



RESEARCH ARTICLE

ANALYSE STATISTIQUE DE L'IMPACT DES PANNES DU RESEAU ELECTRIQUE SUR LES SOURCES ET LA CHARGE: ETUDE DE CAS DU RESEAU ELECTRIQUE DE LA COMMUNAUTE ELECTRIQUE DU BENIN

BARATE Mohamed¹, PALANGA Eyouléki Tcheyi Gnadi², AJAVON Ayité Sénah Akoda³ and KODJO Koffi Mawugno³

1. Doctorant au Centre d'Excellence Régional Pour la Maitrise de l'Electricité (CERME), Université de Lomé.
2. Maître de Conférences au Centre d'Excellence Régional Pour la Maitrise de l'Electricité (CERME),
3. Professeurs Titulaires au Centre d'Excellence Régional Pour la Maitrise de l'Electricité (CERME).

Manuscript Info

Manuscript History

Received: 29 May 2023

Final Accepted: 30 June 2023

Published: July 2023

Key words:-

Outages, Electrical Network, Impact

Abstract

Breakdowns in the electricity network contribute to economic losses and upset populations who are increasingly dependent on this source of energy in their daily lives. The Benin Electric Community (CEB) is in charge of the electricity transmission network for Togo and Benin. It is responsible for dispatching the national sources of electrical energy production in the two countries and the import sources to the distribution networks of the two nations. Minimizing breakdowns and blackouts of this network will make it possible to contribute effectively to the economic and technical development of the company on the one hand and the socio-political development of the two countries on the other. This study aims to analyze the impact of breakdowns of the CEB network on the socio-economic level of the two countries on the one hand and on the electrical quantities of the operation of the network (sources or loads) with the aim of proposing a digital failure prediction solution. To achieve this objective, an analysis based on descriptive statistics and statistical linear regression was used. The results showed that more than 55.68% of breakdowns are caused by distribution networks. Earth faults are the most represented among the failures inherent in network control and management systems. There is an impact of blackouts on the social level. The populations of Parakou in Benin are the most affected with cumulative service unavailability of 75 days 19 hours 52 minutes. The economic impacts on the CEB were also recorded. For the correlative study, it appears that there is a weak negative correlation between the number of triggers and the sum of the sources of the CEB. This indicates a possibility of predictive detection of network failures using data from CEB sources. In the rest of this work, a stochastic statistical analysis of the data would be made to determine a mathematical model in order to design the CEB network failure prediction tool.

Copy Right, IJAR, 2023,. All rights reserved.

Corresponding Author:- BARATE Mohamed

Address:- Doctorant au Centre d'Excellence Régional Pour la Maitrise de l'Electricité (CERME), Université de Lomé.

Introduction:-

L'électricité de nos jours devient un socle indéniable pour le développement de toute nation. D'une panne fugitive à un blackout, un défaut dans le réseau électrique conduit généralement à une interruption de fourniture du courant électrique à une partie ou toute une population. Cela a des impacts économiques et sociaux considérables. Les pannes de 2001 et celles de 2012 en Inde ont touché respectivement 230 millions et 620 millions de personnes et impacté considérablement sur l'économie du pays [1]. Celles de 2003 qui ont touché les Etats-Unis et le Canada ont coûté entre quatre et dix milliards de dollars américains (USD) aux Etats-Unis et une baisse de livraisons et de travail coûtant 2,3 milliards de dollars canadiens soit 1,679 milliards USD au Canada [2]. Mais malgré les efforts entrepris pour éviter ces pannes de se reproduire, on assiste à leurs répétitions sur d'autres systèmes électriques [3].

L'analyse des pannes du réseau électriques est faite dans la littérature par plusieurs méthodes en fonction du centre d'intérêt de la recherche. Elle a été faite par une méthode d'analyse de l'enchaînement des déclenchements des organes de protection [4] et a permis de ressortir la nécessité d'un réseau intelligent pour une autoréparation du système. Elle a été faite avec une méthode d'évaluation de la vulnérabilité du système électrique qui couple un système d'écoulement de puissance alternatif basé sur un modèle de simulation de défaillance en cascade et une procédure d'optimisation méta-heuristique (algorithmes stochastiques itératifs) [5]. Une méthode d'analyse basée sur l'enquête littéraire des revues, rapports et livres scientifiques a été faite afin de proposer des palliatifs ou de classer les pannes selon leurs causes afin de les éviter pour l'avenir [3], [6], [7].

