

NOUVEAU MODÈLE D'OPTIMISATION BASÉ SUR LA 'MAINTENANCE AXÉE SUR LA FIABILITÉ' DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION ÉLECTRIQUE

YSSAAD BENYSSAAD¹

Mots clés: Optimisation, Réseau de distribution électrique, Maintenance basée sur la fiabilité (MBF), Analyse des modes de défaillance, de leurs effets et de leur criticité (AMDEC), Coût.

Cet article propose une méthode pratique pour développer un programme de maintenance rentable et efficace pour les systèmes de distribution d'énergie électrique. La procédure est principalement basée sur l'approche MBF 'maintenance basée sur la fiabilité' qui accorde la priorité aux exigences de la maintenance des modes de défaillance et sélectionne l'activité de maintenance efficace pour les modes critiques. Cependant, cette méthode reste incomplète si elle ne prend pas en compte d'autres éléments importants lors de son étude et de son application. Notre vision à travers ce travail est d'appliquer cette méthode de manière efficace en introduisant une étude complète de fiabilité (FMDS) afin d'augmenter la sécurité, la fiabilité, la disponibilité et de réduire le coût lié à la maintenance.

1. INTRODUCTION

Actuellement les systèmes de distribution d'électricité fonctionnent sur un marché très libéralisé. Ces systèmes devraient donc être en mesure de fournir de l'électricité aux clients avec un haut niveau de fiabilité, de disponibilité, de sécurité et être très rentable pour les fournisseurs. Le renouvellement et l'optimisation de la maintenance et nécessitent des modèles de fiabilité décrivant le processus de détérioration des équipements du système de distribution d'énergie à l'aide de modèles de haute résolution. Les modèles appropriés devraient être en mesure d'évaluer la durée de vie résiduelle, la probabilité de défaillance et l'évolution des coûts d'exploitation en fonction de la maintenance et du renouvellement [1, 2]. À cet effet, un plan de maintenance efficace doit être appliqué par l'introduction de méthodes d'optimisation telles que l'approche MBF ou l'AMDEC afin de nous permettre de maintenir les systèmes de distribution électriques avec un minimum de conditions anormales et la suppression de ces conditions dès que possible [2].

La maintenance basée sur la fiabilité (MBF) a pour objectif d'organiser le besoin croissant de maintenance afin de réduire les coûts de ses actions tout en augmentant la sécurité du système. Afin d'améliorer ces aspects, et de ce fait, dans ce document, un modèle de fiabilité est développé et présenté pour être utilisé à la planification et l'optimisation de la maintenance et le renouvellement en utilisant la procédure proposée pour le système de distribution d'énergie en Algérie.

2. PRÉSENTATION DU NOUVEAU MODÈLE MBF

Le nouveau modèle MBF sert d'utilité comme point de départ pour améliorer l'efficacité de la maintenance.

2.1. LES PRINCIPALES ETAPES DE L'ALGORITHME MBF PROPOSÉ

La mise en œuvre d'un plan de maintenance simplifié comprend quatre étapes importantes avec des caractéristiques distinctes et reliées entre elles dans un environnement contrôlé.

Ces étapes font appel à de nombreuses données et supports relatifs à la production, la qualité et la maintenance. Tout au long de ces étapes, les groupes impliqués doivent déterminer les objectifs prioritaires et valider les résultats de chaque phase afin de continuer sans trop diversifier leur travail [1, 2].

Lors de la formulation des tâches de maintenance, des fréquences appropriées doivent leur être attribuées pour gérer efficacement les effets de défaillance. Certaines formules mathématiques et statistiques sont utilisées pour soutenir la décision d'intervalle de tâche [3–5].

Ainsi, l'AMDEC est un outil utile lors de la réalisation d'une analyse MBF et donc: Le nouveau modèle MBF égal à la somme de l'application de l'approche AMDEC, la détermination des indices de fiabilité FMDS (Fiabilité, Disponibilité, Maintenabilité et Sécurité) et l'adoption du plan de maintenance adéquat.

La Fig.1 illustre le schéma général proposé pour la mise en œuvre de la nouvelle démarche MBF sur les systèmes de distribution d'énergie électrique.

