

## FAILURE RISK STUDY OF ELECTRIC POWER PLANTS

### ETUDE DU RISQUE DE DEFAILLANCE DES CENTRALES ECLECTIQUES

ABDELHAFID ROUINA<sup>(1)</sup>, ILIAS DEHNOUN<sup>(2)</sup>

<sup>(1)</sup>LMSE Université de Biskra  
rouina\_abdelhafid@yahoo.fr

<sup>(2)</sup>Université de Biskra  
ilias.dehnoun@gmail.com

#### RESUME

Déterminer la capacité de production d'énergie électrique par une alimentation adéquate de la charge est un facteur important dans la planification et l'opération des systèmes électriques. Le problème ne peut être traité d'une manière globale et généralement nous faisons recours à sa division en deux parties que nous examinons indépendamment, il s'agit de la capacité statique et de la capacité d'opération. La capacité statique est reliée à l'étude de la demande à long terme alors que la capacité d'opération est reliée à l'étude à court terme de la capacité de suivre une certaine charge installée. Ces deux volets de l'étude doivent être examinés pendant la planification et sont à la base de toute étude de la demande d'énergies à long-terme.

Dans ce papier nous analysons et nous calculons l'indice de la perte de charge à partir d'une approche qui permet l'analyse et l'évaluation de la fiabilité d'une configuration donnée d'une centrale électrique à la demande d'énergie électrique.

**MOTS CLES:** System de puissance, system de production, probabilité, fiabilité, indice de fiabilité.

#### ABSTRACT

To set up the capacity of electrical energy generating by an adequate supply to the load is an important factor in the planning and operation of electric systems. The problem can only be addressed in a comprehensive manner and we usually use its division into two parts studied independently, it is the static capacity and operating capacity. The static capacitance is connected to the study of long-term demand while the operating capacity is connected to the short-term study of the ability to follow a certain load installed. These two components of the study must be considered during planning and are the basis of any study of the demand for long-term energy.

In this paper we analyze and calculate the index known as the loss of load indices (LOLE) from an approach to the analysis and evaluation of the reliability of a given configuration of a power plant in electric energy demand.

**KEYWORDS:** Power system, generation system, probability, reliability, reliability indices.

#### 1 INTRODUCTION

L'application des méthodes probabilistique au problème de la capacité statique donne une base analytique pour la planification de la capacité nécessaire pour une bonne fonction 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. [1]

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 fondamentale pour toutes les techniques, elle contient les trois volés comme représenté à la figure 1

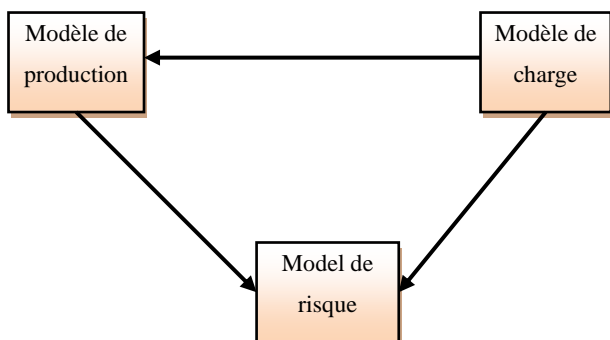


Figure 01 : Tâche théorique dans l'évaluation de la fiabilité des capacités de production

Le modèle de production est combiné à celui de la charge (fig. 1) pour former le modèle de risque approprié, dans cette étape d'étude le système est vu comme représenté sur la figure 2.

## 2 MODÈLE DU SYSTÈME DE PRODUCTION

Le paramètre de base d'unité de production utilisée dans l'évaluation des capacités statique 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. [2] [5]

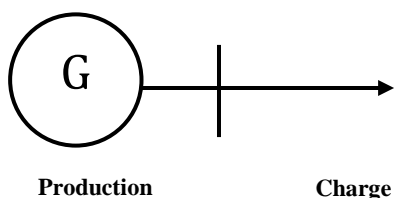


Figure 02 : le modèle du système

$$\text{indisponibilité} = U = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \tag{1.a}$$

$$\text{disponibilité} = A = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \tag{1.b}$$

