelle

Etats N°	Capacité en panne (MW)	Capacité en service(MW)	Probabilité individuel	Temps(%)	LOLE
1	0	200	0.912673	-	-
2	50	150	0.028227	27.667%	0.78214
3	100	100	0.028227	73.33%	2.07303
4	150	50	0.00873	100%	0.873
5	200	0	0.000273	100%	0.0273

0 (panne) = générateur en service.

1 (panne) = générateur en panne

LOLE TOTAL : 3.955 %

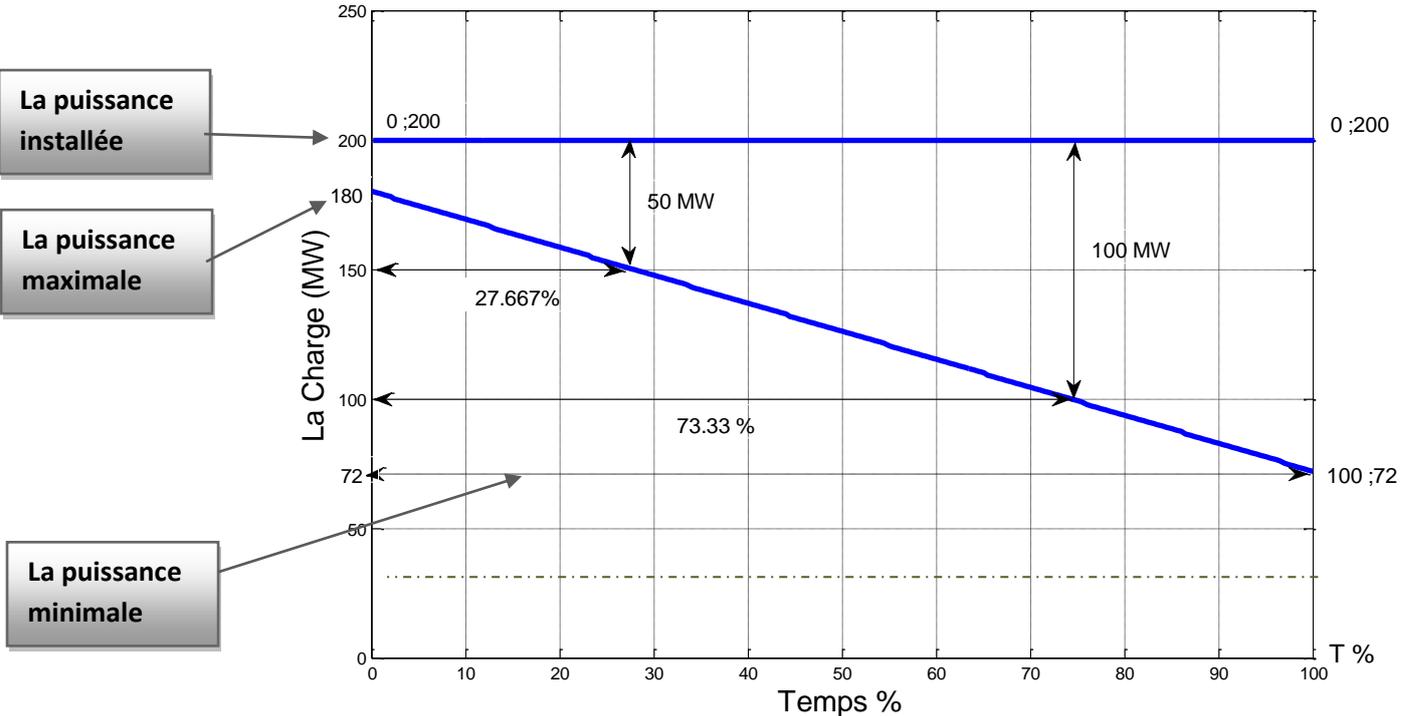


Figure 2.7 : Courbe du pic de charge se produit

(Charge : max 180 MW ; min 72 MW) en fonction périodes de temps%

La courbe est supposée être linéaire afin de simplifier les calculs manuels, même si une telle représentation linéaire n'est pas susceptible de se produire dans la pratique.

La période d'étude dans ce cas est supposé être un an et donc de 100% sur l'abscisse correspond à 365 jours. La charge demandée maximale pour ce système est de 180 MW, ce qui correspond à la condition 100% en ordonnée.

LOLE peuvent être trouvé en utilisant soit les probabilités individuelles d'indisponibilité des capacités ou en utilisant les valeurs cumulées. Les deux méthodes sont illustrées dans cet exemple. Le tableau 2.9 indique le calcul à l'aide de L'équation (2.5).

Le temps des périodes t_K Sont présenté dans la figure. 2.6.

2.9 Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons exposé la théorie et définitions de la fiabilité des systèmes ainsi la probabilité pour l'étude d'un système électrique (système de production).

Nous avons présenté le modèle de système de production et l'indisponibilité des unités de Production (génératrice) et les tableaux des probabilités d'interruption de la capacité de production. Ultérieurement une présentation de l'indices de perte de charge (Loss Of Load indices) et quelque exemple numérique.

CHAPITRE III

L'indice de LOLE et effet de La maintenance

3.1 Introduction :

Dans ce présent chapitre, les concepts décrits dans le chapitre 2 sont utilisés dans ce chapitre pour calculer les indices de fiabilité pour les systèmes exemple de production et la consommation d'énergie si après. Le système de test exemple est utilisé tout au long de cette section pour illustrer les concepts et procédures de bases impliqués dans l'analyse de la fiabilité du système électrique ainsi pour voir l'effet de la maintenance sur le risque.

3.2 Système de test :

Le système électrique utilisé comme exemple pour le calcul de la fiabilité procède à une puissance installée de production de 300 MW et un système de transport comportant deux lignes en parallèle pour alimenter la charge globale du réseau.

L'application dans cette section utilise le système teste décrite si dessus. La description détaillée de ce système sont donnés dans la section si après. Le système teste est un système numérique est suffisamment petit pour permettre au étudiant la conduite d'un grand nombre d'études de fiabilité, avec un temps de calcul manuelle et solution raisonnable. Il est suffisamment détaillé pour refléter les complexités réelles impliquées dans une analyse pratique de la fiabilité. Le schéma unifilaire du système et illustrée dans la figure 3.1.

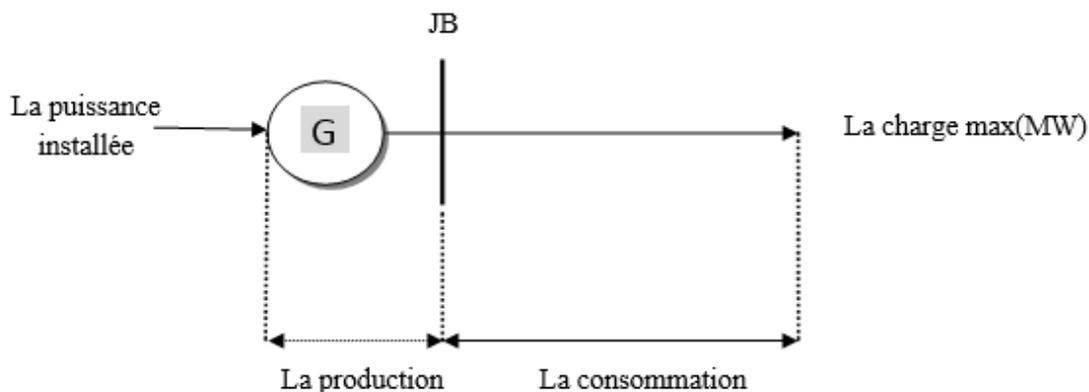


Figure 3.1 : Le modèle de système

3.3 Etude de la fiabilité du system teste :

Le système électrique de teste utiliser dispose de deux jeux de bar un connectant le système de production (jeu de bar de production) au celui de transport, le deuxième représente la connexion entre le system de transport et la charge totale du réseau électrique (jeu de bar de charge). La puissance de production installée est de 300 MW dans de différentes configurations.

Les différentes configurations présenter ici dès la centrale électrique est touché par la variation du nombre des générateurs installés pour la production de la puissance demandé dans chaque configuration. Si la puissance des centrales électriques est constante en contrepartie on trouve que le nombre des générateurs peut changer d'une configuration à une autre ; par exemple la centrale peut comprendre un seul générateur de 300MW ; comme elle peut comprendre deux générateurs de 150MW chacun. D'autre possibilités sont faisable par exemple 200 MW pour le premier générateur et 100MW pour le deuxième. Le choix de la configuration et primordial pour le bon fonctionnement de la central ainsi pour la fiabilité du réseau électrique global. Le type des générateurs ainsi que la centrale électrique n'est important dans notre étude.

Pour notre application en premier lieux la puissance installer est de 300MW avec de différentes configurations concernant le nombre des générateurs et leurs capacités individuelles ; comme représenté dans le tableau 3.1 .Cette étude permet de voir l'influence du nombre de générateurs sur la fiabilité de la production et du réseau électrique tout entier. Les données techniques des éléments du système sont représentées sur le tableau si dessous.

Tableau 3.1 : Différente configurations de la centrale électrique.

La Centrale électrique	Capacité installée(MW)	Configuration (nombre de générateur)	Capacité de production(MW)				
			G1	G2	G3	G4	G5
N°1 :(2G)	300MW	deux générateurs	150	150	/	/	/
N°2 :(3G)	300MW	Trois générateurs	100	100	100	/	/
N°3 :(4G)	300MW	quatre générateurs	50	50	100	100	/
N°4 :(5G)	300MW	cinq générateurs	60	60	60	60	60

L'étude comprend les étapes suivantes pour l'évaluation de la fiabilité du réseau électrique :

- ✚ Changement de la configuration de la centrale électrique par la variation du nombre des générateurs ainsi la capacité de production chaque générateur voir tableau 3.1.
- ✚ Dans chaque configuration la probabilité individuelle pour chaque cas, ainsi que l'indice LOLE sont calculés.
- ✚ Chaque configuration est étudiée pour de différentes consommations (charges), pour voir l'influence sur l'indice de fiabilité LOLE.
- ✚ La variation des probabilités favorable et défavorable est appliquée pour voir la variation de l'indice LOLE.

3.4 Application des théories sur de différents cas :

3.4.1 Calcul de la probabilité individuelle pour chaque cas :

Dans cette section de la thèse le calcul de la probabilité est effectué pour les différentes sorties possible du système déjà appelé états du système. Le calcul est achevé sur quatre cas de comme indiquer sur le tableau 3.1.

3.4.1.1 Premier cas : Central à deux générateurs :

On considère une central électrique de puissance installer de 300MW former de deux générateurs de puissance 150 MW chacun. Par application des théories introduites au chapitre précédant, l'analyse et le calcul de la probabilité est représenté sur le tableau correspondant.

Sur le tableau ci-dessus les deux premières colonnes représentent l'état de chaque générateur la deuxième et les troisièmes colonnes représentent les capacités résultantes des cas de panne et de service de chaque état du système, tandis que les quatrièmes colonnes représentent la probabilité individuelle calculée pour chaque état du système.

Le nombre des états 2^n pour un system de deux unités (deux générateurs) est de 04 états ($2^2=4$).

Tableau 3.2 : Probabilité individuelle central à deux générateurs

2G		Capacité en panne (MW)	Capacité en service (MW)	Probabilité individuelle
0	0	0	300	0.9409
0	1	150	150	0.0291
1	0	150	150	0.0291
1	1	300	0	0.0009
				1

0 (panne) = générateur en service.

1 (panne) = générateur en panne

Cette lecture du tableau est la même pour toute la section.

3.4.1.2 Deuxième cas : Centrale à trois générateurs

On considère une central électrique de puissance installer de 300MW former de trois générateurs de puissance 100 MW chacun. Par application des théories introduites au chapitre précédant, l'analyse et le calcul de la probabilité est représenté sur le tableau 3.3.

Le nombre des états 2ⁿ pour un system de deux unités (trois générateurs) est de 08 états (2³=8).

Tableau 3.3 : Probabilité individuelle central à trios générateurs

3G			Capacité en panne (MW)	Capacité en service (MW)	Probabilité individuelle
0	0	0	0	300	0.912673
0	0	1	100	200	0.028227
0	1	0	100	200	0.028227
1	0	0	100	200	0.028227
0	1	1	200	100	0.00873
1	0	1	200	100	0.00873
1	1	0	200	100	0.00873
1	1	1	300	0	0.000273
					1

0 (panne) = générateur en service.

1 (panne) = générateur en panne

3.4.1.3 Troisième cas : Centrale à quatre générateurs

On considère une centrale électrique de puissance installée de 300MW celle formée de deux générateurs de puissance 50MW pour chacun et deux autres de puissance 100 MW pour chacun. Par application des théories introduites au chapitre précédant, l'analyse et le calcul de la probabilité sont représentés sur le tableau 3.4.

Le nombre des états 2^n pour un system de quatre unités (quatre générateurs) est de 04 états ($2^4=16$).

Tableau 3.4 : Probabilité individuelle central à quatre générateurs

Etats				Capacité de production en panne(MW)	Capacité de production en service(MW)	Probabilité Individuelle
G1	G2	G3	G4			
0	0	0	0	0	300	0.88529281
1	0	0	0	50	250	0.02738019
0	1	0	0	50	250	0.02738019
1	1	0	0	100	200	0.00084681
0	0	1	0	100	200	0.02738019
1	0	1	0	150	150	0.00084681
0	1	1	0	150	150	0.00084681
1	1	1	0	200	100	0.00002619
0	0	0	1	100	200	0.02738019
1	0	0	1	150	150	0.00084681
0	1	0	1	150	150	0.00084681
1	1	0	1	200	100	0.00002619
0	0	1	1	200	100	0.00084681
1	0	1	1	250	50	0.00002619
0	1	1	1	250	50	0.00002619
1	1	1	1	300	0	0.00000081
						1

0 (panne) = générateur en service.

1 (panne) = générateur en panne

3.4.1.4 Quatrième cas : Centrale à cinq générateurs

On considère une centrale électrique de puissance installée de 300MW, celle formée de quatre générateurs de puissance 60MW pour chacun.

Par application des théories introduites au chapitre précédant, l'analyse et le calcul de la probabilité sont représentés sur le tableau 3.5.

Le nombre des états 2^n pour un system de quatre unités (quatre générateurs) est de 04 états ($2^4=16$).

Tableau 3.5 : Probabilité individuelle central à cinq générateurs

Etats					Capacité en panne (MW)	Capacité en service (MW)	Probabilité individuelle
0	0	0	0	0	0	300	0.8587340257
1	0	0	0	0	60	240	0.0265587843
0	1	0	0	0	60	240	0.0265587843
1	1	0	0	0	120	180	0.008214057
0	0	1	0	0	60	240	0.0265587843
1	0	1	0	0	120	180	0.008214057
0	1	1	0	0	120	180	0.008214057
1	1	1	0	0	180	120	0.000254043
0	0	0	1	0	60	240	0.0265587843
1	0	0	1	0	120	180	0.0008214057
0	1	0	1	0	120	180	0.0008214057
1	1	0	1	0	180	120	0.000254043
0	0	1	1	0	120	180	0.0008214057
1	0	1	1	0	120	180	0.000254043
0	1	1	1	0	180	120	0.000254043
1	1	1	1	0	240	60	0.0000007857
0	0	0	0	1	60	240	0.000254043
1	0	0	0	1	120	180	0.008214057
0	1	0	0	1	120	180	0.008214057
1	1	0	0	1	180	120	0.008214057
0	0	1	0	1	120	180	0.008214057
1	0	1	0	1	180	120	0.000254043
0	1	1	0	1	180	120	0.000254043
1	1	1	0	1	240	60	0.0000007857
0	0	0	1	1	180	120	0.000254043
1	0	0	1	1	180	120	0.000254043
0	1	0	1	1	180	120	0.000254043
1	1	0	1	1	240	60	0.0000007857
0	0	1	1	1	180	120	0.000254043
1	0	1	1	1	240	60	0.0000007857
0	1	1	1	1	240	60	0.0000007857
1	1	1	1	1	300	0	0.000000243
							0.9999999

0 (panne) = générateur en service.