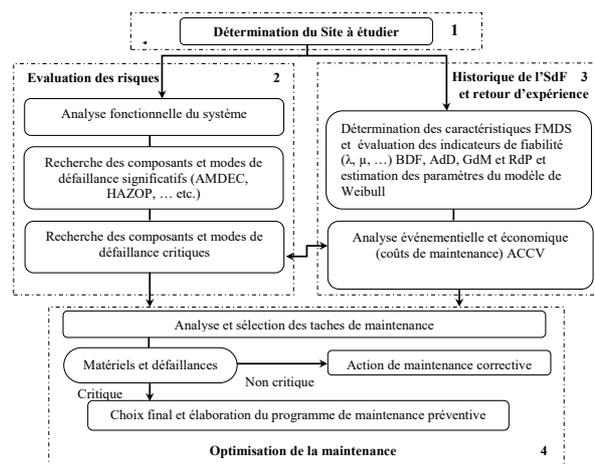


Fig. 1 – Nouvelle démarche MBF.

Cette structure couvre de manière exhaustive toutes les procédures et tous les résultats requis d'un point de vue technique et économique.

¹ Yssaad Benyssaad, Ahmed Zabana University of RELIANE, Laboratoire: GIDD Génie Industriel et Développement Durable, benyssaad.yssaad@cu-relizane.dz ou benyssaad_y@yahoo.fr

2.2. ÉVALUATION DES RISQUES DES RESEAUX DE DISTRIBUTION ELECTRICITE A L'AIDE DE LA METHODE AMDEC

L'analyse des modes de défaillance, de leurs effets et de leur criticité (AMDEC) est une méthode d'analyse de fiabilité prédictive qui identifie les défaillances potentielles dont les conséquences affectent le bon fonctionnement du système étudié, puis estime les risques liés à la survenue de ces défaillances pour agir et assurer la maintenance pendant la conception, la mise en œuvre ou le fonctionnement du système [1, 6, 7]. Lorsque l'AMDE est terminée, une analyse de l'évaluation des risques est réalisée pour toutes les défaillances précédemment déterminées. La criticité C ou le numéro de priorité de risque RPN est donné par:

$$C = RPN = S.O.D, \quad (1)$$

où: O représente la probabilité ou la fréquence d'occurrence qui provoque la défaillance d'exposer et conduire le mode de défaillance potentiel considéré. L'échelle de notation se situe entre 0,1 et 0,5.

Tableau 1
Probabilité d'occurrence (sécurité) taux de défaillance

Critère	Occurrence	Notation
Défaillance par 10 ans	Défaillance très rare	0,1
Défaillance par 5 ans	Défaillance rare	0,2
Défaillance par 3 ans	Défaillance possible	0,3
Défaillance par an	Défaillance fréquente	0,4
Défaillance par 4 à 6 mois	Défaillance très fréquente	0,5

où: S représente la gravité. L'échelle de notation se situe entre 0,1 et 0,5 en fonction de la défaillance causée par les effets.

Tableau 2
Sévérité (disponibilité) MTTR

Critère	Gravité S	Notation
Coupure de courant < 5 min	Mineur	0,1
Coupure de courant < 20 min	Significative	0,2
25 min < Coupure de courant < 30 min	Moyenne	0,3
1 h < Coupure de courant < 2 h	Majeure	0,4
5 h < Coupure de courant < 1 jour	Catastrophique	0,5

D : représente la probabilité que la cause ou le mode de défaillance supposé apparaître conduise à l'effet le plus grave, sans détecter auparavant la défaillance. L'échelle de notation va de 1 à 5.

Tableau 3
Déteçtabilité (maintenabilité)

Critère	Déteçtabilité (D)	Notation
Temps nécessaire pour détecter la défaillance	Détection évidente	1
Défaillance détectable tôt	Détection possible	2
La défaillance est difficile à détecter	Détection peu probable	3
Défaillance douloureusement détectable	Détection improbable	4
Défaillance indétectable	Détection impossible	5

A partir de ces indices de criticité, il est possible de hiérarchiser les défaillances et d'identifier celles dont le niveau de criticité est supérieur à une limite constante. Il est contractuellement imposé comme suit: [8–13].

Tableau 4
Équipement de partition et plan d'action

Condition imposée	Conséquence	Action de maintenance
$C < R$	Pas de problème, rien à signaler	Maintenance corrective
$R < C < 1$	Acceptable mais!	Surveillance spéciale. maintenance préventive / prédictive
$C \geq 1$	Remise en cause complète de l'étude	- Action de maintenance préventive systématique - Nouvelle étude d'amélioration.