$\lambda$  = taux de panne

$\mu$  = taux de réparation

Les notions de disponibilité et d'indisponibilité comme illustré dans les équations 1 (a) et 1 (b) sont associés au

modèle simple à deux l'état de la figure. 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'est pas pris en compte dans cette étude. [3]

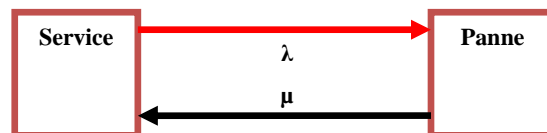


Figure 03 : Modèle à deux états d'une seule unité

La condition d'échec de démarrage est représentée par le taux de transition  $\lambda$  (taux de panne) et  $\mu$  (taux de réparation) entre l'état de « Service » et celle de la « Panne ». Ce système peut être représenté comme un processus de Markov et des équations peuvent être développées pour les probabilités de résidence dans chaque état en termes des taux de transition entre les différents d'états.

## 3 TABLEAUX DE PROBABILITÉS D'INTERRUPTION DE LA CAPACITÉ PRODUITE

Le modèle de production nécessaire dans l'approche de la perte de la charge (loss of load approche) 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 de cette capacité. [4]

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.

## 4 INDICE DE PERTE DE CHARGE LOLE (LOSS OF LOAD INDICES) : [6]

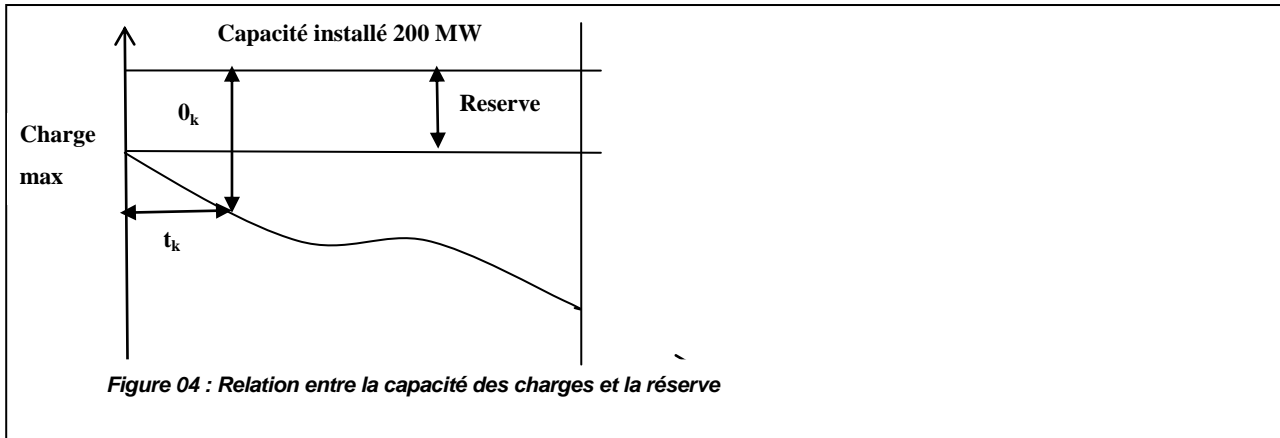
Le modèle des systèmes de génération illustré dans la section précédente peut être convolé avec un modèle de charge appropriée pour produire un indice de risque du système. Il y a un certain nombre de modèles de charge possibles qui peuvent être utilisés et par conséquent il y a un certain nombre d'indices 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 la charge. Les unités sont exprimées en jours, si la courbe de variation du pic quotidien de charge utilisé et en heure la courbe de durée de charge est utilisée. Avant de combiner la table de probabilité de coupure dans ce cas il faut être conscient qu'il y a 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 spécifiée 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 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 égale 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 Figure 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 résultat de la perte (panne) de la capacité Qk est (pk\*tk) ou pk sont les probabilités individuelles associées à l'indisponibilité des capacités Qk. L'indice (LOLE) total pour l'intervalle considéré est tk

$$LOLE = \sum_{k=1}^n (tk - tk - 1)Pk \tag{3}$$

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 été réalisé, la table de probabilités de panne des capacités serait valable pour la période entière.