1 (panne) = générateur en panne

3.4.1.5 Discussion des résultats :

Dans l'analyse précédente et dans les quatre cas de figure de l'étude il peut être remarqué que :

Chaque fois que le nombre des générateurs augmente, le nombre des états possible du système lui aussi augmente, ce qui donne beaucoup plus de chance pour les états de bon fonctionnement du système d'émerger, ce qui donne une grande marge de manœuvre pour les ingénieurs qui gèrent le système, pour l'amener en bon état de fonctionnement.

Dans le système à deux générateurs, la panne d'un seul générateur engendrera la perte de 50% de la production de la centrale électrique tandis que dans les autres cas il y a plus de chance de ne pas perdre cette quantité de production.

Le résultat général de cette étude, dans cette section est que la qualité de service sera élevée à chaque fois que le nombre d'unités opérationnelles dans le système est élevé.

3.4.2 Effet de la variation de la charge sur le calcul de LOLE :

Dans cette section de l'application de la thèse, le calcul de l'indice LOLE est effectué pour les différents cas de figures concernant la configuration de la centrale électrique, voir le changement du nombre d'unités installées dans le système, et dans chaque configuration la charge a été variée pour étudier l'influence sur l' LOLE. Voir le tableau 3.6.

Le calcul de l'indice LOLE est effectué par application des théories introduites au deuxième chapitre, les résultats sont mentionnés sur **le tableau 3.6**

$$\text{LOLE} = \text{Probabilité individuelle} \times \text{Temps}(\%)$$

Tableau 3.6 : Variation de la charge pour le calcul de LOLE

Les Centrales électriques	N° de l'état	La Charge Maximal (MW)	La Charge Minimal (MW)	La puissance Installée (MW)
2G /3G/4G/5G	N° 1	150MW	60MW	300MW
2G /3G/4G/5G	N° 2	200MW	80MW	
2G /3G/4G/5G	N° 3	250MW	100MW	

3.4.2.1 Centrale à deux générateurs :

Calcul de LOLE pour les états suivantes :

3.4.2.1.1- Premier état calcul de LOLE à d'état la charge max 150MW :

Sur le tableau ci-dessus les deux premières colonnes représentent les capacités résultantes des cas de panne et de service de chaque état du système, tandis que la troisième et la quatrième colonne représentent la probabilité individuelle et le temps calculés pour chaque état du système. La cinquième colonne du tableau indique la valeur de LOLE calculée. Cette lecture du tableau est la même pour toute la section.

La charge est représentée par une ligne droite, elle varie d'un maximum de 150 MW à un minimum de 60MW, comme représentée sur la figure 3.2.

Tableau 3.7: LOLE en utilisant les probabilités individuelles à deux générateurs

(La charge max égale 150MW)

2G		Capacité en panne (MW)	Capacité en service (MW)	Probabilité individuelle	Temps (%)	LOLE (%)
0	0	0	300	0.9409	-	-
0	1	150	150	0.0291	-	-
1	0	150	150	0.0291	-	-
1	1	300	0	0.0009	100	0.09
LOLE totale						0.09%

- L'indice LOLE total du system est de 0.09% en base de temps. En supposant que l'année est de 365 jours, cet indice LOLE devient 0.3285jours.

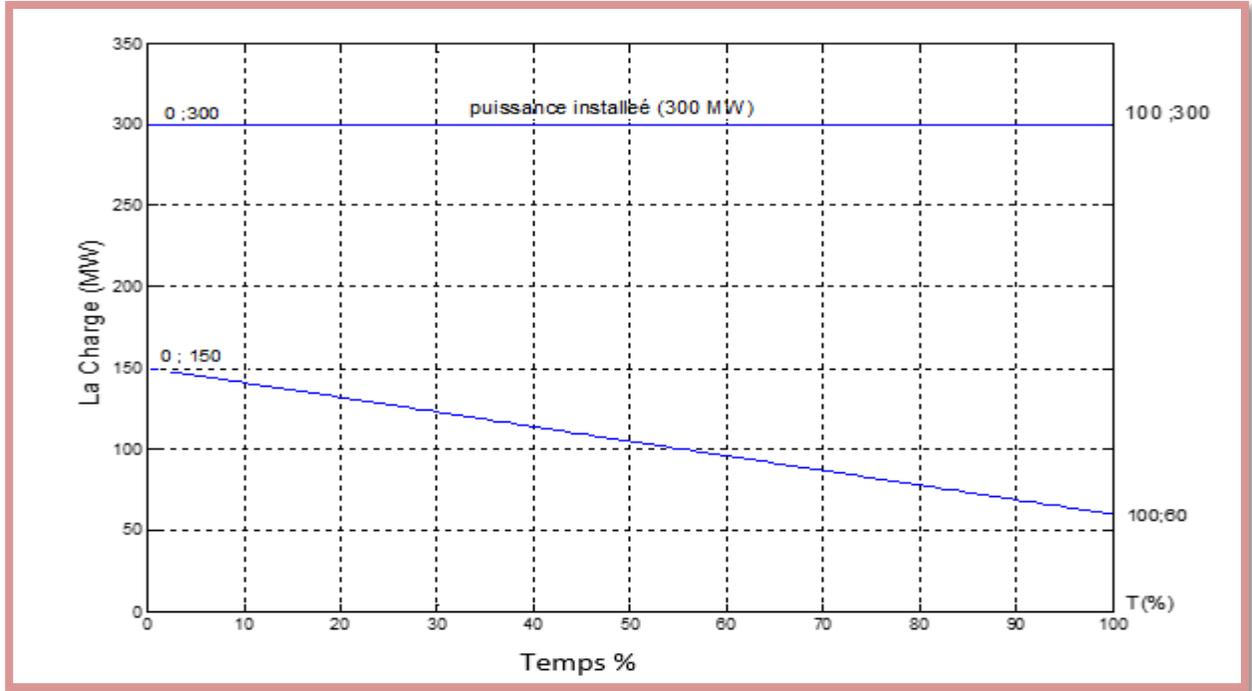


Figure 3.2 : Courbe du pic de charge se produit à deux générateurs

(Charge : max 150 MW ; min 60 MW) en fonction périodes de temps%

3.4.2.1.2 Deuxième état calcul de LOLE à d'état la charge max 200MW :

La charge est représentée par une ligne droite, elle varie d'un maximum de 200MW à un minimum de 80MW, comme représentée sur la figure 3.3.

Tableau 3.8: LOLE en utilisant les probabilités individuelles à deux générateurs

(La charge max égale 200MW)

2G		Capacité en panne (MW)	Capacité en service (MW)	Probabilité individuelle	Temps (%)	LOLE (%)
0	0	0	300	0.9409	-	-
0	1	150	150	0.0291	41.667	1.2125
1	0	150	150	0.0291	41.667	1.2125
1	1	300	0	0.0009	100	0.9
LOLE totale						3.325%

- L'indice LOLE total du system est de 3.325% en base de temps. En supposant que l'année est de 365 jours, cet indice LOLE devient 1.177 jours.

0 (panne) = générateur en service.
1 (panne) = générateur en panne

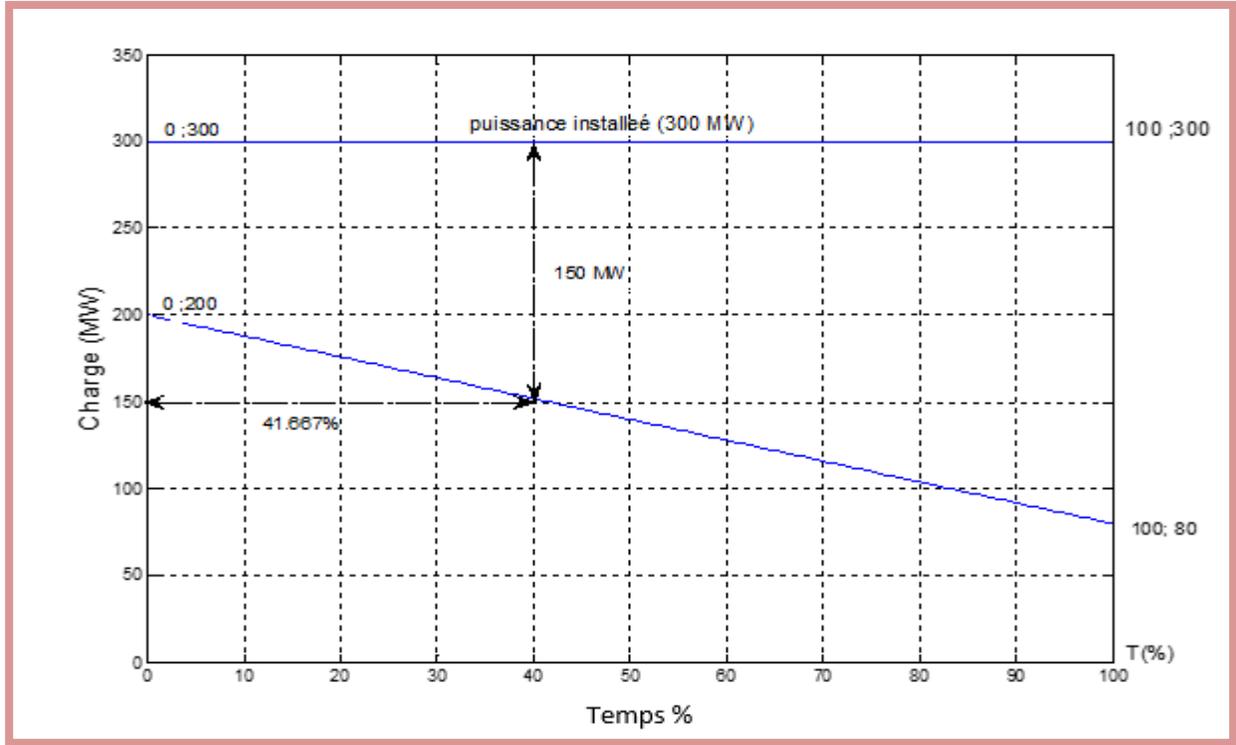


Figure 3.3 : Courbe du pic de charge se produit à deux générateurs

(Charge : max 200 MW ; min 80 MW) en fonction périodes de temps%

3.4.2.1.3- Troisième étas calcul de LOLE à d'état la charge max 250MW :

La charge est représentée par une ligne droite, elle varie d'un maximum de 250MW à un minimum de 100MW, comme représentée sur la figure3.4.

Tableau 3.9 : LOLE en utilisant les probabilités individuelles à deux générateurs

(La charge max égale 250MW)

2G		Capacité en panne (MW)	Capacité en service (MW)	Probabilité individuelle	Temps (%)	LOLE (%)
0	0	0	300	0.9409	-	-
0	1	150	150	0.0291	66.66	1.94
1	0	150	150	0.0291	66.66	1.94
1	1	300	0	0.0009	100	0.9
L'indice LOLE total du system est de 4.78% en base de temps.						4.78%

En supposant que l'année est de 365 jours, cet indice LOLE devient 17.447 jours.

0 (panne) = générateur en service.
 1 (panne) = générateur en panne

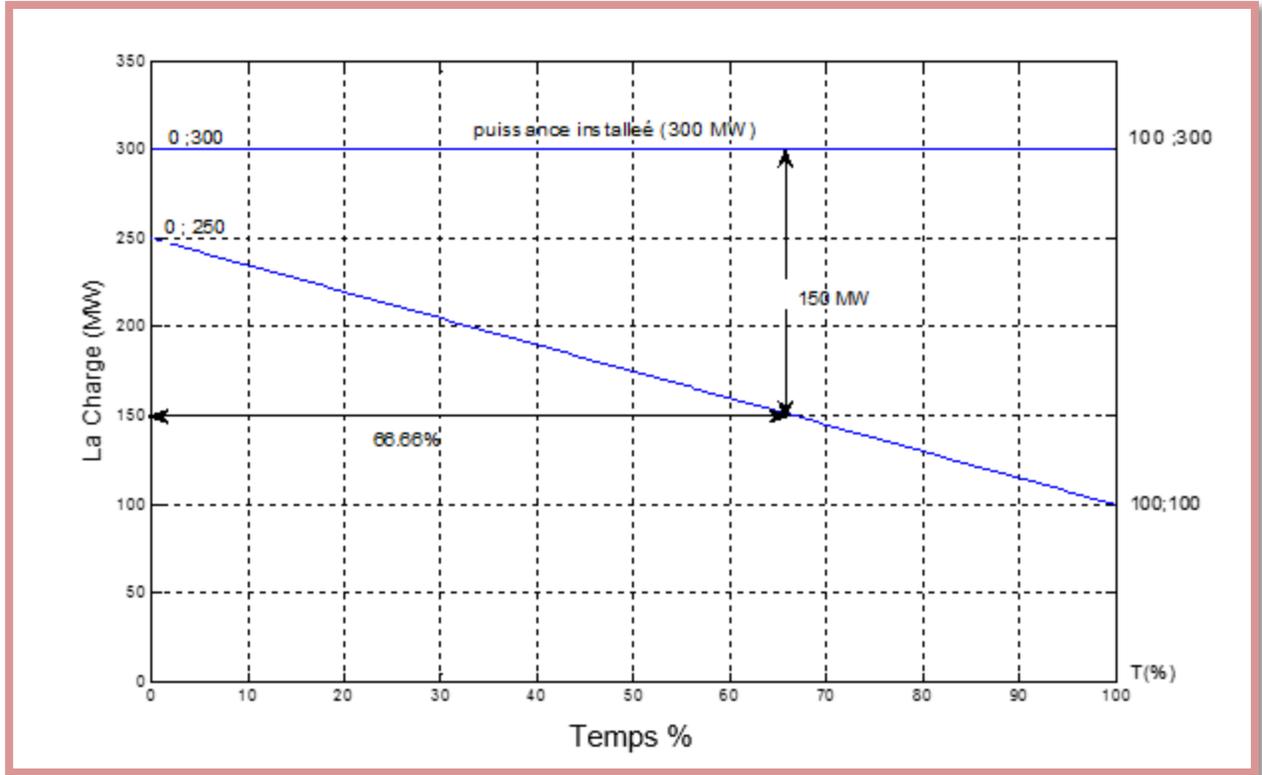


Figure 3.4 : Courbe du pic de charge se produit à deux générateurs
(Charge : max 250 MW ; min 100 MW) en fonction périodes de temps%

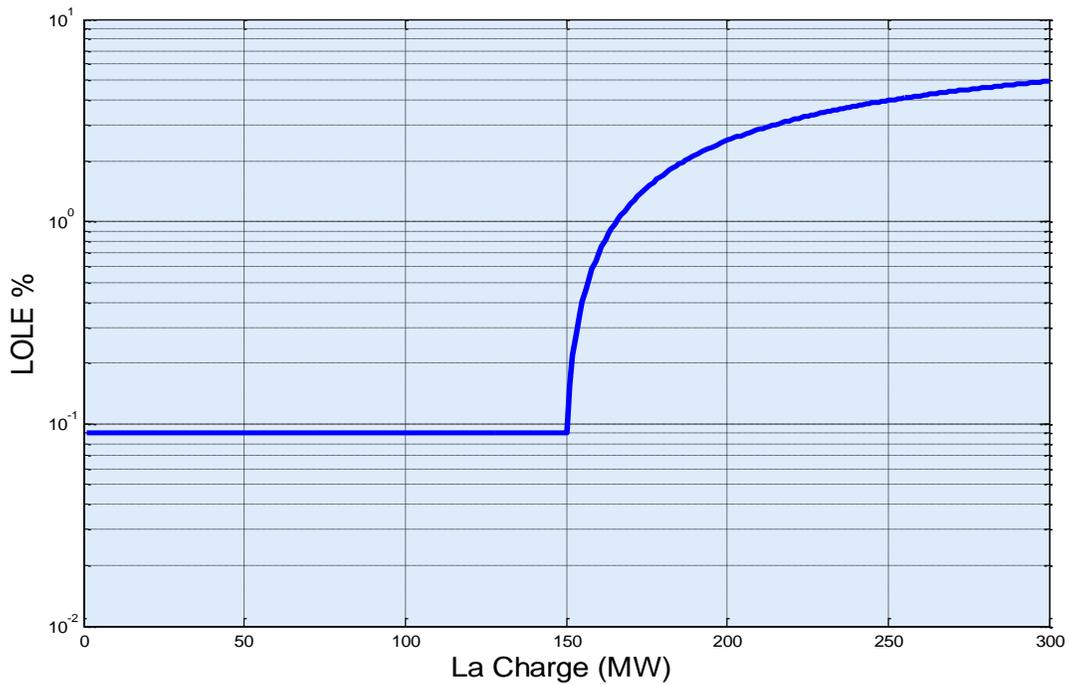


Figure 3.5 : Courbe Variation du risque avec un pic de charge à Deux générateurs

3.4.2.2 Centrale à trois générateurs :

3.4.2.2.1 Premier état calcul de LOLE à l'état la charge max 150MW :

La charge est représentée par une ligne droite, elle varie d'un maximum de 150MW à un minimum de 60MW, comme représentée sur la figure 3.6

Tableau 3.10 : LOLE en utilisant les probabilités individuelles à trois générateurs
(La charge max égale 150MW)

3G			Capacité en panne (MW)	Capacité en service (MW)	Probabilité individuelle	Temps (%)	LOLE (%)
0	0	0	0	300	0.912673	-	-
0	0	1	100	200	0.028227	-	-
0	1	0	100	200	0.028227	-	-
1	0	0	100	200	0.028227	-	-
0	1	1	200	100	0.00873	55.557	0.04850
1	0	1	200	100	0.00873	55.557	0.04850
1	1	0	200	100	0.00873	55.557	0.04850
1	1	1	300	0	0.000273	100	0.00273
LOLE totale							0.1482%

- L'indice LOLE total du system est de 0.1482% en base de temps. En supposant que l'année est de 365 jours, cet indice LOLE devient 0.5409 jours.