2.3. METHODE PRATIQUE DE L'AMDEC

L'AMDEC est une technique d'évaluation / conception de la fiabilité pour examiner les modes de défaillance probables au sein d'un système afin de déterminer les effets sur les performances du système. Dans l'AMDEC, les modes de défaillance possibles sont classés en fonction de leur percussion profonde sur le succès de la mission et de la sécurité des équipements [1].

Les étapes de la réalisation de l'AMDEC propre à chaque équipement sont listées ci-dessous : [1, 2, 7].

- Réalisation de l'arborescence fonctionnelle de l'équipement.
- Définition des phases de fonctionnement de l'équipement.
- Recherche de tous les modes de défaillance possible (analyse qualitative).
- Recherche des causes et des effets de ces défaillances.
- Evaluation de la criticité de ces défaillances (analyse quantitative).
- Recherche de mesures correctrices ou préventives.

En exploitant les données de fiabilité et le coût moyen estimé de réparation par an qui sont collectés à partir de l'application de l'ancienne méthode de maintenance E3P (Maintenance planifiée, préventive, périodique) (Tableau 5) on a pu déterminer les résultats de la simulation (voir section 3.1). Et selon la criticité déterminée (voir tableau Annexe 7), on a adopté le plan de maintenance adéquat à chaque élément défaillant examiné. Les tâches de maintenance sont effectuées par éléments et par unité. À la fin et après une période d'essai déterminée, on a effectué un retour d'expérience pour obtenir un résultat escompté (Tableau 7) et obtenir l'optimisation souhaitée.

2.4. DISTRIBUTIONS EXPONENTIELLES DE PROBABILITE

La distribution exponentielle est largement utilisée en ingénierie de la fiabilité car elle peut présenter la courbe du phénomène de distribution temporelle d'une défaillance d'un composant / système d'une manière très claire. Selon [14], la fonction de densité de distribution exponentielle est exprimée par l'équation suivante:

$$f(t) = \lambda \cdot e^{-\lambda t}; t > 0, \lambda > 0, \quad (2)$$

où: t : temps, λ : taux de défaillance constant

- Et la fonction de distribution cumulative est:

$$F(t) = 1 - e^{-\lambda t}; \quad (3)$$

- La fonction de fiabilité est:

$$R(t) = e^{-\lambda t}, \quad (4)$$

- Le taux de défaillance est :

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{R(t)} = \lambda ; \quad (5)$$

- Temps moyen jusqu'à la défaillance :

$$MTTF = \int_0^{\infty} R(t) dt = \frac{1}{\lambda} ; \quad (6)$$

- La fonction de maintenabilité est :

$$M(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{\mu(t)}{\Delta t} , \quad (7)$$

où: μ : taux de réparation

- Le taux de réparation est :

$$\mu(t) = \frac{1}{(1-M(t))} \frac{dM(t)}{dt} ; \quad (8)$$

- Temps moyen de réparation :

$$MTTR = \int_0^{\infty} (1-M(t)) dt \approx \frac{1}{\mu} ; \quad (9)$$

- La disponibilité moyenne est :

$$A(t) = \frac{MTTF}{MTTF + MTTR} = \frac{\mu}{\mu + \lambda} . \quad (10)$$

De plus :

Temps d'arrêt moyen MDT : le temps d'approvisionnement du matériel en panne et le temps de réparation MTTR.

Temps de montée moyen MUT : La moyenne de temps de fonctionnement.

- Temps moyen de bon fonctionnement :

$$MTBF = MDT + MUT = MTTR + MUT \quad (11)$$

2.5. LE COUT DES ACTIONS DE MAINTENANCE

Le coût direct associé à chaque tâche de maintenance, CDM, est lié au coût des ressources de maintenance, CRM du système d'énergie électrique. Il s'agit du coût des ressources de maintenances directement utilisées lors de l'exécution de la tâche de maintenance, ce qui est proposé par l'équation (12) ci-dessous:

$$C_M(t_h) = \lambda(t_h) \cdot \frac{\int_0^{t_h} f(t) \left[C_a MC(t) + C_r MC(t) + \int_0^t C_i(u) du \right] dt}{\int_0^{t_h} f(t) dt} + R(t_h) \cdot \left[C_a MP(t) + C_r MP(t) + \int_0^{t_h} C_i(t) dt \right] \quad (12)$$

Ceci a permis de calculer une périodicité de remplacement préventive et le coût associé. Cependant, le modèle permet le calcul de la fonction coût de maintenance sans son optimisation, et ne tient pas compte du processus d'apprentissage. Parmi les modèles mathématiques et statistiques d'optimisation du coût de la fonction maintenance basés sur les informations de maintenance, on cite le modèle de [13], qui permet de minimiser le coût de maintenance incluant l'aspect préventif et correctif, et de choisir la meilleure alternative de maintenance [14].