#### 4.1 Illustration numérique

Application des équations (2) et (3) peut être illustrée par un exemple numérique simple. Considérons un système contenant cinq unités de 40 MW chacune avec un taux de panne forcée de 0,01. La table de probabilités de panne des capacités du ce système est montrée dans le tableau 1.

Tableau 01 : Probabilité d'un système a cinq générateurs

Capacité hors service	Probabilité	Cumul de la probabilité
0	0.950991	1.000000
40	0.048029	0.049009
80	0.000791	0.000980

$$LOLE = \sum_{k=1}^n Pk tk \tag{2}$$

L'équation peut être modifié pour utiliser le cumulatif des probabilités. Dans ce cas :

120	0.000009	0.000009
Total	1.000000	

Les valeurs de probabilité inférieure à  $10^{-6}$  ont été négligées. Le modèle de charge du système est représenté par la courbe de variation de pic quotidienne de charge est représenté dans la Figure 5.

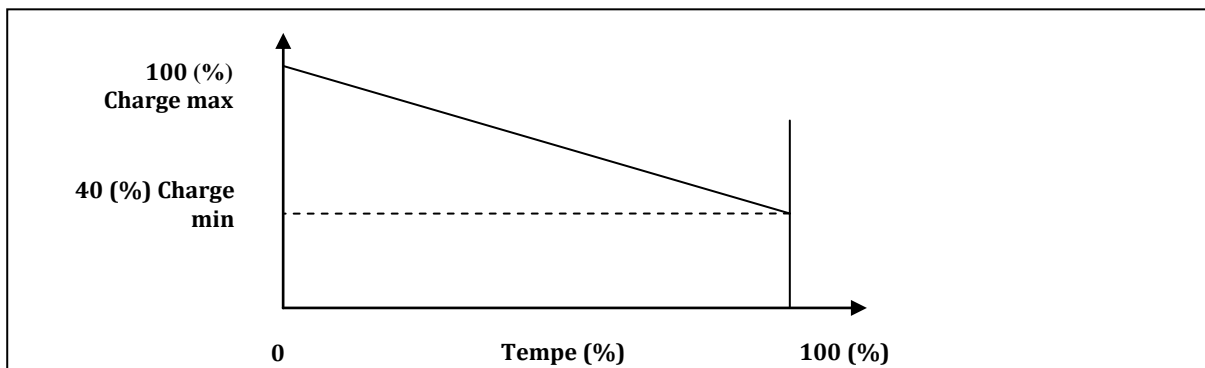


Figure 05 : Variation de pic quotidien de la charge

Tableau 02: LOLE en utilisant les probabilités individuelles

Capacité hors service $O_k$ (MW)	Capacité en service (MW)	Probabilité individuel	Temps total (%)	LOLE
0	200	0.950991	0	-
40	160	0.048029	0	-
80	120	0.000971	41.7	0.0404907
120	80	0.000009	83.4	0.0007506
		1.000000		0.0412413

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

La période d'étude dans ce cas est supposée être une année et donc de 100% sur l'abscisse correspond à 365 jours. Dans de nombreuses études, les week-ends et les jours fériés sont négligée car leur contribution à LOLE est négligeable. Le laps de temps du modèle de génération est alors environ 260 jours. La charge demandée maximale pour ce système est de 160 MW, ce qui correspond à la condition 100% en ordonnée. Les indices peuvent être trouvés en utilisant soit les probabilités individuelles d'indisponibilité des capacités ou en utilisant les valeurs cumulées. Les deux méthodes sont illustrées dans cette application numérique. Le tableau 2 indique le calcul à l'aide de L'équation (2.2). Le temps des périodes  $t_k$ . Sont présenté dans la Figure 6.