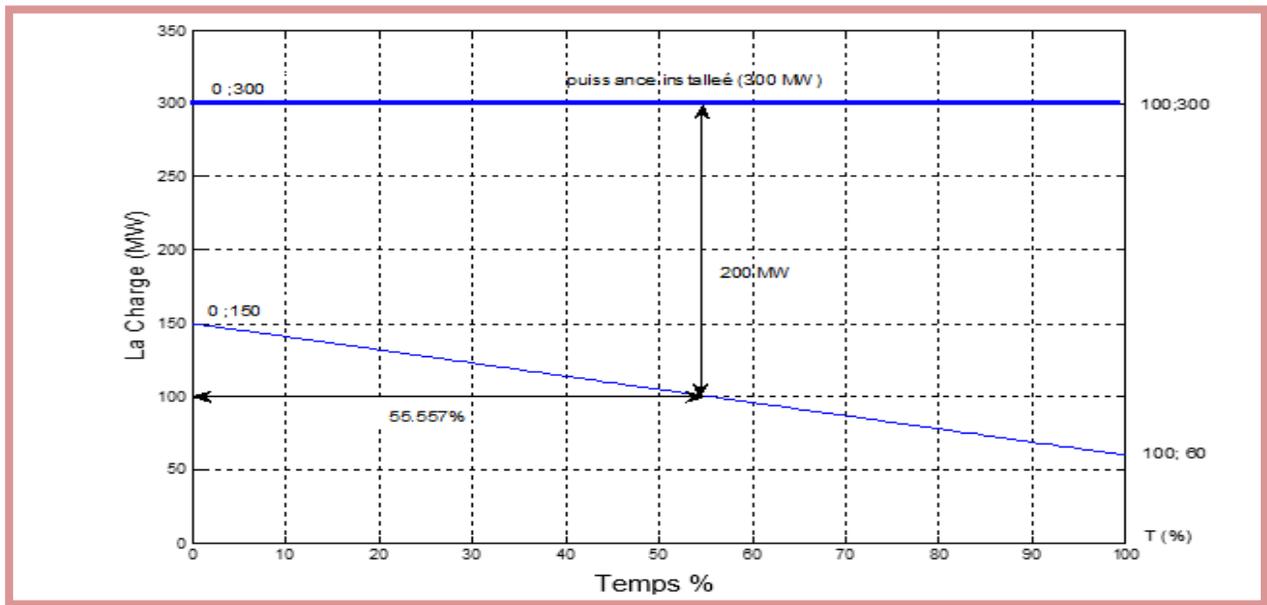


Figure 3.6 : Courbe du pic de charge se produit à trois générateurs

(Charge : max 150 MW ; min 60 MW) en fonction périodes de temps %

0 (panne) = générateur en service.
1 (panne) = générateur en panne

3.4.2.2.2 Deuxième état calcul de LOLE à l'état la charge max 200MW :

La charge est représentée par une ligne droite, elle varie d'un maximum de 200MW à un minimum de 80MW, comme représentée sur la figure 3.7.

Tableau 3.11 : LOLE en utilisant les probabilités individuelles

(Trois générateurs la charge max égale 200MW)

3G			Capacité en panne (MW)	Capacité en service (MW)	Probabilité individuelle	Temps (%)	LOLE (%)	
0	0	0	0	300	0.912673	-	-	
0	0	1	100	200	0.028227	-	-	
0	1	0	100	200	0.028227	-	-	
1	0	0	100	200	0.028227	-	-	
0	1	1	200	100	0.00873	83.33	0.07275	
1	0	1	200	100	0.00873	83.33	0.07275	
1	1	0	200	100	0.00873	83.33	0.07275	
1	1	1	300	0	0.000273	100	0.00273	
LOLE totale							0.2209%	

- L'indice LOLE total du system est de 0.2209% en base de temps. En supposant que l'année est de 365 jours, cet indice LOLE devient 0.8062 jours.

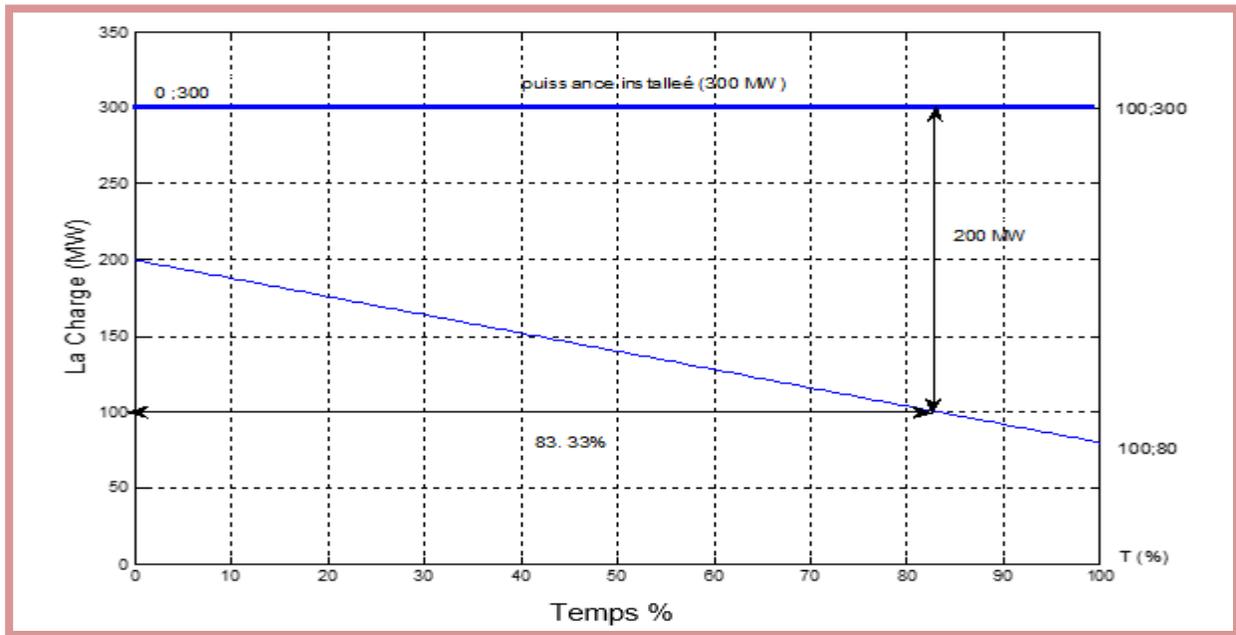


Figure 3.7 : Courbe du pic de charge se produit à trois générateurs

(Charge : max 200 MW ; min 80 MW) en fonction périodes de temps %

0 (panne) = générateur en service.
1 (panne) = générateur en panne

3.4.2.2.3- Troisième état calcul de LOLE à l'état la charge max 250MW :

La charge est représentée par une ligne droite, elle varie d'un maximum de 250MW à un minimum de 100MW, comme représentée sur la figure 3.7.

Tableau 3.12 : LOLE en utilisant les probabilités individuelles

(Trois générateurs la charge égale 250MW)

3G			Capacité en panne (MW)	Capacité en service (MW)	Probabilité individuelle	Temps (%)	LOLE (%)
0	0	0	0	300	0.912673	-	-
0	0	1	100	200	0.028227	33.33	0.9409
0	1	0	100	200	0.028227	33.33	0.9409
1	0	0	100	200	0.028227	33.33	0.9409
0	1	1	200	100	0.00873	100	0.0873
1	0	1	200	100	0.00873	100	0.0873
1	1	0	200	100	0.00873	100	0.0873
1	1	1	300	0	0.000273	100	0.00273
LOLE totale							3.08733%

- L'indice LOLE total du system est de 3.08733% en base de temps. En supposant que l'année est de 365 jours, cet indice LOLE devient 11.2687 jours.

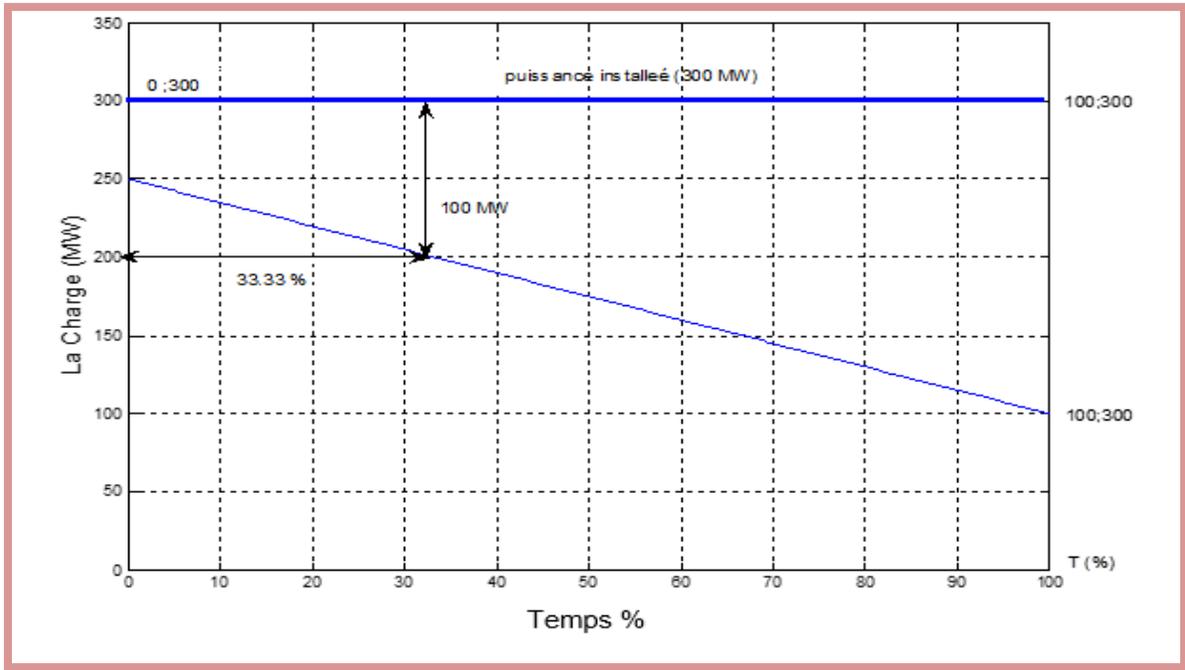


Figure 3.8 : Courbe du pic de charge se produit à trois générateurs (Charge : Max 250 MW ; Min 100 MW) en fonction périodes de temps %

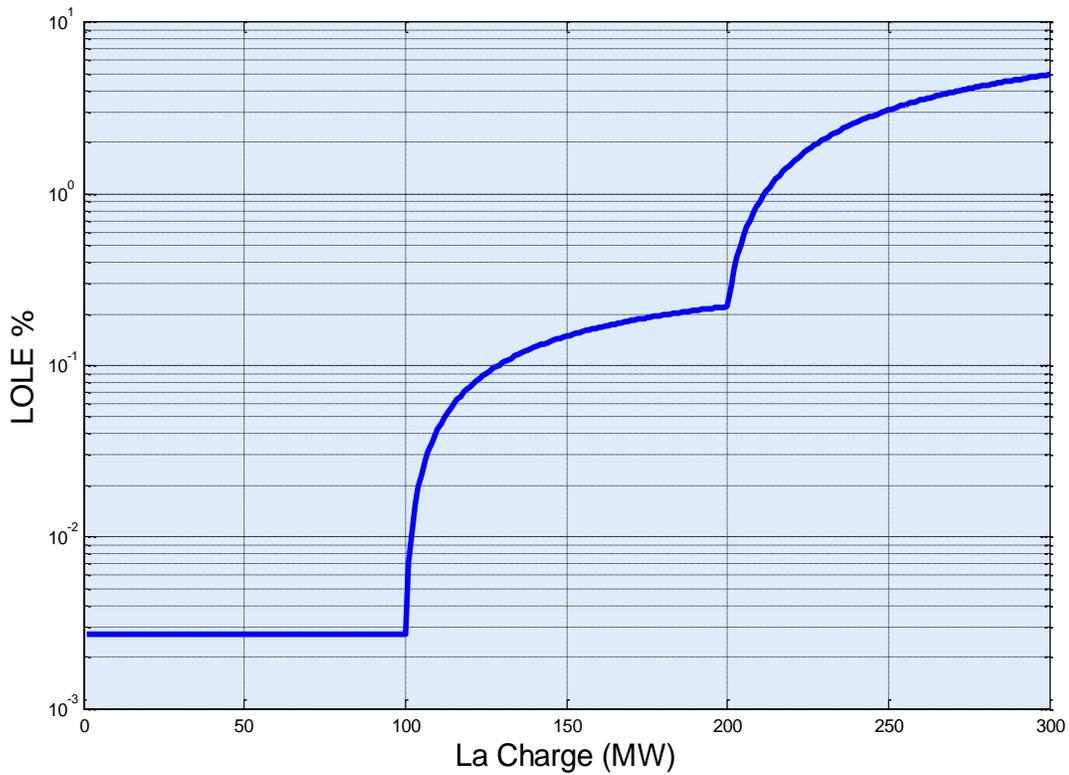


Figure 3.9 : Courbe Variation du risque avec un pic de charge à Trois générateurs

3.4.2.3 Central à quatre générateurs :

3.4.2.3.1- Premier étas calcul de LOLE à d'état la charge max 150MW :

La charge est représentée par une ligne droite, elle varie d'un maximum de 150MW à un minimum de 60MW, comme représentée sur la figure3.10.