Où :

- $\lambda(t_h)$: le taux de défaillance du système avant le temps t_h ,
 - $R(t_h)$: la probabilité de survie du système jusqu'au temps t_h ,
 - $f(t)$: la fonction densité de probabilité déduite à partir de la durée moyenne résiduelle,
 - $CaMC(t)$: le coût du temps d'arrêt dû à une intervention de maintenance corrective MC,
 - $CaMP(t)$: le coût du temps d'arrêt dû à une intervention de maintenance préventive MP,
 - $CrMC(t)$: le coût des ressources associées à la maintenance corrective,
 - $CrMP(t)$: le coût des ressources associées à la maintenance préventive,
 - Le facteur $C_i(u)$ est une somme des coûts d'énergie, des pertes et des coûts de maintenance mineure en fonction du temps.

Ce modèle présente une technique d'optimisation du coût de maintenance sur un espace de temps déterminé en se basant sur les caractéristiques de l'équipement comme la durée de vie et la périodicité d'inspection préventive. Toutefois, ce modèle ne prend pas en considération les pièces de rechange ainsi que le processus d'apprentissage, de plus, le coût d'attente ou il considère que le remplacement se fait sans délai, et les pertes (de matière et d'énergie) dues à un arrêt préventif ou correctif ne sont pas prises en considération et par conséquent, le modèle est statique [13].

3. ÉTUDES DE CAS : APPLICATION AUX SYSTÈMES DE DISTRIBUTION D'ÉNERGIE

Notre objectif dans cet article est d'appliquer une méthode efficace et récente telle que le modèle MBF afin de pouvoir optimiser la maintenance des systèmes électriques.

Pour illustrer notre point de vue dans ce travail, on donnera une description générale de la station de distribution électrique située dans une région d'Algérie. L'alternative suggérée pour les systèmes de distribution d'énergie peut être schématisée comme suite (Fig. 3):

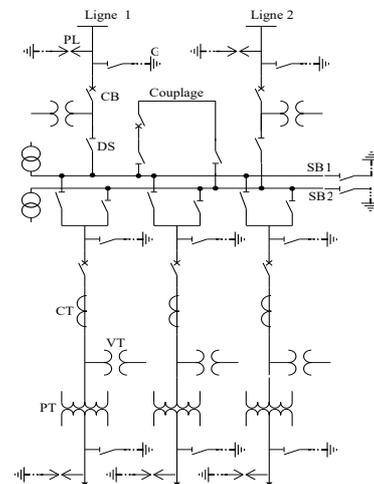


Fig. 3 – Schéma standard du réseau de distribution.

Où:

1. Ligne électrique (EL);
2. Disjoncteur (CB);
3. Jeu de barre (SB);
4. Transformateur de puissance (PT);
5. Sectionneur (DS);
6. Transformateur de tension (VT);
7. Transformateur de courant (CT).

La première expérience de l'introduction du nouveau modèle MBF montre que le principal problème est toujours de trouver des données fiables et mises à jour. Ainsi, le problème crucial est un changement (parfois substantiel) dans les structures existantes de bases de données particulières dans les sociétés régionales de distribution d'électricité. Ces bases de données doivent être ajustées pour obtenir, par de simples programmes d'évaluation, les données pour être utilisées dans le calcul et la détermination des

fonctions et indices de fiabilité du système étudié à partir de l'application de la nouvelle approche MBF.

Ces données sont collectées et calculées en collaboration avec le service maintenance de la station du système de distribution électrique en Algérie [1, 2].