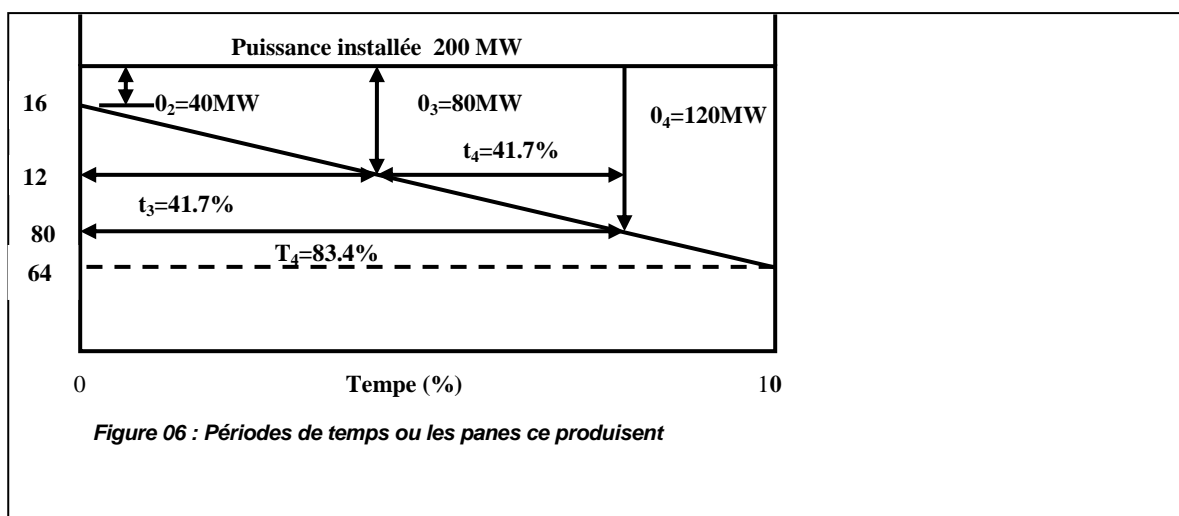


Figure 06 : Périodes de temps ou les panes ce produisent

**Tableau 03: LOLE en utilisant les probabilités de cumul**

Capacité en panne $O_k$ (MW)	Capacité en service (MW)	Le cumul de probabilité	Temps total (%)	LOLE (%)
0	200	0.950991	0	-
40	160	0.048029	0	-
80	120	0.000971	41.7	0.0408660
120	80	0.000009	41.7	0.0003753
Total		1.000000		0.0412413

L'indice LOLE total du system est de 0.0412413% en base de temps. En supposant que l'année est de 365 jours, cet indice LOLE devient 0.150410 jours.

Si les valeurs de probabilité cumulatives sont utilisées, les quantités de temps utilisées sont l'intervalle ou l'augmentation du temps réduit représenté par  $t_k$  dans la Figure 6. La procédure est montrée dans le tableau 3.

L'indice LOLE de 0.0412413% est identique à la valeur obtenue précédemment. Les deux techniques sont présentées aisément pour illustrer que l'approche retenue fourni les mêmes résultats.

## 5 SYSTÈME DE TEST

Le système électrique utilisé comme exemple pour le calcul de la fiabilité procède une puissance installé de production de 200 MW pour alimenter la charge globale du réseau.

L'application dans cette section utilise le système teste décrite si dessus. La description détaillé 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.

### 5.1 Etude de la fiabilité du system test : [7]

Les différentes configurations présenter ici de la centrale électrique touche la variation du nombre de générateurs dans chaque configuration. Si la puissance de la centrale électrique 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 200 MW ; comme elle peut comprendre deux

générateurs de 100 MW chacun. D'autre possibilités sont faisable par exemple 150 MW pour le premier générateur et 50 MW 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 (classique ou renouvelable) n'est important dans notre étude.

Pour notre application en premier lieux la puissance installer est de 200MW avec de différentes configurations concernant le nombre des générateurs et leurs capacités individuelles ; comme représenté dans le tableau 4. 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 04: Différente configuration de centrale**

Capacité installé	N <sup>br</sup> d'unités	G1	G2	G3	G4	G5
200MW	2	100	100	-	-	-
	3	50	50	100	-	-
	4	50	50	50	50	-
	5	40	40	40	40	40
A=0.98, U=0.02 pour toutes les unités						

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 chaque générateur voire tableau 4.
  1. Dans chaque configuration la probabilité de chaque état (possibilités), ainsi que indice LOLE sont calculée.
- Chaque configuration est étudiée pour de différentes consommations (charges), pour voire l'influence sur l'indice de fiabilité LOLE comme représenter sur les figures 2 à la figure 5.
- La variation des probabilités favorable et défavorable est appliquée pour voire la variation de l'indice LOLE.
- L'évaluation de la fiabilité du système de production est étudiée par la méthode des durées.
  2. Le calcul de la probabilité pour chaque cas, donne aux ingénieurs l'information de la production de l'événement (état).