Tableau 3.13 : LOLE en utilisant les probabilités individuelles à quatre générateurs

(La charge max égale 150MW)

Etats				Capacité de production en panne(MW)	Capacité de production en service(MW)	Probabilité Individuelle	Temps(%)	LOLE(%)
G1	G2	G3	G4					
0	0	0	0	0	300	0.88529281	-	-
1	0	0	0	50	250	0.02738019	-	-
0	1	0	0	50	250	0.02738019	-	-
1	1	0	0	100	200	0.00084681	-	-
0	0	1	0	100	200	0.02738019	-	-
1	0	1	0	150	150	0.00084681	-	-
0	1	1	0	150	150	0.00084681	-	-
1	1	1	0	200	100	0.00002619	55.556	0.001455
0	0	0	1	100	200	0.02738019	-	-
1	0	0	1	150	150	0.00084681	-	-
0	1	0	1	150	150	0.00084681	-	-
1	1	0	1	200	100	0.00002619	55.556	0.001455
0	0	1	1	200	100	0.00084681	55.556	0.047045
1	0	1	1	250	50	0.00002619	100	0.002619
0	1	1	1	250	50	0.00002619	100	0.002619
1	1	1	1	300	0	0.00000081	100	0.000081
LOLE totale								0.0552%

- L'indice LOLE total du system est de 0.0552% en base de temps. En supposant que l'année est de 365 jours, cet indice LOLE devient 0.20148 jours

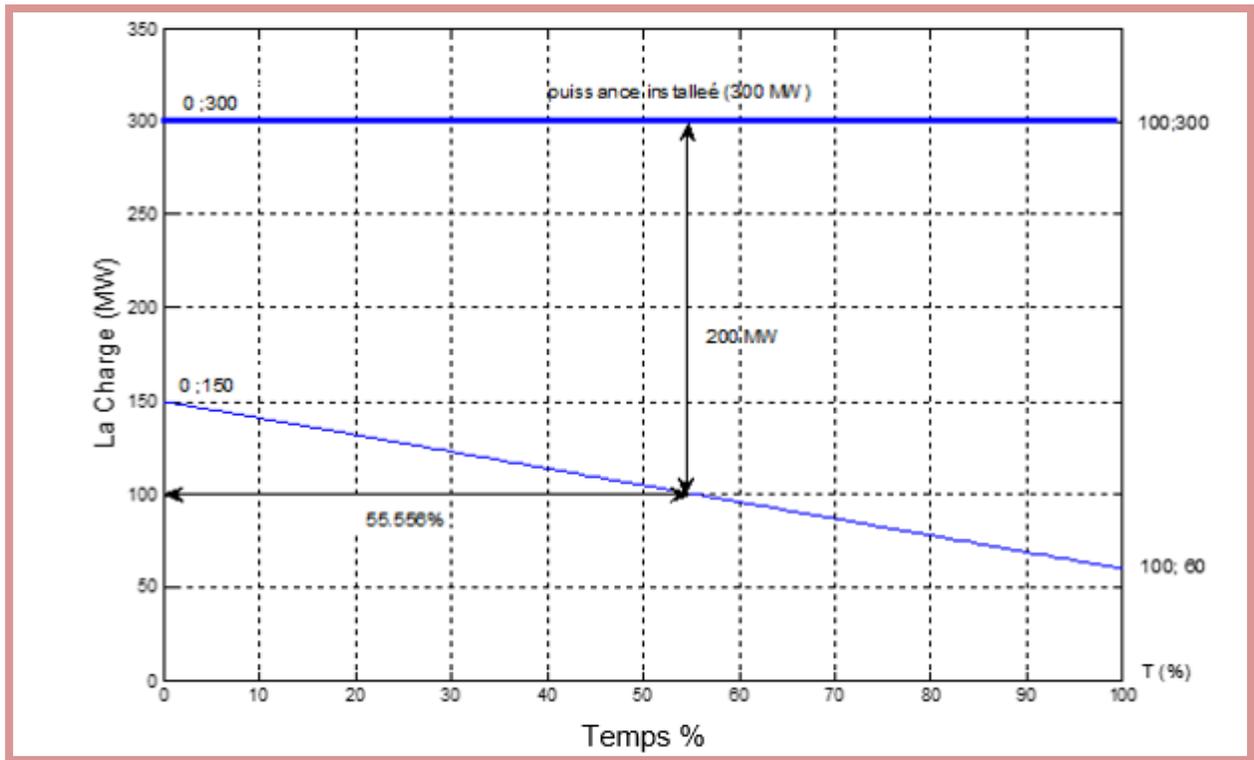


Figure 3.10 : Courbe du pic de charge se produit à quatre générateurs

(Charge : Max 150 MW ; Min 60 MW) en fonction périodes de temps %

3.4.2.3.2- Deuxième étas calcul de LOLE à d'état la charge max 200MW :

La charge est représentée par une ligne droite, elle varie d'un maximum de 200MW à un minimum de 80MW, comme représentée sur la figure 3.11.

Tableau 3.14 : LOLE en utilisant les probabilités individuelles à Quatre générateurs
(La charge max égale 200MW)

Etats				Capacité de production en panne(MW)	Capacité de production en service(MW)	Probabilité Individuelle	Temps(%)	LOLE(%)
G1	G2	G3	G4					
0	0	0	0	0	300	0.88529281	-	-
1	0	0	0	50	250	0.02738019	-	-
0	1	0	0	50	250	0.02738019	-	-
1	1	0	0	100	200	0.00084681	-	-
0	0	1	0	100	200	0.02738019	-	-
1	0	1	0	150	150	0.00084681	41.667	0.035284
0	1	1	0	150	150	0.00084681	41.667	0.035284
1	1	1	0	200	100	0.00002619	83.33	0.0021825
0	0	0	1	100	200	0.02738019	-	-
1	0	0	1	150	150	0.00084681	41.667	0.035284
0	1	0	1	150	150	0.00084681	41.667	0.035284
1	1	0	1	200	100	0.00002619	83.33	0.0021825
0	0	1	1	200	100	0.00084681	83.33	0.070568
1	0	1	1	250	50	0.00002619	100	0.002619
0	1	1	1	250	50	0.00002619	100	0.002619
1	1	1	1	300	0	0.00000081	100	0.000081
LOLE totale								0.2213%

- L'indice LOLE total du system est de 0.2213% en base de temps. En supposant que l'année est de 365 jours, cet indice LOLE devient 0.8077 jours

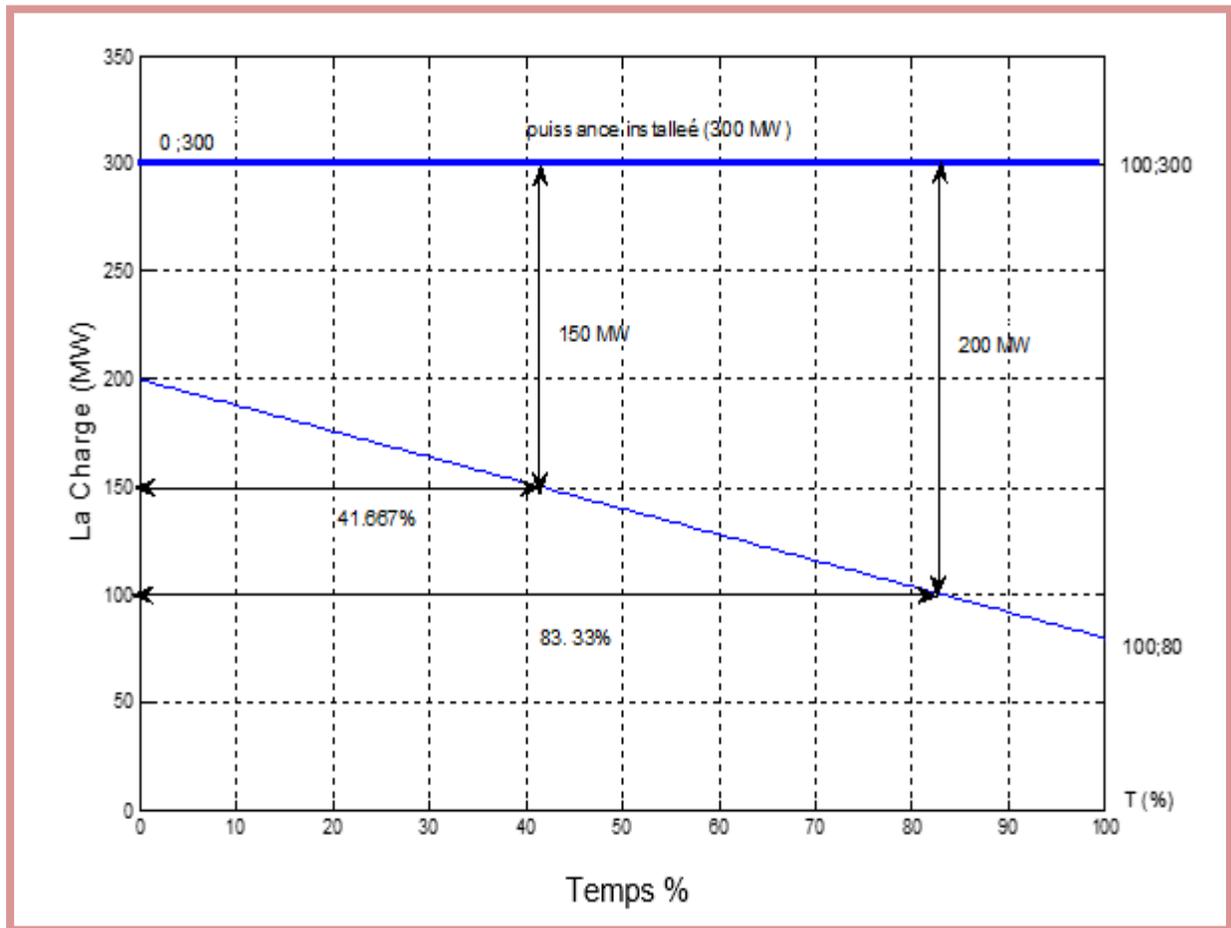


Figure 3.11 : Courbe du pic de charge se produit à quatre générateurs
(Charge : Max 200 MW ; Min 80 MW) en fonction périodes de temps %

3.4.2.3.3- Troisième état calcul de LOLE à l'état la charge max 250MW :

La charge est représentée par une ligne droite, elle varie d'un maximum de 250MW à un minimum de 100MW, comme représentée sur la figure 3.12.

Tableau 3.15 : LOLE en utilisant les probabilités individuelles à Quatre générateurs

(La charge max égale 250MW)

Etats				Capacité de production en panne(MW)	Capacité de production en service(MW)	Probabilité Individuelle	Temps(%)	LOLE(%)
G1	G2	G3	G4					
0	0	0	0	0	300	0.88529281	-	-
1	0	0	0	50	250	0.02738019	-	-
0	1	0	0	50	250	0.02738019	-	-
1	1	0	0	100	200	0.00084681	33.33	0.028227
0	0	1	0	100	200	0.02738019	33.33	0.91267
1	0	1	0	150	150	0.00084681	66.667	0.056454
0	1	1	0	150	150	0.00084681	66.667	0.056454
1	1	1	0	200	100	0.00002619	100	0.002619
0	0	0	1	100	200	0.02738019	33.33	0.91267
1	0	0	1	150	150	0.00084681	66.667	0.056454
0	1	0	1	150	150	0.00084681	66.667	0.056454
1	1	0	1	200	100	0.00002619	100	0.002619
0	0	1	1	200	100	0.00084681	100	0.084681
1	0	1	1	250	50	0.00002619	100	0.002619
0	1	1	1	250	50	0.00002619	100	0.002619
1	1	1	1	300	0	0.00000081	100	0.000081
LOLE totale								2.1745%

- L'indice LOLE total du system est de 2.1745% en base de temps. En supposant que l'année est de 365 jours, cet indice LOLE devient 7.9369 jours

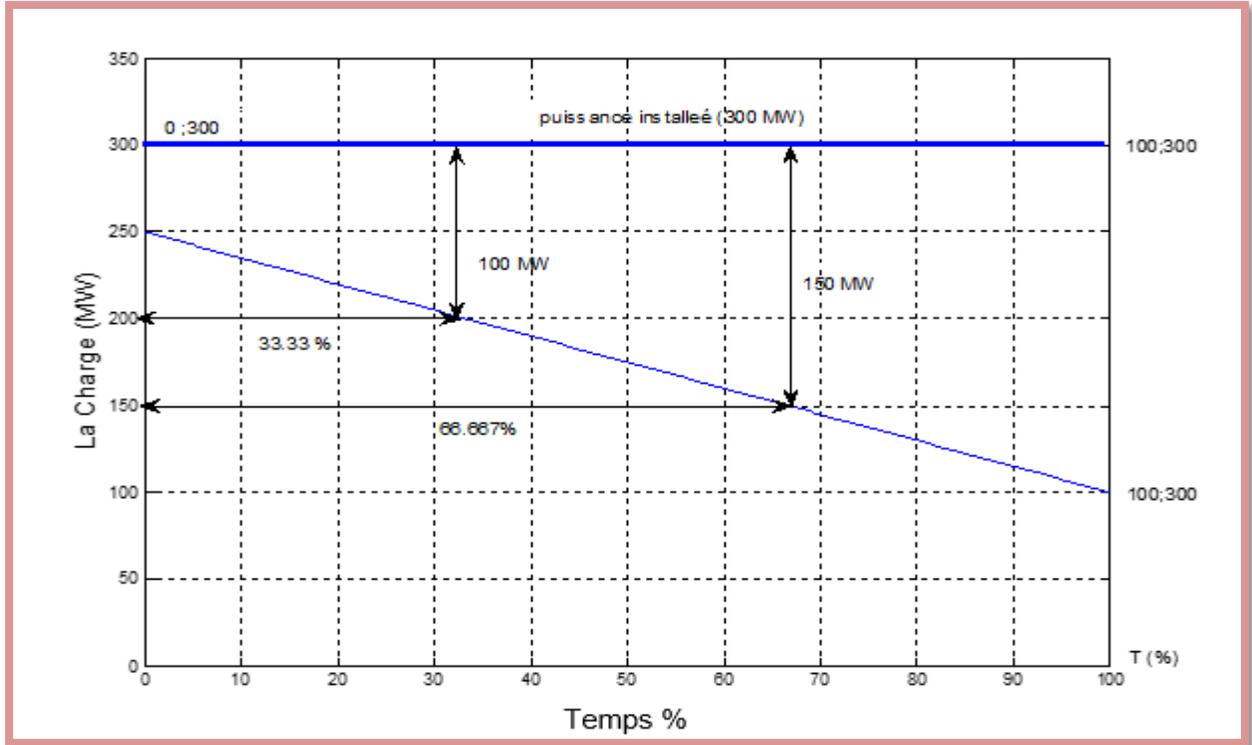


Figure 3.12 : Courbe du pic de charge se produit à quatre générateurs (Charge : Max 250 MW ; Min 100 MW) en fonction périodes de temps %

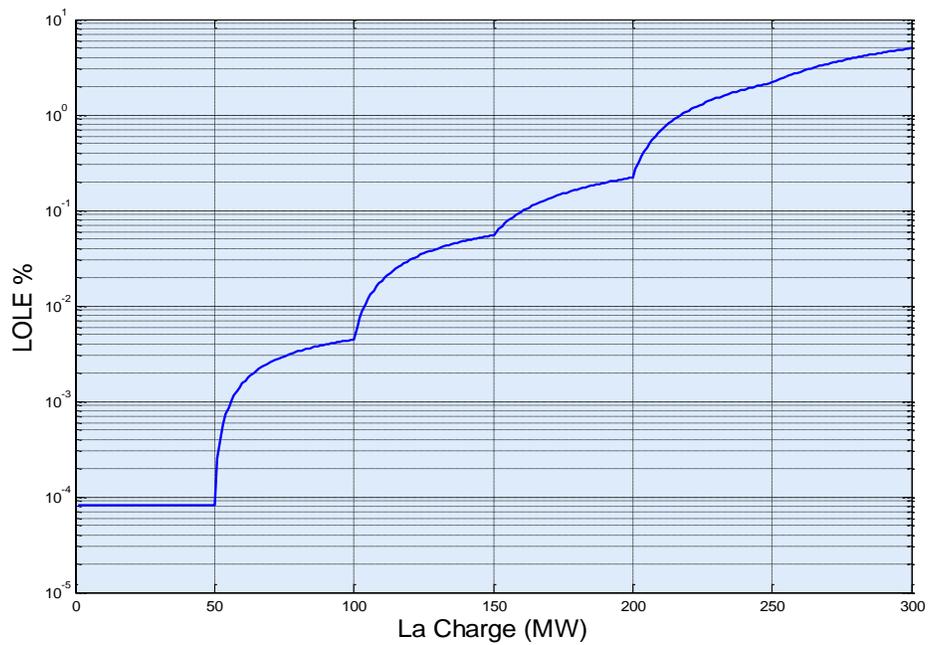


Figure 3.13 : Courbe Variation du risque avec un pic de charge à Quatre générateurs

3.4.2.4- Central à cinq générateurs :

3.4.2.4.1- Premier étas calcul de LOLE à d'état la charge max 150MW :

La charge est représentée par une ligne droite, elle varie d'un maximum de 150 MW à un minimum de 60 MW, comme représentée sur la figure 3.14.