Tableau 5

Données de fiabilité et le Coût moyen estimatif de réparation

Equipements	Mode de défaillance	MTTF Années	MTTR (h)	C _{ME} *
Ligne électrique EL	Coupures	3,5	2,5	345
Jeu de barre SB	Court-circuit	8	4	210
Isolateur IS	Vieillessement	4	3	135
	Amorçage			
Transformateur de puissance PT	Résistance d'isolement faible	5,5	3.5	240
	Déclenchement à la mise sous tension au moment de l'opération de délestage			
	Les nuisances sonores : les phénomènes de striction dans les transformateurs			
Disjoncteur CB	Coupures brèves et longues	8	5	165
Parafoudre PL	Surtensions	8	2,5	75
Fusible F	Surcharges	2	1	75
Sectionneur DS	- Fermeture difficile ou - Ouverture difficile	7,5	5	30

C_{ME}* : Coût moyen estimatif de réparation / an (x 10³DA)

La figure suivante nous montre l'évolution et la répartition des frais du système de distribution d'équipements électriques et le pourcentage des coûts de maintenance consacrés pour chaque équipement avant l'adoption et la mise en œuvre d'un plan de maintenance optimisé. Ainsi, nous voyons clairement que la majorité des coûts de maintenance sont absorbés par le transformateur de puissance, les lignes électriques et les jeux de barres.

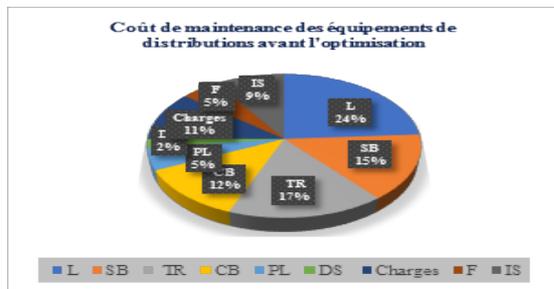


Fig. 4 – Coûts de maintenance des équipements de distribution avant l'optimisation pendant un an.

3.1. RESULTAT DE SIMULATION ET DETERMINATION DES PARAMETRES OPTIMAUX

Pour déterminer les paramètres optimaux (λ , μ , A , R , M et le coût) du système de distribution électrique, on a appliqué une optimisation globale par le nouveau modèle MBF sur un échantillon de système de distribution électrique situé dans une zone au nord-ouest de l'Algérie par l'adoption des différents modèles et différentes simulations résumés dans cet article. Après avoir déterminé les équipements critiques du système dans une période étalée sur dix ans (voir Fig. 5), et pour démarrer notre démarche, on a privilégié de traiter et d'analyser les éléments critiques suivants: les transformateurs de puissance (TR), les lignes électriques (EL), les isolateurs (IS) et les disjoncteurs (CB), ainsi le résultat de la modélisation et la simulation est résumée dans le tableau récapitulatif (Tableau 6) et les quatre figures nommées

successivement $R(t)$, $r(t)$ et $A(t)$.

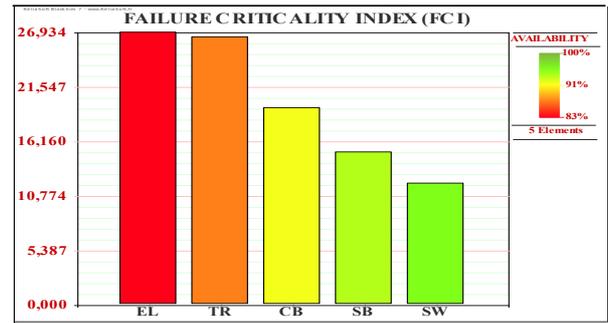


Fig.5 – Équipements critiques jusqu'à dix ans.

3.1.1 LA FONCTION DE FIABILITE R(t)

Cette fonction représente l'allure de la courbe de la Fiabilité du système avant et après l'optimisation.

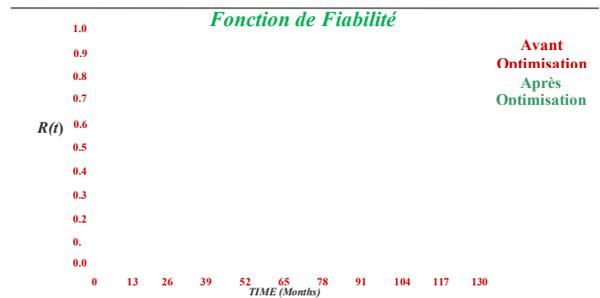


Fig. 6 – Fiabilité R(t).

3.1.2. FONCTION DE LA DISPONIBILITE MOYENNE A(t)

Cette fonction représente l'allure de la courbe de la disponibilité moyenne du système avant et après l'optimisation.