### 5.1.1 Effet du nombre d'unité de la centrale électrique sur LOLE

Dans cette section le calcul du risque LOLE est effectué pour les différentes sorties possible du système déjà appelé états du système. Le calcul est achevé sur quatre cas de figure comme indiqués sur le tableau 4 où la puissance installée est égale à 200 MW avec différentes configurations concernant le nombre des générateurs existants dans la centrale électrique. Le nombre des états du système est  $2^n$ , pour un système de deux unités (deux générateurs) est de quatre états ( $2^2=4$ ).

**Tableau 05: Probabilité individuel du système à 2 générateurs**

Etats		Capacité Hors service (MW)	Capacité on service (MW)	Probabilité individuel
G1	G2			
0	0	0	200	0.9604
1	0	100	100	0.0196
0	1	100	100	0.0196

**Tableau 07: Probabilité individuel du système à 4 générateurs**

Etats				Capacité hors service (MW)	Capacité en service (MW)	Probabilité Individuel
G1	G2	G3	G4			
0	0	0	0	0	200	0.922368
1	0	0	0	50	150	0.018823
0	1	0	0	50	150	0.018823
1	1	0	0	100	100	0.000384
0	0	1	0	50	150	0.018823
1	0	1	0	100	100	0.000384
0	1	1	0	100	100	0.000384
1	1	1	0	150	50	0.000007
0	0	0	1	50	150	0.018823
1	0	0	1	100	100	0.000384
0	1	0	1	100	100	0.000384
1	1	0	1	150	50	0.000007
0	0	1	1	100	100	0.000384
1	0	1	1	150	50	0.000007
0	1	1	1	150	50	0.000007
1	1	1	1	200	0	0.000001

0 (panne) = générateur on service.

1 (panne) = générateur on panne.

1

1	1	200	0	0.0004
0 = générateur on service. 1 = générateur hors service.				1

**Tableau 06: Probabilité individuel du système à 3 générateurs**

Etats			Capacité hors service (MW)	Capacité en service (MW)	Probabilité individuel
G1	G2	G3			
0	0	0	0	200	0.941192
1	0	0	50	150	0.019208
0	1	0	50	150	0.019208
1	1	0	100	100	0.000392
0	0	1	100	100	0.019208
1	0	1	150	50	0.000392
0	1	1	150	50	0.000392
1	1	1	200	0	0.000008

Tableau 08 : Probabilité individuel d'un 5 générateur

Etats					Capacité hors service (MW)	Capacité en service (MW)	Probabilité individuel
G1	G2	G3	G4	G5			
0	0	0	0	0	0	200	0,903920
1	0	0	0	0	40	160	0,018447
0	1	0	0	0	40	160	0,018447
1	1	0	0	0	80	120	0,000376
0	0	1	0	0	40	160	0,018447
1	0	1	0	0	80	120	0,000376
0	1	1	0	0	80	120	0,000376
1	1	1	0	0	120	80	0,000007
0	0	0	1	0	40	160	0,018447
1	0	0	1	0	80	120	0,000376
0	1	0	1	0	80	120	0,000376
1	1	0	1	0	120	80	0,000007
0	0	1	1	0	80	120	0,000376
1	0	1	1	0	120	80	0,000007
0	1	1	1	0	120	80	0,000007
1	1	1	1	0	160	40	0,0000001
0	0	0	0	1	40	160	0,018447
1	0	0	0	1	80	120	0,000376
0	1	0	0	1	80	120	0,000376
1	1	0	0	1	120	80	0,0000001
0	0	1	0	1	80	120	0,000376
1	0	1	0	1	120	80	0,000007
0	1	1	0	1	120	80	0,000007
1	1	1	0	1	160	40	0,0000001
0	0	0	1	1	80	120	0,000376
1	0	0	1	1	120	80	0,000007
0	1	0	1	1	120	80	0,000007
1	1	0	1	1	160	40	0,0000001
0	0	1	1	1	120	80	0,000007
1	0	1	1	1	160	40	0,0000001
0	1	1	1	1	160	40	0,0000001
1	1	1	1	1	200	0	0,000000003
0 (panne) = générateur on service. 1 (panne) = générateur on panne.							0,9999999