Tableau 3.16 : LOLE en utilisant les probabilités individuelles à cinq générateurs
(La charge max égale 150MW)

Etats					Capacité en panne (MW)	Capacité en service (MW)	Probabilité individuelle	Temps (%)	LOLE %
0	0	0	0	0	0	300	0.8587340257	0	0
1	0	0	0	0	60	240	0.0265587843	0	0
0	1	0	0	0	60	240	0.0265587843	0	0
1	1	0	0	0	120	180	0.0008214057	0	0
0	0	1	0	0	60	240	0.0265587843	0	0
1	0	1	0	0	120	180	0.0008214057	0	0
0	1	1	0	0	120	180	0.0008214057	0	0
1	1	1	0	0	180	120	0.0000254043	33.333	0.00084681
0	0	0	1	0	60	240	0.0265587843	0	0
1	0	0	1	0	120	180	0.0008214057	0	0
0	1	0	1	0	120	180	0.0008214057	0	0
1	1	0	1	0	180	120	0.0000254043	33.333	0.00084681
0	0	1	1	0	120	180	0.0008214057	0	0
1	0	1	1	0	120	180	0.0000254043	33.333	0.00084681
0	1	1	1	0	180	120	0.0000254043	33.333	0.00084681
1	1	1	1	0	240	60	0.0000007857	100	0.00007857
0	0	0	0	1	60	240	0.0265587843	0	0
1	0	0	0	1	120	180	0.0008214057	0	0
0	1	0	0	1	120	180	0.0008214057	0	0
1	1	0	0	1	180	120	0.0008214057	33.333	0.00084681
0	0	1	0	1	120	180	0.0008214057	0	0
1	0	1	0	1	180	120	0.0000254043	33.333	0.00084681
0	1	1	0	1	180	120	0.0000254043	33.333	0.00084681
1	1	1	0	1	240	60	0.0000007857	100	0.00007857
0	0	0	1	1	180	120	0.0008214057	0	0
1	0	0	1	1	180	120	0.0000254043	33.333	0.00084681
0	1	0	1	1	180	120	0.0000254043	33.333	0.00084681
1	1	0	1	1	240	60	0.0000007857	100	0.00007857
0	0	1	1	1	180	120	0.0000254043	33.333	0.00084681
1	0	1	1	1	240	60	0.0000007857	100	0.00007857
0	1	1	1	1	240	60	0.0000007857	100	0.00007857
1	1	1	1	1	300	0	0.0000000243	100	0.00000243
									0.00886%

L'indice LOLE total du system est de 0.00886% en base de temps. En supposant que l'année est de 365 jours, cet indice LOLE devient 0.03235 jours

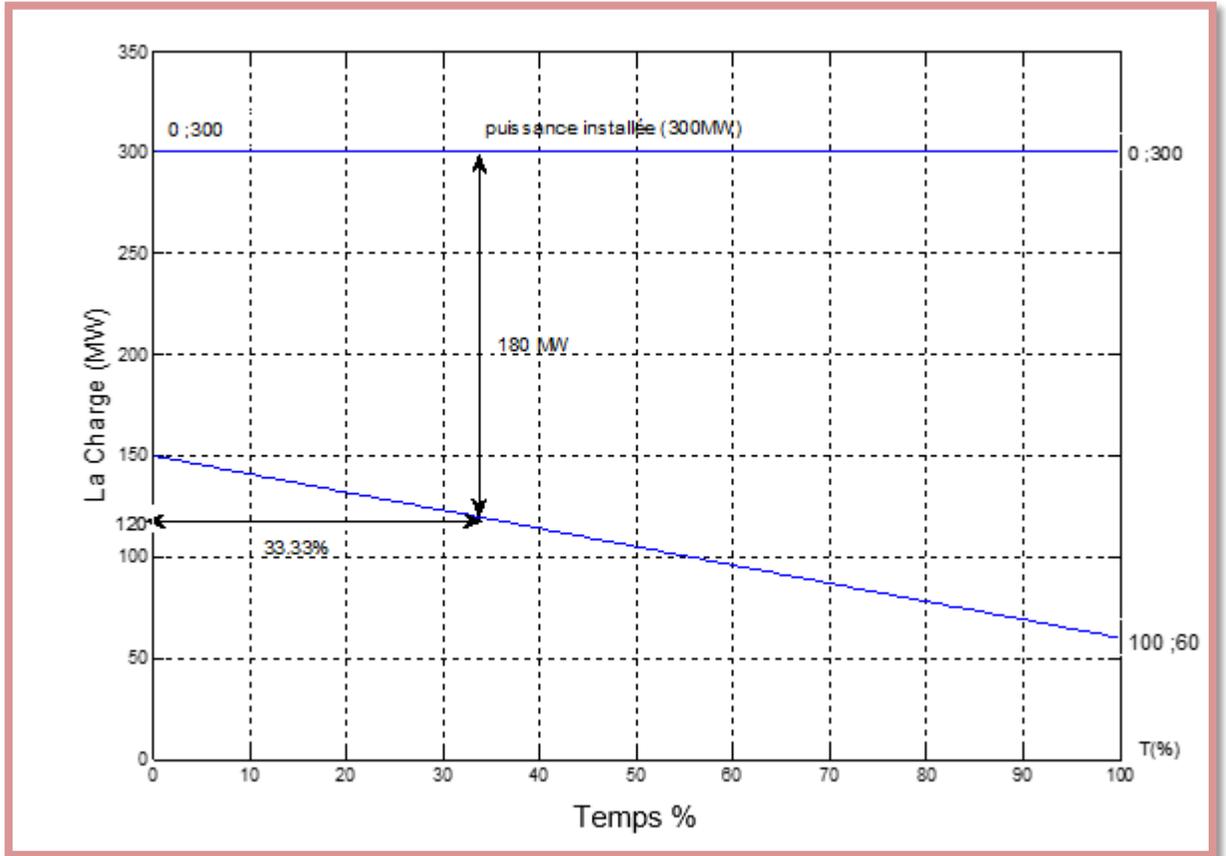


Figure 3.14 Courbe du pic de charge se produit à cinq générateurs

(Charge : Max 150 MW ; Min 60 MW) en fonction périodes de temps %

3.4.2.4.2- Deuxième état calcul de LOLE à d'état la charge max 200MW :

La charge est représentée par une ligne droite, elle varie d'un maximum de 200 MW à un minimum de 80 MW, comme représentée sur la figure 3.14.

Tableau 3.17 : LOLE en utilisant les probabilités individuelles à cinq générateurs
(La charge max égale 200MW)

Etats					Capacité en panne (MW)	Capacité en service (MW)	Probabilité individuelle	Temps (%)	LOLE %
0	0	0	0	0	0	300	0.8587340257	0	0
1	0	0	0	0	60	240	0.0265587843	0	0
0	1	0	0	0	60	240	0.0265587843	0	0
1	1	0	0	0	120	180	0.0008214057	16.667	0.01369
0	0	1	0	0	60	240	0.0265587843	0	0
1	0	1	0	0	120	180	0.0008214057	16.667	0.01369
0	1	1	0	0	120	180	0.0008214057	16.667	0.01369
1	1	1	0	0	180	120	0.0000254043	66.667	0.0016936
0	0	0	1	0	60	240	0.0265587843	0	0
1	0	0	1	0	120	180	0.0008214057	16.667	0.01369
0	1	0	1	0	120	180	0.0008214057	16.667	0.01369
1	1	0	1	0	180	120	0.0000254043	66.667	0.0016936
0	0	1	1	0	120	180	0.0008214057	16.667	0.01369
1	0	1	1	0	120	180	0.0000254043	66.667	0.0016936
0	1	1	1	0	180	120	0.0000254043	66.667	0.0016936
1	1	1	1	0	240	60	0.0000007857	100	0.00007857
0	0	0	0	1	60	240	0.0265587843	0	0
1	0	0	0	1	120	180	0.0008214057	16.667	0.01369
0	1	0	0	1	120	180	0.0008214057	16.667	0.01369
1	1	0	0	1	180	120	0.0008214057	66.667	0.0016936
0	0	1	0	1	120	180	0.0008214057	16.667	0.01369
1	0	1	0	1	180	120	0.0000254043	66.667	0.0016936
0	1	1	0	1	180	120	0.0000254043	66.667	0.0016936
1	1	1	0	1	240	60	0.0000007857	100	0.00007857
0	0	0	1	1	180	120	0.0008214057	16.667	0.01369
1	0	0	1	1	180	120	0.0000254043	66.667	0.0016936
0	1	0	1	1	180	120	0.0000254043	66.667	0.0016936
1	1	0	1	1	240	60	0.0000007857	100	0.00007857
0	0	1	1	1	180	120	0.0000254043	66.667	0.0016936
1	0	1	1	1	240	60	0.0000007857	100	0.00007857
0	1	1	1	1	240	60	0.0000007857	100	0.00007857
1	1	1	1	1	300	0	0.0000000243	100	0.00000243
									0.15423%

L'indice LOLE total du system est de 0.15423% en base de temps. En supposant que l'année est de 365 jours, cet indice LOLE devient 0.5629 jours

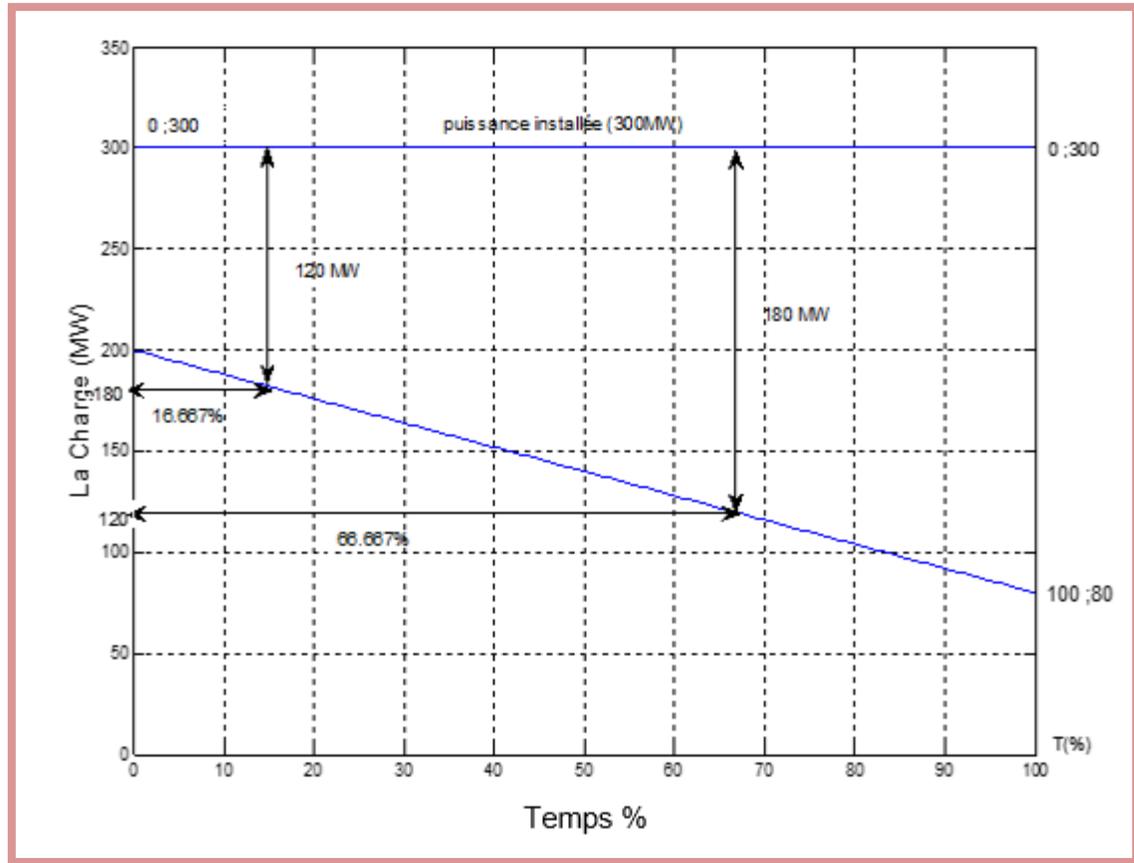


Figure 3.15 : Courbe du pic de charge se produit à cinq générateurs

(Charge : Max 200 MW ; Min 80 MW) en fonction périodes de temps %

3.4.2.4.3- Troisième état calcul de LOLE à d'état la charge max 250MW :

La charge est représentée par une ligne droite, elle varie d'un maximum de 250 MW à un minimum de 100 MW, comme représentée sur la figure 3.16.

Tableau 3.18 : LOLE en utilisant les probabilités individuelles à cinq générateurs

(La charge max égale 250MW)

Etats					Capacité en panne (MW)	Capacité en service (MW)	Probabilité individuelle	Temps (%)	LOLE %
0	0	0	0	0	0	300	0.8587340257	0	0
1	0	0	0	0	60	240	0.0265587843	6.6667	0.17706
0	1	0	0	0	60	240	0.0265587843	6.6667	0.17706
1	1	0	0	0	120	180	0.0008214057	46.667	0.038332
0	0	1	0	0	60	240	0.0265587843	6.6667	0.17706
1	0	1	0	0	120	180	0.0008214057	46.667	0.038332
0	1	1	0	0	120	180	0.0008214057	46.667	0.038332
1	1	1	0	0	180	120	0.0000254043	86.667	0.0022017
0	0	0	1	0	60	240	0.0265587843	6.6667	0.17706
1	0	0	1	0	120	180	0.0008214057	46.667	0.038332
0	1	0	1	0	120	180	0.0008214057	46.667	0.038332
1	1	0	1	0	180	120	0.0000254043	86.667	0.0022017
0	0	1	1	0	120	180	0.0008214057	46.667	0.038332
1	0	1	1	0	120	180	0.0000254043	86.667	0.0022017
0	1	1	1	0	180	120	0.0000254043	86.667	0.0022017
1	1	1	1	0	240	60	0.0000007857	100	0.00007857
0	0	0	0	1	60	240	0.0265587843	6.6667	0.17706
1	0	0	0	1	120	180	0.0008214057	46.667	0.038332
0	1	0	0	1	120	180	0.0008214057	46.667	0.038332
1	1	0	0	1	180	120	0.0008214057	86.667	0.0022017
0	0	1	0	1	120	180	0.0008214057	46.667	0.038332
1	0	1	0	1	180	120	0.0000254043	86.667	0.0022017
0	1	1	0	1	180	120	0.0000254043	86.667	0.0022017
1	1	1	0	1	240	60	0.0000007857	100	0.00007857
0	0	0	1	1	180	120	0.0008214057	46.667	0.038332
1	0	0	1	1	180	120	0.0000254043	86.667	0.0022017
0	1	0	1	1	180	120	0.0000254043	86.667	0.0022017
1	1	0	1	1	240	60	0.0000007857	100	0.00007857
0	0	1	1	1	180	120	0.0000254043	86.667	0.0022017
1	0	1	1	1	240	60	0.0000007857	100	0.00007.857
0	1	1	1	1	240	60	0.0000007857	100	0.00007857
1	1	1	1	1	300	0	0.0000000243	100	0.00000243
									1.29103%

L'indice LOLE total du system est de 1.29103% en base de temps. En supposant que l'année est de 365 jours, cet indice LOLE devient 4.71226 jours