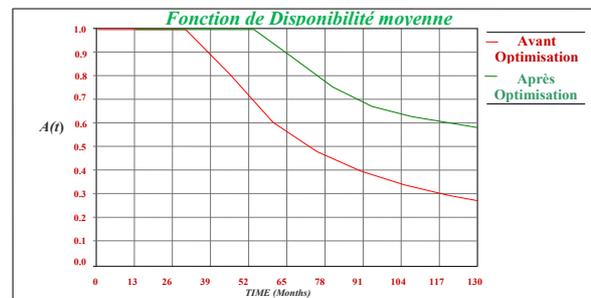


Fig. 7 – Disponibilité moyenne A(t).

3.1.3. TAUX DE DEFAILLANCE r(t)

Cette fonction représente l'allure de la courbe du taux de défaillance du système avant et après l'optimisation.

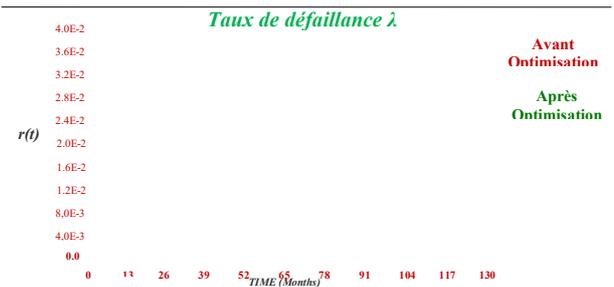


Fig. 8 – Taux de défaillance $\lambda(t)$ ou $r(t)$.

3.1.4. FONCTION COUT Cost(*t*)

Cette fonction représente l'allure de la courbe du coût des actions de maintenance du système avant et après l'optimisation

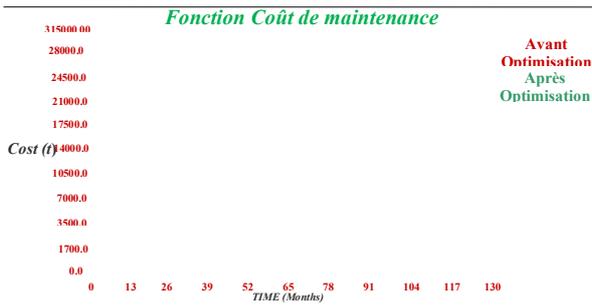


Fig. 9 – Coût de maintenance Cost(*t*).

Le nouveau modèle d'optimisation MBF appliqué au système de distribution d'énergie au Nord-Ouest d'Algérie a donné de bon résultat. Ce résultat présenté dans les différentes figures et résumé dans le Tableau 6 suivant montre l'importance de l'application d'une telle stratégie d'optimisation de la maintenance et qui a pour but de maintenir la fiabilité des équipements et la disponibilité du système électrique, y compris la réduction des coûts des tâches de maintenance afin d'augmenter le temps entre deux défaillances successives et de minimiser le temps de réparation de chaque élément de ce système.

Les Fig.6 ci-dessus montre la courbe de la fiabilité des équipements avant et après l'application de la nouvelle approche d'optimisation étalée dans une période d'essai de 10 ans. On voit clairement que la fiabilité du système d'alimentation diminue en dessous de 50 % à partir du 28^{ième} mois avant l'optimisation, mais elle diminue à partir du 70^{ième} mois pour le nouveau modèle MBF.

De point de vue la disponibilité moyenne du système et selon la figure précédente (Fig. 7), il est bien évident que le système électrique restera toujours disponible pendant une période importante tout en appliquant notre nouvelle approche.

La Fig. 8 ci-dessus montre la courbe du taux de défaillance λ du système avant et après l'application du nouveau modèle d'optimisation MBF. Ce qui confirme que le taux de défaillance commence à une date précoce à partir du 26^{ième} mois et il augmente fortement avant l'optimisation. Mais ce taux reste moins important quand on applique la nouvelle approche MBF.

La Fig. 9 ci-dessus montre la courbe du coût des actions de maintenance en fonction du temps. On voit donc clairement la grande différence des dépenses avant et après l'application du nouveau modèle MBF.

A travers ces courbes de fiabilité, on voit clairement la différence avant et après l'optimisation par l'adoption du nouveau modèle MBF, d'où l'amélioration de la fiabilité et de la disponibilité par des rapports globaux (pratique et simulation) successivement de 11,80 et de 1,36 de l'approche MBF par rapport à l'ancienne méthode E3P et une réduction de coût des tâches de maintenance de 86,69 % pour une durée de mission de quatre années, voir (Tableau 6 ci-dessous).