Dans l'analyse des quatre cas de figure de l'étude il peut être remarqué fortement que :

- Chaque fois le nombre des générateurs et augmenté le nombre des états possible du système lui aussi augmente ce qui donne beaucoup plus de chance pour les états de bonne fonctionnement du système d'émerger, ce qui donne une grande marge de manœuvre pour les ingénieurs qui gère le système pour l'amener en bonne 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 autre cas il y a plus de chance de ne pas perdre cette quantité de production.
- Le résultat générale de cette étude dans cette section est que la qualité de service sera élevé à chaque fois le nombre d'unités opérationnel dans le système et élever, voir que l'ingénieur est limité aussi par la contrainte économique

concernant le montant de l'investissement.

### 5.1.2 Effet de la variation de la charge et le nombre des générateurs sur LOLE

Dans cette section de l'application de la thèse le calcul de l'indice LOLE est effectuée pour les différents cas de figures concernant la configuration de la centrale électrique voir le changement du nombre d'unités installer dans le système, et dans chaque configuration la charge a été varier pour étudier l'influence sur LOLE. Voir le tableau 9. L'indice LOLE total du system est de 0.003873 % en base de temps. En supposant que l'année est de 365 jours, cet indice LOLE devient 0,01413645 jours.

Tableau 09: Variation de la charge pour le calcul de LOLE

N° du Cas de figure	Charge Max	Charge Min
1	180	72
2	160	64
3	140	56
4	120	48

Tableau 10 : Sensibilité de LOLE en fonction du Nbre d'unités et pour de différentes charges

charge	Configuration de la centrale électrique			
	2 Unités	3 unités	4 unités	5 Unités
	LOLE jour/an			
180	2.848	2.64366	2,279928	1.812958

Tableau 11 : Variation du taux de panne forcé en fonction de la charge

Cas	A	U	Charge Max
1 <sup>er</sup> cas	0.99	0.01	180, 160, 140, 120
2 <sup>eme</sup> cas	0.98	0.02	180, 160, 140, 120
3 <sup>eme</sup> cas	0.97	0.03	180, 160, 140, 120
4 <sup>eme</sup> Cas	0.96	0.04	180, 160, 140, 120

Tableau 12 : Effet du taux de panna forcé et de la charge

Pic de la charge	Niveau de risque du système – LOLE			
	Taux de panna forcé – U			
	U= 0.01	U= 0.02	U= 0.03	U= 0.04
180	0,88684335	1.812959	2,778965	3,78042225

160	2.5098	1,710115	0,901638	0.156186
140	1.795	1,02	0,10724	0.09713
120	1.093	0,568329	0,06416176	0.003873

Les résultats de la dernière section concernant le calcul de LOLE pour les différents cas d'étude sont regroupés dans le tableau 3. 23. Il peut être conclue ce qui suit :

- Il est frappant 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 et important voire la loi 2<sup>n</sup>, le nombre élever des états du système comprend plus de possibilité favorable pour le bon fonctionnement du système d'une part, d'autre part la puissance totale installer est répartie sur plus d'unité 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 installer est importante le système devient plus fiabilité, ce qui est traduit par une diminution de LOLE.

### 5.1.3 Effet de la variation du taux de panne forcé (U) sur LOLE

Dans cette section de l'application de la thèse, le calcul de l'indice LOLE est effectué pour une centrale a cinq générateurs pour les différents cas de figures concernant la variation du taux de panne forcé, et dans chaque cas la charge a été varier pour étudier l'influence sur LOLE. Voir le tableau 11.