L'impact des pannes sur le plan économique et social a été montré dans la littérature. Un modèle empirique basé sur la relation de causalité à effet a permis de ressortir l'impact des pannes sur les entreprises indonésiennes [6]. Une méthode expérimentale basée sur des enquêtes sur le terrain a été utilisée et a permis de ressortir l'impact des pannes du réseau électrique sur le plan économique et social [7]. L'étude d'impact des blackouts a permis de rénover le marché de l'électricité en Chine [8]. Il est également montré dans la littérature que pour minimiser les impacts que peuvent provoquer les pannes du réseau électrique, une politique de maintenance préventive et des systèmes de localisation précoces de pannes du réseau électriques sont mises en place par les acteurs du domaine [9]. Mais ces solutions restent insuffisantes; les Technologies de l'Information et de la Communication (TIC) peuvent de nos jours, contribuer à automatiser la détection ou même la prédiction des pannes dans le réseau électrique [4], [10]. Les méthodes statistiques stochastiques sont aussi largement utilisées pour la caractérisation des données du domaine de l'énergie électrique [11], [12], [13], [14].

Par ailleurs, la Communauté Electrique du Bénin (CEB) est en charge de la gestion du réseau de transport au Togo et au Bénin. Elle a 1288,3 km de lignes hautes tensions et des postes de transformations d'une capacité de 397,16 MVA. Elle est gérée selon la méthode N-1 et monitorée par un SCADA/EMS (Supervisory control and data acquisition/Energy Management System). Elle se charge de la gestion des sources de productions (Hydroélectriques, Thermiques et solaires) des deux pays et de l'importation de l'énergie de la Volta River Authority (VRA) et de la Transmission Company of Nigeria (TCN) pour les deux pays. Malheureusement, comme la plupart des réseaux de transport, son fonctionnement est miné par des pannes répétitives.

Afin de permettre à ce réseau d'être compétitif et d'avoir une qualité de service en norme internationale des réseaux électriques de transport, il s'avère nécessaire d'analyser l'impact de ses pannes afin de proposer une solution basée sur les TIC pour prédire, détecter et/ou autoréparer ces pannes. C'est pourquoi dans cette étude, les méthodes statistiques descriptives et la méthode de la régression linéaire sont utilisées pour ressortir les impacts des pannes du réseau électrique sur les sources, les charges et sur l'énergie non quantifiée.

Après une présentation de la technique des collectes des données, une description du matériel et de la méthode qui passe par le traitement des données et du matériel utilisé, les résultats discutés sont présentés.

Méthodologie pour la modélisation des données collectées:

Les données utilisées sont des données d'exploitation enregistrées par le dispatching de la CEB. Il y a deux catégories de données. Les données d'exploitation qui sont des relevés horaires des appareils de mesures installés aux postes de contrôle et les données de pannes qui sont les rapports de crises dans les postes de contrôles confirmées par le dispatching. Ces dernières sont sériées par semaine. Les données considérées s'étendent de 2015 à 2018. Pour avoir les données sur le même format de temps, un prétraitement a été effectué suivid'une concaténation sur la colonne des dates des deux types de données à l'aide de Jupiter 6.4.8 d'Anaconda.

Afin d'étudier les données sur le même format, la normalisation des données a été faite selon la norme min-max montrée par l'équation (1). Le descriptif des données d'étude est consigné dans le tableau 1.

$$x_{\text{norm}} = \frac{x - \min(x)}{\max(x) - \min(x)} \quad (1)$$

où : x_{norm} est la valeur normalisée ; $\min(x)$: minimal de la valeur ; $\max(x)$ le maximum de la valeur.

Tableau 1:- Descriptif des données d'étude.