Tableau 6

Résumé du résultat obtenu

Temps de mission = 48 mois (4 ans)		
Procédure adoptée	Avant l'optimisation	Après l'optimisation
Fiabilité (<i>R</i>)	0,079	0,932
Maintenabilité (<i>M</i>)	0,945	0,125
Disponibilité moyenne (<i>A</i>)	0,735	0,999
Sécurité (<i>S</i>)	0,999	
Durée de garanti à 85 %	303,054	668,245
Temps de fiabilité et de disponibilité à 85 %	361	491
Coût (million DA)	248	33
Temps moyen avant la première défaillance (MTTF)	62,50	285,74
Taux de défaillance (λ)	0,016	0,0035
Temps moyen d'indisponibilité MDT	7,078	0,279
Temps moyen de disponibilité MUT	10,625	58,348
Temps moyenne entre deux défaillances consécutives (MTBF) au-delà de l'MTTF	17,70	58,627
Taux de réparation (μ)	0,214	3,587
Temps moyen de réparation (MTTR)	4,673	0,278

4. CONCLUSIONS

A travers ce travail, on a présenté l'application du nouveau modèle MBF pour optimiser la gestion de la maintenance des équipements électriques au niveau d'Algérie. A partir des différents résultats obtenus par l'application expérimentale et les différentes simulations du nouveau modèle MBF, on peut affirmer avec certitude que la mise en œuvre efficace de l'optimisation de la maintenance par une telle approche améliorera donc la fiabilité et la disponibilité du système électrique, augmentera la sécurité des biens des personnes et de l'environnement et réduire le coût global d'exploitation et de maintenance. La principale recommandation qu'on a met à la disposition du service maintenance du réseau de distribution électrique est la réintégration de cette stratégie de maintenance, notamment la mise en œuvre optimale et rationnelle de la nouvelle approche MBF. Ce travail a montré la faisabilité de réaliser l'optimisation de la maintenance des systèmes électriques en utilisant cette méthode d'une manière plus sérieuse. Pour donner suite à cette étude qu'on a réalisée dans la station de distribution électrique en Algérie, il sera nécessaire de prendre en compte les recommandations suivantes. Faire une rénovation complète du système, puisque la majorité des équipements sont très anciens et provient de la période coloniale à partir de l'année 1948, en particulier les lignes électrique et les transformateurs de puissance. A cet effet, il est conseillé de redynamiser le service maintenance, de changer complètement les lignes électriques en utilisant le même matériau, rénover ou remplacer les transformateurs de puissance par d'autres plus puissants et plus robustes, et, finalement, changer totalement les anciens isolateurs par d'autres en matériau composite pour résister à l'humidité et la salinité de cette zone.

REMERCIEMENTS

Mes remerciements particuliers aux examinateurs et à l'ensemble du personnel de la Revue Roumain Science et Technique. – Électrotechnique et Énergétique. Un remerciement pour toute l'équipe de la station de distribution électrique de Relizane Algérie pour le grand soutien et l'équipe de travail conjointe, Je remercie aussi la Direction

Générale de la Recherche Scientifique et du Développement Technologique – GDRSDT, Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique d'Algérie pour son assistance continue à la recherche scientifique.