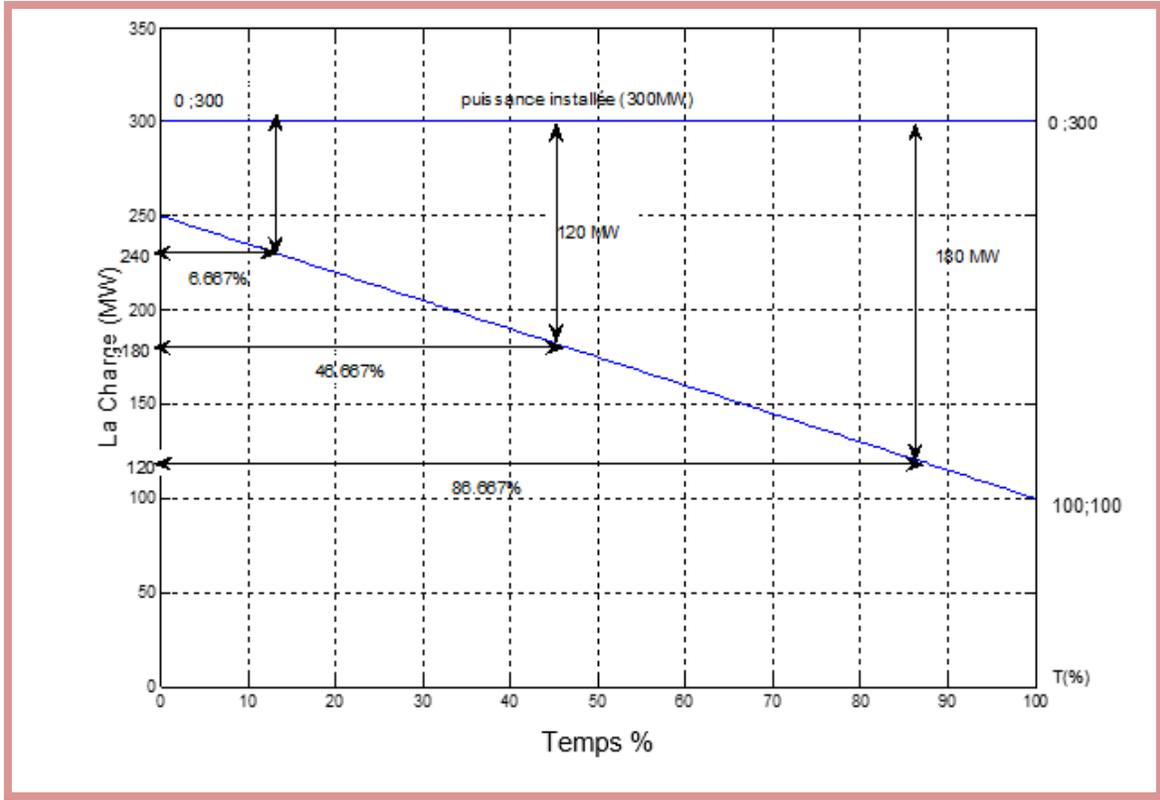


Figure 3.16 : Courbe du pic de charge se produit à cinq générateurs
(Charge : Max 250 MW ; Min 100 MW) en fonction périodes de temps %

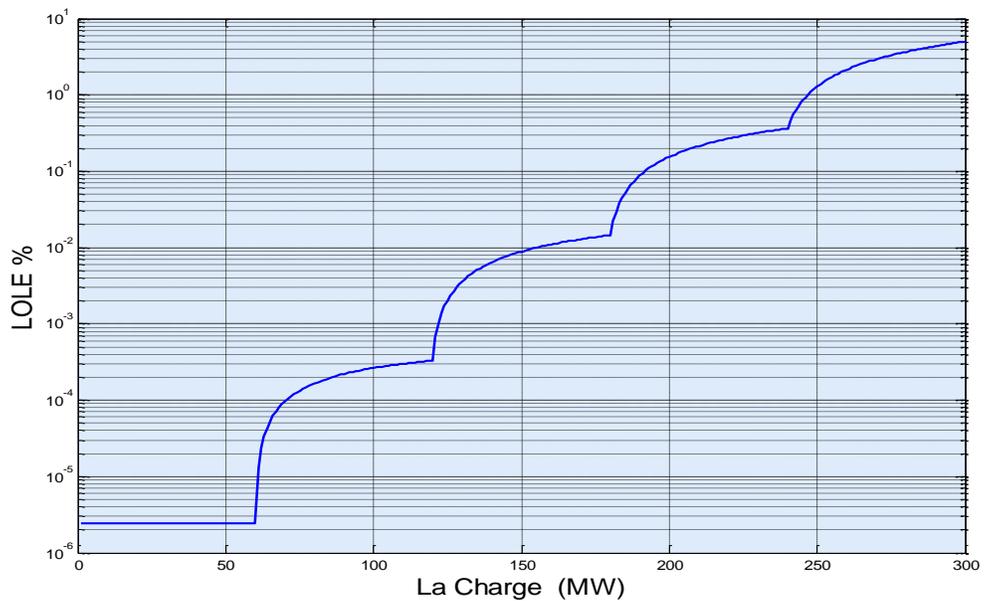


Figure 3.17 : Courbe Variation du risque avec un pic de charge à cinq générateurs

Tableau 3.19 : Sensibilité de LOLE en fonction du N^{bre} de générateur de la centrale électrique.

Charge (MW)	Configuration de la centrale électrique			
	2 générateurs	3 générateurs	4 générateurs	5 générateurs
	LOLE jour/an			
150	0.09	0.1482	0.0552	0.00886
200	3.325	0.2209	0.2213	0.15423
250	4.78	3.0873	2.1745	1.29103

3.4.2.5 Discussion des résultats :

Les résultats de la dernière section concernant le calcul de LOLE pour les différents cas d'étude sont regroupés dans le Tableau ci-dessus. Il peut être conclu ce qui suit :

Il est frappant que LOLE est sensible à la variation du nombre de générateurs dans la centrale électrique. Par conséquent le nombre d'états dans l'analyse du système est important, le nombre élevé des états du système comprend plus de possibilité favorable pour le bon fonctionnement du système d'une part, d'autre part la puissance totale installée est répartie sur plusieurs unités de production (générateur), ce qui diminue la puissance qui peut être hors service par la panne des générateur.

Dans chaque configuration il est très remarquable que chaque fois la réserve de la puissance installée est importante, le système devient plus fiable, ce qui est traduit par une diminution de LOLE.

3.4.3-Effet de la variation du taux de panne forcé (U) sur LOLE :

Dans cette section d'application de la thèse, le calcul de l'indice LOLE est effectué pour une centrale à quatre générateurs pour les différents cas de figures concernant la variation du taux de panne forcé, et dans chaque cas la charge a été variée pour étudier l'influence sur l' LOLE. Voir le tableau 3.20.

Tableau 3.20 : Les variations du taux de panne forcé avec la charge

N° Centrale	Etas	Probabilité favorable A	Probabilité défavorable U	Charge Maximale
Quatre générateurs	1 ^{er} êtas	0.99	0.01	250, 200, 150
	2 ^{eme} êtas	0.98	0.02	250, 200, 150
	3 ^{eme} êtas	0.97	0.03	250, 200, 150
	4 ^{eme} êtas	0.96	0.04	250, 200, 150

3.4.3.1-Première cas : A=0.99 et U=0.01

3.4.3.1.1- Calcul de LOLE à d'état la charge max 150MW :

La charge 150MW pour (quatre) générateurs : la probabilité favorable (A)= 0,99 et la probabilité défavorable (U) = 0,01

Tableau 3.21 : LOLE en utilisant les probabilités individuelles à quatre générateurs

(La charge max égale 150MW) pour U=0.01

Capacité de production en panne(MW)	Capacité de production en service(MW)	Probabilité individuelle	Temps(%)	LOLE(%)
0	300	0.9606	0	0
50	250	0.009703	0	0
50	250	0.009703	0	0
100	200	0.00009801	0	0
100	200	0.009703	0	0
150	150	0.00009801	0	0
150	150	0.00009801	0	0
200	100	0.00000099	55.556	0.000055
100	200	0.009703	0	0
150	150	0.00009801	0	0
150	150	0.00009801	0	0
200	100	0.00000099	55.556	0.000055
200	100	0.00009801	55.556	0.005445
250	50	0.00000099	100	0.000099
250	50	0.00000099	100	0.000099
300	0	0.00000001	100	0.000001

L'indice LOLE total du system est de 0.00570% en base de temps.

0.00570%

En supposant que l'année est de 365 jours, cet indice LOLE devient 0.02083 jours.

3.4.3.1.2- Calcul de LOLE à d'état la charge max 200MW :

La charge 200MW pour (quatre) générateurs : la probabilité favorable (A)= 0,99 et la probabilité défavorable (U) = 0,01

Tableau 3.22 : LOLE en utilisant les probabilités individuelles à quatre générateurs

(La charge max égale 200MW) pour U=0.01

Capacité de production en panne(MW)	Capacité de production en service(MW)	Probabilité individuelle	Temps(%)	LOLE(%)
0	300	0.9606	0	0
50	250	0.009703	0	0
50	250	0.009703	0	0
100	200	0.00009801	0	0
100	200	0.009703	0	0
150	150	0.00009801	41.667	0.0040837
150	150	0.00009801	41.667	0.0040837
200	100	0.00000099	83.333	0.000055
100	200	0.009703	0	0
150	150	0.00009801	41.667	0.0040837
150	150	0.00009801	41.667	0.0040837
200	100	0.00000099	83.333	0.0000824
200	100	0.00009801	83.333	0.0081671
250	50	0.00000099	100	0.000099
250	50	0.00000099	100	0.000099
300	0	0.00000001	100	0.000001
				0.02478%

L'indice LOLE total du system est de 0.02478% en base de temps. En supposant que l'année est de 365 jours, cet indice LOLE devient 0.09045 jours.

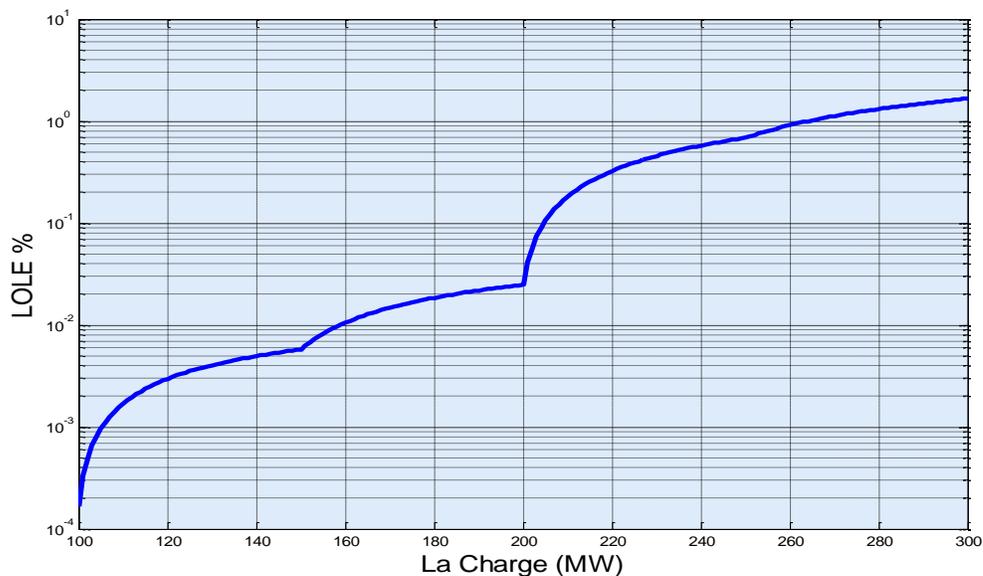
3.4.3.1.3- Calcul de LOLE à d'état la charge max 250MW :

La charge 150MW pour (quatre) générateurs : la probabilité favorable (A)= 0,99 et la probabilité défavorable (U) = 0,01

Tableau 3.23 : LOLE en utilisant les probabilités individuelles à quatre générateurs(La charge max égale 250MW) pour $U=0.01$

Capacité de production en panne(MW)	Capacité de production en service(MW)	Probabilité individuelle	Temps(%)	LOLE(%)
0	300	0.9606	0	0
50	250	0.009703	0	0
50	250	0.009703	0	0
100	200	0.00009801	33.333	0.003267
100	200	0.009703	33.333	0.32343
150	150	0.00009801	66.667	0.006534
150	150	0.00009801	66.667	0.006534
200	100	0.00000099	100	0.000099
100	200	0.009703	33.333	0.32343
150	150	0.00009801	66.667	0.006534
150	150	0.00009801	66.667	0.006534
200	100	0.00000099	100	0.000099
200	100	0.00009801	100	0.009801
250	50	0.00000099	100	0.000099
250	50	0.00000099	100	0.000099
300	0	0.00000001	100	0.000001
				0.6864%

L'indice LOLE total du system est de 0.6864% en base de temps. En supposant que l'année est de 365 jours, cet indice LOLE devient 2.5054 jours.

**Figure 3.18** : Courbe de pic de charge d'une centrale à quatre générateurs $U=0.01$

3.4.3.2-Deuxième cas : A=0.98 et U=0.02

3.4.3.2.1- Calcul de LOLE à d'état la charge max 150MW :

La charge 150MW pour (quatre) générateurs : la probabilité favorable (A)= 0,98 et la probabilité défavorable (U) = 0,02

Tableau 3.24 : LOLE en utilisant les probabilités individuelles à quatre générateurs

(La charge max égale 150MW) pour U=0.02

<i>Capacité de production en panne(MW)</i>	<i>Capacité de production en service(MW)</i>	<i>Probabilité individuelle</i>	<i>Temps(%)</i>	<i>LOLE(%)</i>
0	300	0.92237	0	0
50	250	0.018824	0	0
50	250	0.018824	0	0
100	200	0.00038416	0	0
100	200	0.018824	0	0
150	150	0.00038416	0	0
150	150	0.00038416	0	0
200	100	0.00000784	55.556	0.0004355
100	200	0.018824	0	0
150	150	0.00038416	0	0
150	150	0.00038416	0	0
200	100	0.00000784	55.556	0.0004355
200	100	0.00038416	55.556	0.021342
250	50	0.00000784	100	0.000784
250	50	0.00000784	100	0.000784
300	0	0.0000016	100	0.000016
				0.02379%

L'indice LOLE total du system est de 0.02379% en base de temps. En supposant que l'année est de 365 jours, cet indice LOLE devient 0.08685 jours.

3.4.3.2.2- Calcul de LOLE à d'état la charge max 200MW :

La charge 200MW pour (quatre) générateurs : la probabilité favorable (A)= 0,98 et la probabilité défavorable (U) = 0,02

Tableau 3.25 : LOLE en utilisant les probabilités individuelles à quatre générateurs(La charge max égale 200MW) pour $U=0.02$

Capacité de production en panne(MW)	Capacité de production en service(MW)	Probabilité individuelle	Temps(%)	LOLE(%)
0	300	0.92237	0	0
50	250	0.018824	0	0
50	250	0.018824	0	0
100	200	0.00038416	0	0
100	200	0.018824	0	0
150	150	0.00038416	41.667	0.016007
150	150	0.00038416	41.667	0.016007
200	100	0.00000784	83.333	0.00065333
100	200	0.018824	0	0
150	150	0.00038416	41.667	0.016007
150	150	0.00038416	41.667	0.016007
200	100	0.00000784	83.333	0.00065333
200	100	0.00038416	83.333	0.032013
250	50	0.00000784	100	0.000784
250	50	0.00000784	100	0.000784
300	0	0.00000016	100	0.0000016
				0.03488%

L'indice LOLE total du system est de 0.03488% en base de temps. En supposant que l'année est de 365 jours, cet indice LOLE devient 5.1499 jours.

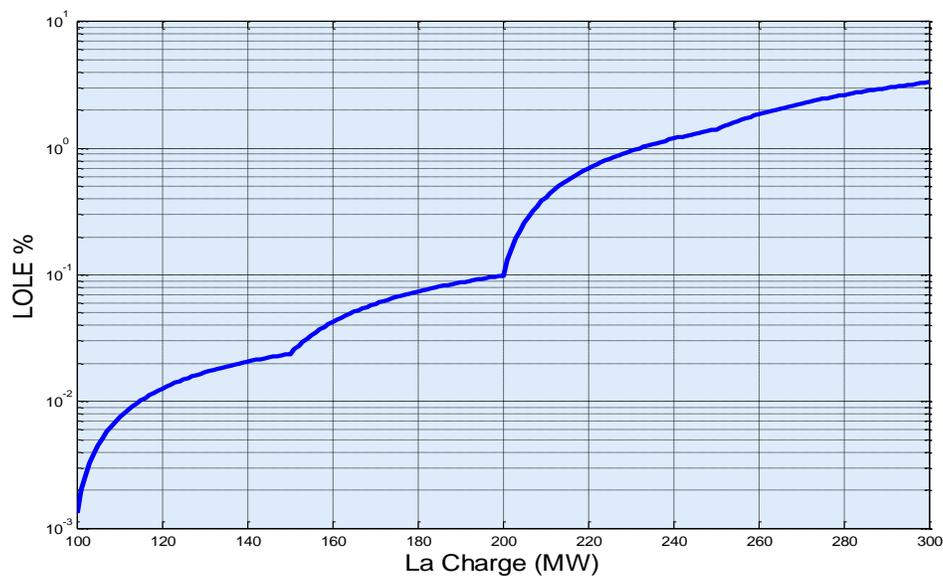
3.4.3.2.3- Calcul de LOLE à d'état la charge max 250MW :

La charge 250MW pour (quatre) générateurs : la probabilité favorable (A)= 0,98 et la probabilité défavorable (U) = 0,02

Tableau 3.26 : LOLE en utilisant les probabilités individuelles à quatre générateurs(La charge max égale 250MW) pour $U=0.02$

Capacité de production en panne(MW)	Capacité de production en service(MW)	Probabilité individuelle	Temps(%)	LOLE(%)
0	300	0.92237	0	0
50	250	0.018824	0	0
50	250	0.018824	0	0
100	200	0.00038416	33.333	0.012805
100	200	0.018824	33.333	0.62746
150	150	0.00038416	66.667	0.025611
150	150	0.00038416	66.667	0.025611
200	100	0.00000784	100	0.000784
100	200	0.018824	33.333	0.62746
150	150	0.00038416	66.667	0.025611
150	150	0.00038416	66.667	0.025611
200	100	0.00000784	100	0.000784
200	100	0.00038416	100	0.038416
250	50	0.00000784	100	0.000784
250	50	0.00000784	100	0.000784
300	0	0.0000016	100	0.000016
				1.4109%

L'indice LOLE total du system est de 1.4109% en base de temps. En supposant que l'année est de 365 jours, cet indice LOLE devient 5.1499 jours.