160	0,03961	0.15626	0,349065	0,6141728
140	0,023329134	0,0924806	0,2093718	0,3714909
120	0,000542234	0.0038731	0,0138325	0,0320914

Le tableau 12 accumule tous les résultats des cas de figure lors de la variation du taux de panne forcé et celle de la charge ; il peut être éminent que LOLE est sensible à la variation de la charge et la variation du taux de panne forcé. Pour la même charge la diminution de la fiabilité des unités de production et traduit on la diminution de la fiabilité du système de production. Il est très remarquable que chaque fois la réserve de la puissance installer est importante (diminution de la charge max) pour la même constante U (taux de panne forcé) le système devient plus fiabilité, ce qui est traduit par une diminution de LOLE.

## 6 CONCLUSION

Dans ce travail, nous avons utilisé la méthode des durées pour évaluer la fiabilité d'un système électrique. Pour cela nous avons investigués différentes configurations de centrales électriques par la variation du nombre et des capacités des générateurs.

Nous avons calculé pour chaque configuration l'indice de fiabilité LOLE pour différentes consommations (charges) pour voire l'influence sur l'indice de fiabilité LOLE.

Ainsi la variation des taux de panne forcé était appliquée pour voire son effet sur l'indice LOLE.

Le calcul de la probabilité pour chaque cas, donne l'information de la production de l'événement (état). Nous concluons que si le nombre des générateurs augmente, le nombre des états possible du système lui aussi augmente ce qui donne beaucoup plus de possibilité aux états de bon fonctionnement du système d'émerger, qui implique une grande marge de manœuvre pour les ingénieurs qui gère le système pour l'amener en bonne état de fonctionnement.

Nous remarquons que pour la configuration du système à deux générateurs l'interruption d'un seul générateur engendrera la perte de 50% de la production électrique tandis que dans les autre cas il y a plus de chance de ne pas perdre cette quantité.

Sachant qu'il est évident que LOLE est sensible vis a vis la variation du nombre de générateurs dans la centrale électrique, nous remarquons pour chaque configuration du système et à chaque fois que la réserve de la puissance installée est importante le système devient plus fiable, ce qui se traduit par une diminution de LOLE.

Nous avons montré aussi que LOLE est sensible à la variation de la charge et la variation du taux de panne forcé et ce puisque pour une même charge, la diminution de la fiabilité des unités de production et traduite par la diminution de la fiabilité du système de production.

La conclusion générale est que la qualité de service sera élevée à chaque fois le nombre d'unités opérationnel dans le système et élevé et par conséquent c'est le montant de l'investissement qui est déterminant sur cette question étant donné que le nombre de générateur est limité par les considérations économiques.

## REFERENCES

- [1] Billinton, R., Allan, R. N., (1983) 'Reliability evaluation of Engineering Systems: concepts and techniques', First Edition, Pitman books limited.
- [2] Billinton, R. J. Satish., (1993) 'Adequacy Evaluation in Generation, Transmission and Distribution Systems of an Electric Power System', Power Systems Research Group, University of Saskatchewan, Saskatoon, Saskatchewan, CANADA, , pp. 120-126.
- [3] Billinton, R., Kumar, S., Chowdhury, N., Chu, K., Khan, E., Kos, P., Nourbakhsh, G. and Oteng-Adjei, J., (1990) "A Reliability Test System for Educational Purposes – Basic Results" IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 5, No. 1, pp. 319-325.
- [4] C.C. Liu, G.T. Heydt, A.G. Phadke et Al, (2000), "The Strategic Power Infrastructure Defense (SPID) System", IEEE Control System Magazine, Vol. 20, Issue 4, pp. 40 - 52.
- [5] Ching-Tzong Su, Ji-Jen Wong, Chi-Jen Fan, (2007) 'system and load points reliability evaluation for electric power systems', 1st Annual IEEE Systems Conference, Waikiki Beach, Honolulu, Hawaii, USA.
- [6] In-Su Bae ,Jin-O Kim, (2007) 'Reliability Evaluation of Distributed Generation Based on Operation Mode', IEEE transactions on power systems, vol. 22, no. 2, pp. 785-790
- [7] Yuan Zhao, Niancheng Zhou, Jiaqi Zhou, Xia Zhao, (2006) 'Research on Sensitivity Analysis for Composite Generation and Transmission System Reliability Evaluation', International Conference on Power System Technology, pp. 1-5.