Reçu le 9 Février, 2021

REFERENCES

1. B. Yssaad, M. Khat, A. Chaker, *Reliability centered maintenance optimization for power distribution systems*, International Journal of Electrical Power & Energy Systems IJEPES, **55**, pp. 108–115 (2014).
2. B. Yssaad, *Optimisation de la maintenance basée sur l'approche des techniques de modélisation et de simulation : application aux réseaux de transport et d'interconnexion* thèse de doctorat, ENP ORAN, 2013.
3. J.R. Sifonte, J. V. Reyes-Picknell, *Reliability Centered Maintenance Reengineered Practical Optimization of the RCM Process with RCM-R*, Taylor & Francis Group, 2017.
4. L. Bertling, R. Eriksson, R. N. Allan, *Relation between Preventive Maintenance and Reliability for a Cost-effective Distribution System*, IEEE Porto Power Tech Conference, 2001.
5. J. Moubray, *Reliability-centred Maintenance*, Butterworth-Heinemann, 1991.
6. K. Cicek, M. Celik, *Application of failure modes and effects analysis to main engine crankcase explosion failure on-board ship*. Safety Science, **51**, pp. 6–10 (2013).
7. K. Choudhary, P. Sidharthan, *Failure Mode Effects and Criticality Analysis (FMECA) of Electronic Power Conditioner (EPC)*, 5th International Conference on Reliability, Infocom Technologies and Optimization (ICRITO) (Trends and Future Directions), Sep. 7-9, 2016, AIIT, Amity University Uttar Pradesh, Noida, India.
8. D. E. Nordgård, *A framework for risk-informed decision support in electricity distribution companies utilizing input from quantitative risk assessment*, **43**, 1 (2012).
9. L. Chang, Z. Wu, *Performance and reliability of electrical power grids under cascading failures*, IJEPES, **33**, 8 (2011).
10. H.A. Hoseynabadi, et. al., *Failure Modes and Effects Analysis (FMEA) for Wind Turbines*, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, **32**, 7, pp. 817–824 (2010).
11. Reliasoft Cooperation, *FMEA Software, Reliasoft Simbloc RCM5*, Xfmea. [online] Available from: <http://www.reliasoft.com/xfmea/index.htm/>.
12. G. Gupta, R.P. Mishra, *An application of the reliability centered maintenance?: Case study of conventional lathe machine*, 8th ISDSI Int. Conf. Hyatt Regency, Pune, India, 2–4 January 2015.
13. A.A. Alhouaij, *Contribution à l'optimisation de la maintenance dans un contexte distribué*. Thèse de doctorat. 2010. Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2010.
14. H. Löfsten, *Management of industrial maintenance -economic evaluation of maintenance policies*. International Journal of Operations & Production management, **19**, 7, pp. 716–737 (1999).

ANNEXE : Tableau 7

AMDEC : Analyse des modes de défaillances, de leurs effets et de leur criticité

AMDEC : Analyse des modes de défaillances, de leurs effets et de leur criticité										
Elément	Evaluation $R = 0,540$					Plan d'action de maintenance	Résultat			
	O	S	D	C	Test		O	S	D	C
Ligne électrique (EL)	0,5	0,5	4	1	$C > 1$	- Action Corrective: si panes mineurs. - action de maintenance préventive systématique - nouvelle étude, utilisation des câbles de même matériel (remplacement)	0,1	0,1	1	0,01
Isolateur en verre ou en céramique (IS)	0,5	0,5	4	1	$C > 1$	- Action corrective Ils peuvent être recouvert de graisse ou lavé régulièrement. - action de maintenance préventive systématique. - Nouvelle étude améliorative	0,1	0,1	1	0,01
Jeu de barre (SB)	0,5	0,4	3	0,6	$R < C < 1$	action de maintenance préventive systématique				
Transformateur de puissance (PR)	0,5	0,5	4	1	$C > 1$	Surveillance particulière, maintenance préventive conditionnelle	0,1	0,1	1	0,01
Parafoudre (PL)	0,2	0,1	2	0,04	$C < R$	Maintenance corrective	0,1	0,1	1	0,01
Disjoncteur (CB)	0,5	0,5	4	0,5	$C > 1$	- action de maintenance préventive systématique. - Nouvelle étude amélioratrice - modification d'architecture du système	0,1	0,1	1	0,01
Fusible (F)	0,5	0,3	4	0,6	$R < C < 1$	Remplacement	0,1	0,1	1	0,01
Sectionneur (DS)	0,5	0,4	3	0,6	$R < C < 1$	- Aspirer la poussière et nettoyer toutes les parties accessibles en soufflant le transformateur avec de l'azote ou de l'air sec.	0,1	0,1	1	0,01

A NEW OPTIMIZATION MODEL BASED ON 'RELIABILITY CENTERED MAINTENANCE' OF ELECTRICAL DISTRIBUTION NETWORK

Keywords: Optimization, Power distribution systems, Reliability centered maintenance (RCM), Failure mode, effects, and criticality analysis (FMECA), Costs.

This article proposes a practical method to develop a cost-effective and efficient maintenance program for electrical power distribution systems. The procedure is mainly based on the reliability centered maintenance RCM approach which prioritizes the maintenance requirements for failure modes and selects the efficient maintenance activity for critical modes. However, this method remains incomplete if it does not take into account other important elements during its study and application. Our vision through this work is to apply this method effectively by introducing a complete dependability study (RAMS) to increase security, reliability, availability and reduce the cost related to maintenance.