**Figure 3.19** : Courbe de pic de charge d'une centrale à quatre générateurs $U=0.02$

3.4.3.3-Troisième cas : A=0.97 et U=0.03

3.4.3.2.1- Calcul de LOLE à d'état la charge max 150MW :

La charge 150MW pour (quatre) générateurs : la probabilité favorable (A)= 0,97 et la probabilité défavorable (U) = 0,03

Tableau 3.27 : LOLE en utilisant les probabilités individuelles à quatre générateurs

(La charge max égale 150MW) pour U=0.03

Capacité de production en panne(MW)	Capacité de production en service(MW)	Probabilité Individuelle	Temps(%)	LOLE(%)
0	300	0.88529281	-	-
50	250	0.02738019	-	-
50	250	0.02738019	-	-
100	200	0.00084681	-	-
100	200	0.02738019	-	-
150	150	0.00084681	-	-
150	150	0.00084681	-	-
200	100	0.00002619	55.556	0.001455
100	200	0.02738019	-	-
150	150	0.00084681	-	-
150	150	0.00084681	-	-
200	100	0.00002619	55.556	0.001455
200	100	0.00084681	55.556	0.047045
250	50	0.00002619	100	0.002619
250	50	0.00002619	100	0.002619
300	0	0.00000081	100	0.000081
				0.0552%

L'indice LOLE total du system est de 0.0552% en base de temps. En supposant que l'année est de 365 jours, cet indice LOLE devient 0.20148 jours

3.4.3.2.1- Calcul de LOLE à d'état la charge max 200MW :

La charge 200MW pour (quatre) générateurs : la probabilité favorable (A)= 0,97 et la probabilité défavorable (U) = 0,03

Tableau 3.28 : LOLE en utilisant les probabilités individuelles à quatre générateurs

(La charge max égale 200MW) pour U=0.03

Capacité de production en panne(MW)	Capacité de production en service(MW)	Probabilité individuelle	Temps(%)	LOLE(%)
0	300	0.88529281	-	-
50	250	0.02738019	-	-
50	250	0.02738019	-	-
100	200	0.00084681	-	-
100	200	0.02738019	-	-
150	150	0.00084681	41.667	0.035284
150	150	0.00084681	41.667	0.035284
200	100	0.00002619	83.33	0.0021825
100	200	0.02738019	-	-
150	150	0.00084681	41.667	0.035284
150	150	0.00084681	41.667	0.035284
200	100	0.00002619	83.33	0.0021825
200	100	0.00084681	83.33	0.070568
250	50	0.00002619	100	0.002619
250	50	0.00002619	100	0.002619
300	0	0.00000081	100	0.000081
				0.2213%

L'indice LOLE total du system est de 0.2213% en base de temps. En supposant que l'année est de 365 jours, cet indice LOLE devient 0.8077 jours

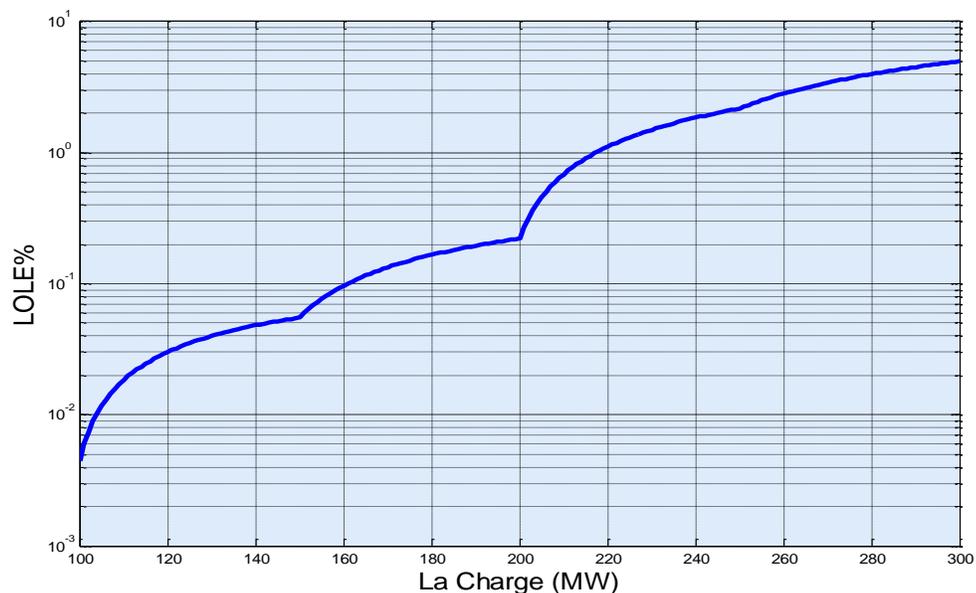
3.4.3.2.1- Calcul de LOLE à d'état la charge max 250MW :

La charge 250MW pour (quatre) générateurs : la probabilité favorable (A)= 0,97 et la probabilité défavorable (U) = 0,03

Tableau 3.29 : LOLE en utilisant les probabilités individuelles à quatre générateurs(La charge max égale 250MW) pour $U=0.03$

Capacité de production en panne(MW)	Capacité de production en service(MW)	Probabilité individuelle	Temps(%)	LOLE(%)
0	300	0.88529281	-	-
50	250	0.02738019	-	-
50	250	0.02738019	-	-
100	200	0.00084681	33.33	0.028227
100	200	0.02738019	33.33	0.91267
150	150	0.00084681	66.667	0.056454
150	150	0.00084681	66.667	0.056454
200	100	0.00002619	100	0.002619
100	200	0.02738019	33.33	0.91267
150	150	0.00084681	66.667	0.056454
150	150	0.00084681	66.667	0.056454
200	100	0.00002619	100	0.002619
200	100	0.00084681	100	0.084681
250	50	0.00002619	100	0.002619
250	50	0.00002619	100	0.002619
300	0	0.00000081	100	0.000081
				2.1745%

L'indice LOLE total du system est de 2.1745% en base de temps. En supposant que l'année est de 365 jours, cet indice LOLE devient 7.9369 jours.

**Figure 3.20** : Courbe de pic de charge d'une centrale à quatre générateurs $U=0.03$

3.4.3.4-Quatrième cas : A=0.96 et U=0.04

3.4.3.4.1- Calcul de LOLE à d'état la charge max 150MW :

La charge 150MW pour (quatre) générateurs : la probabilité favorable (A)= 0,96 et la probabilité défavorable (U) = 0,04

Tableau 3.30 : LOLE en utilisant les probabilités individuelles à quatre générateurs

(La charge max égale 150MW) pour U=0.04

Capacité de production en panne(MW)	Capacité de production en service(MW)	Probabilité individuelle	Temps(%)	LOLE(%)
0	300	0.84935	0	0
50	250	0.035389	0	0
50	250	0.035389	0	0
100	200	0.0014746	0	0
100	200	0.035389	0	0
150	150	0.0014746	0	0
150	150	0.0014746	0	0
200	100	0.00006144	55.556	0.0034133
100	200	0.035389	0	0
150	150	0.0014746	0	0
150	150	0.0014746	0	0
200	100	0.00006144	55.556	0.0034133
200	100	0.0014746	55.556	0.08192
250	50	0.00006144	100	0.006144
250	50	0.00006144	100	0.006144
300	0	0.00002.56	100	0.000256
				0.10129%

L'indice LOLE total du system est de 0.10129% en base de temps. En supposant que l'année est de 365 jours, cet indice LOLE devient 0.36970 jours

3.4.3.4.1- Calcul de LOLE à d'état la charge max 200MW :

La charge 200MW pour (quatre) générateurs : la probabilité favorable (A)= 0,96 et la probabilité défavorable (U) = 0,04

Tableau 3.31 : LOLE en utilisant les probabilités individuelles à quatre générateurs(La charge max égale 200MW) pour $U=0.04$

Capacité de production en panne(MW)	Capacité de production en service(MW)	Probabilité Individuelle	Temps(%)	LOLE(%)
0	300	0.84935	0	0
50	250	0.035389	0	0
50	250	0.035389	0	0
100	200	0.0014746	0	0
100	200	0.035389	0	0
150	150	0.0014746	41.667	0.06144
150	150	0.0014746	41.667	0.06144
200	100	6.144e-005	83.333	0.00512
100	200	0.035389	0	0
150	150	0.0014746	41.667	0.06144
150	150	0.0014746	41.667	0.06144
200	100	6.144e-005	83.333	0.00512
200	100	0.0014746	83.333	0.12288
250	50	6.144e-005	100	0.006144
250	50	6.144e-005	100	0.006144
300	0	2.56e-006	100	0.000256
				0.1293%

L'indice LOLE total du system est de 0.1293% en base de temps. En supposant que l'année est de 365 jours, cet indice LOLE devient 0.47194 jours

3.4. 3.4.1- Calcul de LOLE à d'état la charge max 250MW :

La charge 250MW pour (quatre) générateurs : la probabilité favorable (A)= 0,96 et la probabilité défavorable (U) = 0,04

Tableau 3.32 : LOLE en utilisant les probabilités individuelles à quatre générateurs(La charge max égale 250MW) pour $U=0.04$

Capacité de production en panne(MW)	Capacité de production en service(MW)	Probabilité Individuelle	Temps(%)	LOLE(%)
0	300	0.84935	0	0
50	250	0.035389	0	0
50	250	0.035389	0	0
100	200	0.0014746	33.333	0.049152
100	200	0.035389	33.333	1.1796
150	150	0.0014746	66.667	0.098304
150	150	0.0014746	66.667	0.098304
200	100	6.144e-005	100	0.006144
100	200	0.035389	33.333	1.1796
150	150	0.0014746	66.667	0.098304
150	150	0.0014746	66.667	0.098304
200	100	6.144e-005	100	0.006144
200	100	0.0014746	100	0.14746
250	50	6.144e-005	100	0.006144
250	50	6.144e-005	100	0.006144
300	0	2.56e-006	100	0.000256
				2.9236%

L'indice LOLE total du system est de 2.9236% en base de temps. En supposant que l'année est de 365 jours, cet indice LOLE devient 10.6713 jours

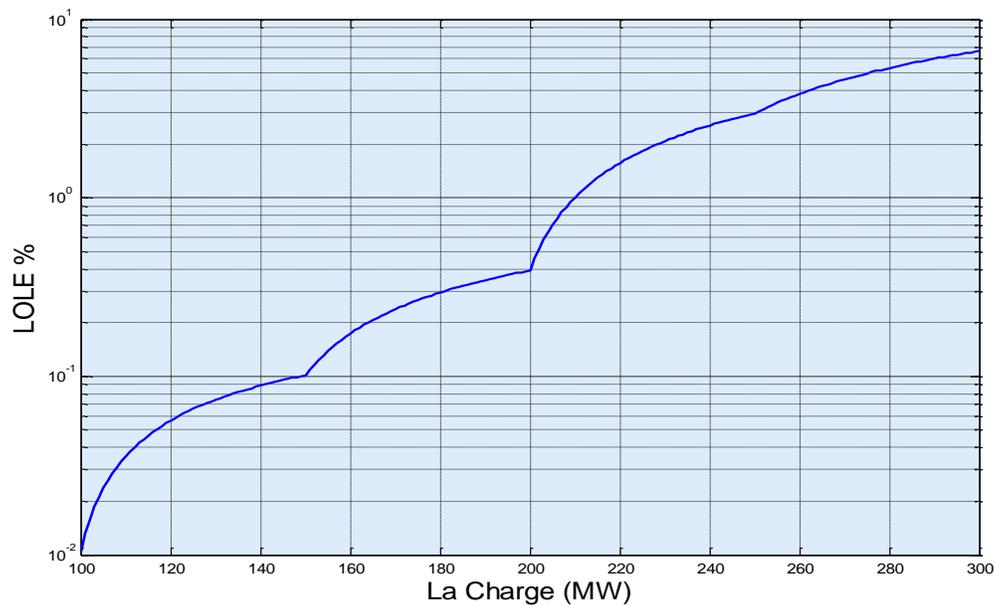


Figure 3.21 : Courbe de pic de charge d'une centrale à quatre générateurs $U=0.04$

Remarque :

- ❖ Il peut être remarqué que LOLE soit sensible à la variation de la charge et à la variation du taux de panne forcé.
- ❖ Pour la même charge, la diminution de la fiabilité des unités de production se traduit par la diminution de la fiabilité du système de production. Il est très remarquable que chaque fois la réserve de la puissance installée est importante (diminution de la charge max) pour la même constante U (taux de panne forcé) le système devient plus fiable, ce qui se traduit par une diminution de LOLE.

3.5 La Maintenance et son effet sur l'indice LOLE [14] :

La tâche principale d'un ingénieur est de garantir la disponibilité des systèmes industriels, c'est-à-dire, d'assurer que le système fonctionne lorsqu'on le sollicite. La responsabilité de cette tâche repose sur la maintenance.

Les exemples d'évaluation de la capacité du système précédemment considérées comme hypothèse que le modèle de la charge appliquée à l'ensemble de la période, et que le modèle de la capacité du système est également applicable pendant toute la période.

Prenant un exemple d'un système de production d'une puissance installée de 300 MW composé de cinq générateurs chacun sa capacité individuelle comme représenté la figure ci-dessous.

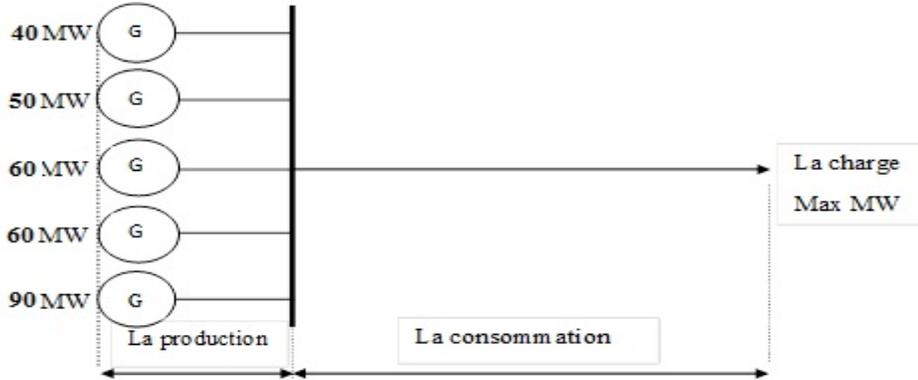


Figure 3.22 : Modèle de système à cinq générateurs

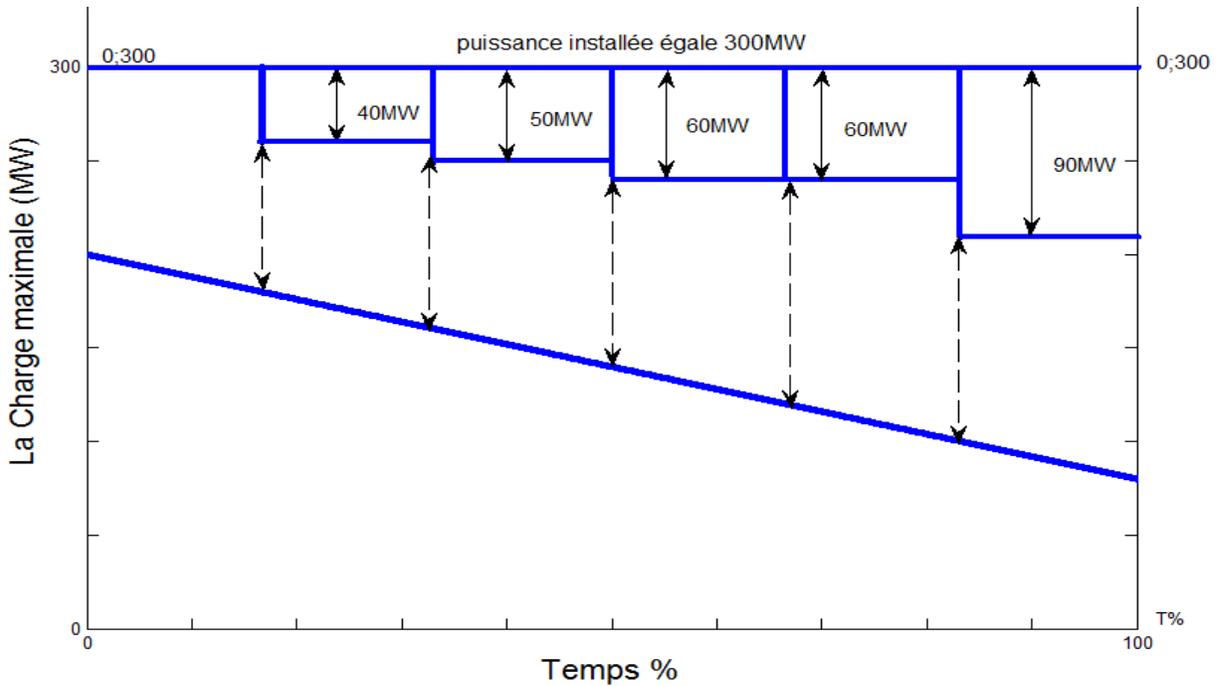


Figure 3.23 : Plan de maintenance Courbe du pic charge périodes de temps %

Dans cette section de l'application de la thèse, le calcul de l'indice LOLE est effectué pour après et sans la maintenance cas de figures pour étudier l'influence sur l' LOLE. Voir le tableau 3.33.

Tableau 3. 33 : Sensibilité de LOLE par rapport à la maintenance

Capacité installée (MW)	La charge maximale (MW)	Centrale à cinq générateurs							
		Les mois						LOLE Total avec maintenance	LOLE Total sans maintenance
		01-02	03-04	05-06	07-08	09-10	11-12		
		LOLE (%)							
300	150	0,001	0,011	0,006	0,001	0,0007	0,0002	0,0193	0.0015
	200	0,027	0,083	0,033	0,023	0,013	0,004	0,183	0.027
	250	0,245	0,526	0,385	0,254	0,133	0,044	1,586	0.245
	300	0,833	2,756	1,868	0,832	0,619	0,715	7,622	0.833

D'après ce tableau on peut remarquer que le risque LOLE après la maintenance s'augmente par rapport à celui du cas sans maintenance car la réserve de la centrale à diminué.

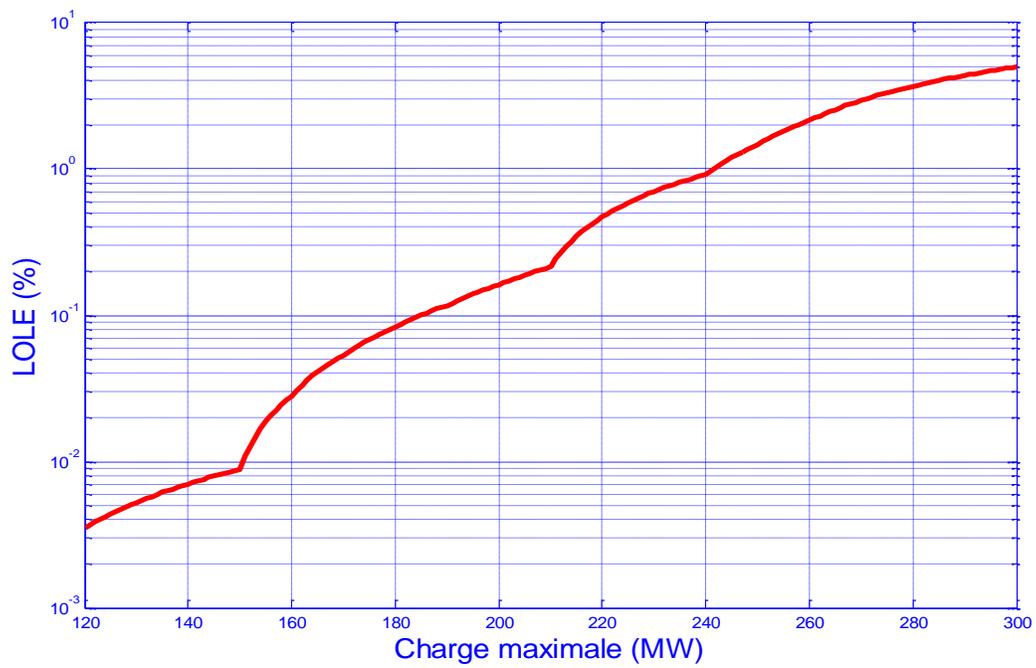


Figure 2.24 : Caractéristique de LOLE sans maintenance

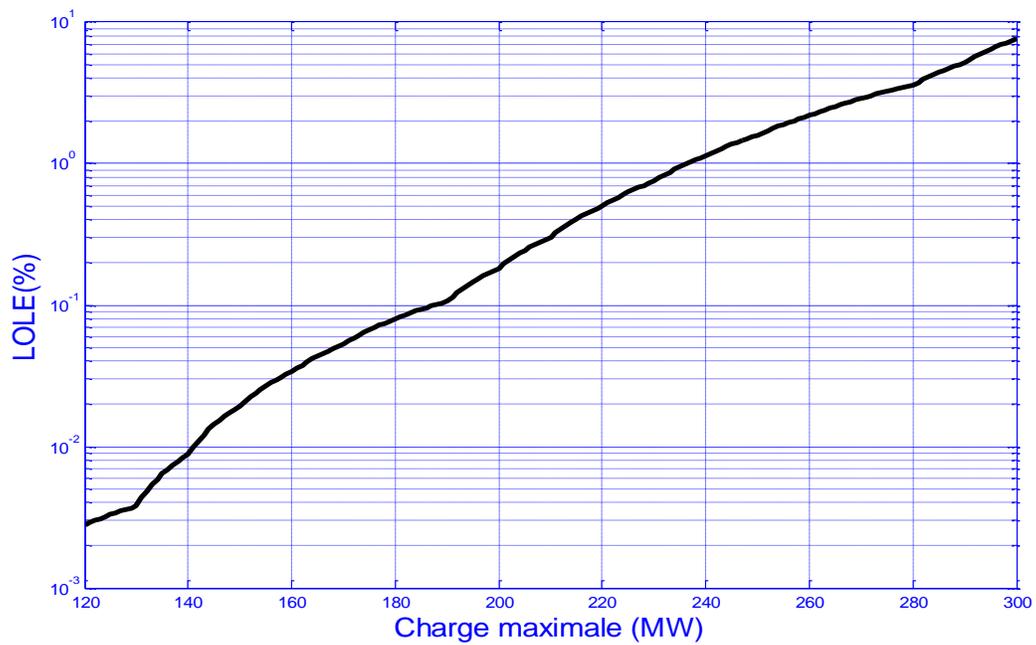


Figure 3.25 : Caractéristique de LOLE avec maintenance

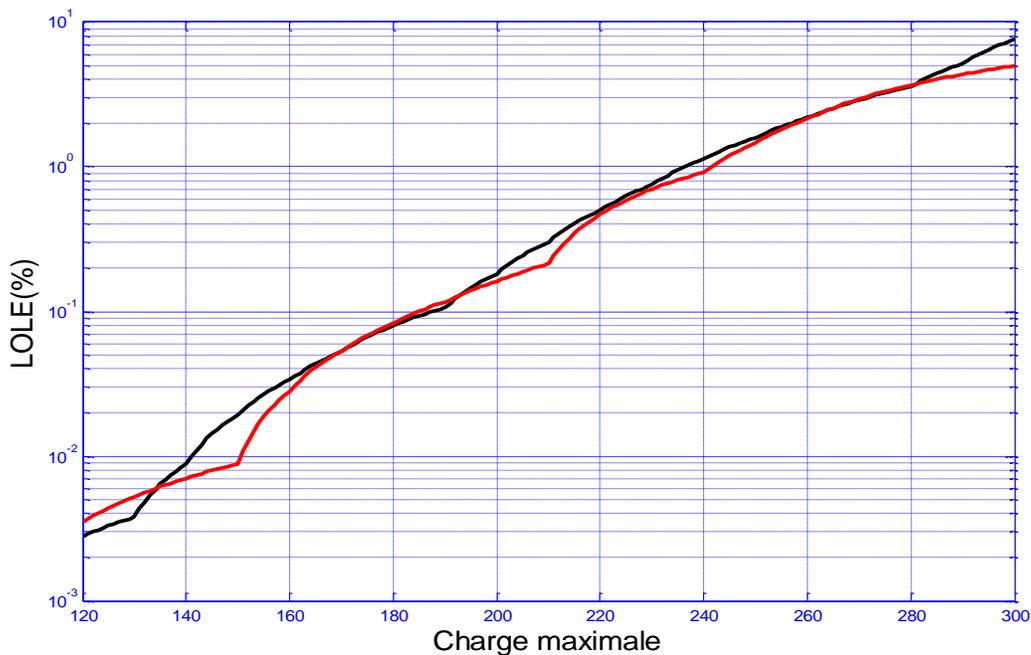


Figure 3.26 : L'ensemble des caractéristiques de LOLE des deux cas

(Avec et sans la maintenance)

- Il peut être constaté que la caractéristique de LOLE en cas de maintenance est bien supérieure à celle sans maintenance car la réserve de la centrale a diminué et c'est connue que le risque est relatif à la puissance installée et au niveau de la réserve de production.
- Il est relevé de la figure qu'il y a une coïncidence entre les deux courbes dans des parties (exemple : de 165 MW jusqu'à 180 MW) ce qui traduit que la réserve dans les deux cas est devenue la même.

3.6 Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons présenté l'application de la théorie de l'étude de la fiabilité du système testé et la maintenance et son effet sur l'indice LOLE sur de différentes configurations de la centrale électrique. Les résultats de cette application sont représentés sur de différents tableaux et ont été interprétés.

CONCLUSION GENERALE

Conclusion générale :

Le but de notre travail est étude de Le risque dans les centrales électriques et l'effet de la maintenance dans l'évaluation de la fiabilité des systèmes électrique peut être exécutée pendant des périodes distinctes : le passé et le futur. L'évaluation de la fiabilité au futur peut être employée pour prévoir le futur comportent du système. L'analyse de la fiabilité a une application large étendue dans le domaine technologie. Plusieurs de ces utilisations d'applications peuvent être mises en application avec des techniques qualitatives ou quantitatives. Les techniques qualitatives impliquent que l'évaluation de la fiabilité doit dépendre seulement de l'expérience et des jugements de l'ingénieur.

Dans ce mémoire on a étudié dans premier chapitre une généralité sur la fonction d'un réseau électrique et la production de l'énergie électrique comme les différentes type d'énergie et on deuxième chapitre la détaille l'importance de la théorie de probabilité et la fiabilité des centrales électriques sur le système de production et finalement nous avons présenté l'application de la théorie de probabilité et la maintenance et son effet sur l'indice LOLE sur un système de production.

D'après cette étude les conclusions qui peuvent être retirées seront chaque fois que le nombre des générateurs augmente, le nombre des états possible du système lui aussi augmente, ce qui donne beaucoup plus de chance pour les états de bon fonctionnement du système d'émerger, ce qui donne une grande marge de manœuvre pour les ingénieurs qui gèrent le système, pour l'amener en bonne état de fonctionnement.

En ce qui concerne l'indice LOLE il y a est bien remarqué que LOLE est sensible à la variation du nombre de générateurs dans la centrale électrique. Par conséquence le nombre d'états dans l'analyse du système est important, le nombre élevé des états du système comprend plus de possibilité favorable pour le bon fonctionnement du système d'une part, d'autre part la puissance totale installée est répartie sur plusieurs unités de production (générateur), ce qui diminue la puissance qui peut être hors service par la panne des générateur.

Dans chaque configuration il est très remarquable que chaque fois la réserve de la puissance installée est importante, le système devient plus fiable, ce qui est traduit par une diminution de LOLE.

- Il peut être remarqué que LOLE soit sensible à la variation de la charge et à la variation du taux de panne forcé.
- Pour la même charge, la diminution de la fiabilité des unités de production se traduit par la diminution de la fiabilité du système de production. Il est très remarquable que chaque fois la réserve de la puissance installée est importante (diminution de la charge max) pour la même constante U (taux de panne forcé) le système devient plus fiable, ce qui se traduit par une diminution de LOLE.

Concernant la maintenance des centrales électriques il y a est peut-être constaté que la caractéristique de LOLE en cas de maintenance est bien supérieure à celle sans maintenance car la réserve de la centrale a diminué et ces connue que le risque est relative à la puissance installé et au niveau de la réserve de production. Il est relevé de la figure qu'il y a une coïncidence entre les deux courbes dans des parties (exemple : de 165 MW jusqu'à 180 MW) ce qui traduit que la réserve dans les deux cas est devenue la même.

REFERENCES
BIBLIOGRAPHIQUE

References Bibliographiques

[1] Généralités sur les réseaux électriques - Free download as Word Doc (.doc), PDF File (.pdf), Text File (.txt) or read online for free.

Site Internet : <https://www.fr.scribd.com/doc/4597291/Generalites-sur-les-reseaux-electriques>

[2] Ph. CARRIVE, « Structure et Planification », Techniques de l'Ingénieur, Traité Génie électrique D 4210, 2006.

[3] Université Virtuelle de Tunis « Production - **Transport et Distribution d'Energie** » Notions de base sur les réseaux **électriques**. Réalisé par : Mme Souad Chebbi.

Site Internet -<http://www.uvt.rnu.tn/resources-uvt/cours/production-transport/chapitre1.pdf>

[4] W.D. STEVENSON, « Elements of Power System Analysis », 4th edition, McGraw Hill Book 1982.

[5] SIEMENS, « Power Engineering Guide - Transmission and Distribution » 4th Edition, 2005.

[6] J.M. DELBARRE, « Postes à HT et THT », Techniques de l'Ingénieur, Traité Génie électrique, D 4570, 2004.

[7] Roy Billinton, Ronald N Allan "Reliability Evaluation of Power Systems", 1984 Roy Billinton and Ronald N. Allan First published in England by Pitman Books Limited, 1996 Springer Science+Business Media New York Originally published by Plenum Press, New York in 1986. Softcover reprint of the hardcover 2nd edition 1986.

[8] Billinton, R., Krasnodebski, J., 'Practical application of reliability and maintainability concepts to generating station design', IEEE Transactions, PAS92 (1973).

[9] Allan, R. N., Takeddine, F. N., Network Limitations on Generating Systems Reliability Evaluation Techniques, IEEE Winter Power Meeting (1978).

[10] Billinton, R., Power System Reliability Evaluation, Gordon and Breach, New York (1970).

[11] Stremel, J. P., 'Sensitivity study of the cumulant method of calculating generation system reliability', IEEE Transactions, PAS-100 (1981).

[12] Stremel, J. P., 'Sensitivity study of the cumulant method of calculating generation system reliability', IEEE Transactions, PAS-100 (1981)

[13] Allan, R. N., Leite da Silva, AM., Abu-Nasser, A, Burchett, R. c., 'Discrete convolution in power system reliability', IEEE Transactions on Reliability, R-30 (1981).

[14] Allan, R. N., Takeddine, F. N., 'Generator maintenance scheduling using simplified frequency and duration reliability criteria', Prac. IEE, 124 (1977).