	Sources totales (MW)	Charges totales (MW)	Nombre de déclenchements	Durées de pannes (min)	Puissances interrompues (MW)	Energies non distribuées (MWh)
mean	76293,77	31443,12	40,11	2035,16	159,03	395,31
std	24238,59	21884,57	17,65	1815,60	110,38	711,991
min	6935,29	0	6	46	22,67	6,42
25%	54921,68	1560,13	27,75	826	78,49	79,38
50%	74261,75	30074,48	40	1645,5	122,39	152,39
75%	98405,06	49755,28	51	2644	209,05	317,36
max	119392,98	78759,08	110	12172	545,84	5156,33
Coefficient de Skewness	0,02	-0,11	0,56	2,35	1,26	3,98
Coefficient de kurtosis	-1,06	-1,07	0,56	7,56	0,99	19,23

La statistique descriptive, nous a permis d'analyser les causes des pannes et de ressortir leur impact. L'étude d'impact des pannes sur les sources et les charges est faite par la regression linéaire et confirmée par des tests statistiques. L'outil, Jupiter 6.4.8 du langage python d'Anaconda est utilisé à cet effet. Les grandeurs et tests statistiques qui sont intervenus dans cette étude sont: le Coefficient de Pearson, le Test de Student, le Test de Shapiro et le Test de Pearson.

Coefficient de Pearson

Le coefficient de corrélation de Pearson, également connu sous le nom de coefficient r , est une mesure statistique qui définit la force de la relation entre deux variables et leur association l'une avec l'autre. La corrélation est dite faible si la valeur absolue du coefficient est inférieure à 0,5 et forte si la valeur absolue est supérieure à 0,5. La corrélation peut être positive ou négative selon le signe du coefficient. Si le coefficient est négatif alors la corrélation est dite négative et inversement. Si le coefficient de corrélation est 1 on a alors une fonction affine. Le coefficient de corrélation de Pearson entre deux valeurs x et y est donné par l'expression (2).

$$r = \frac{\sum[(x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})]}{\sqrt{\sum[(x_i - \bar{x})^2 * (y_i - \bar{y})^2]}} \quad (2)$$

où: $\bar{x}$, $\bar{y}$ sont les moyennes de x et y

Test de Student

Soit X , une série de valeurs de taille n , de moyenne m et d'écart-type S . La comparaison de la moyenne observée (m) à une valeur théorique μ est donnée par l'expression (3):

$$t = \frac{m - \mu}{s / \sqrt{n}} \quad (3)$$

où; m et μ représentent la valeur moyenne observée et la valeur moyenne théorique respectivement et s l'écart-type et n la taille de la série étudiée de degré de liberté $n-1$.

L'hypothèse H_0 est que la moyenne calculée pour l'échantillon est celle de la population. Si la Pvalue du test est inférieur à 0,005 on rejette l'hypothèse H_0 . Et réciproquement on rejette l'hypothèse contraire H_1 .

Test de Shapiro

Pour la confirmation de la normalité des données étudiées, le test de Shapiro avec une représentation des quantiles a été effectué. L'hypothèse H_0 du test de Shapiro est qu'un échantillon est issu d'une population normalement distribuée selon la formule (4):

$$w = \frac{(\sum_{i=1}^n a_i x_i)^2}{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \text{avec}(a_1, \dots, a_n) = \frac{m^T V^{-1}}{(m^T V^{-1} V^{-1} m)^{1/2}} \quad (4)$$

Test de Pearson

Pour le test de corrélation entre certaines grandeurs, afin de ressortir l'impact des pannes sur les grandeurs physiques, le test de Pearson a été utilisé. Pour se faire, les coefficients de Pearson données par l'équations (2) sont calculés. Les valeurs de test de Pearson sont calculées selon la formules (5) et comparé à 0.015 soit 15%. Si le coefficient ainsi calculé est supérieur à 0,015 l'hypothèse de départ positif H_0 (pas de corrélation entre les deux variables) est acceptée et dans le cas contraire l'hypothèse est rejetée.

$$t_{n-2} = \frac{r}{\sqrt{1-r^2}} \sqrt{n-2} \quad (5)$$

Résultats et Discussion:-

Nombre de déclenchements

Les déclenchements sont les interruptions de services donc de fourniture de courant électrique. Ils sont les manifestations des pannes du reseau électrique. La Figure 1 représente la distribution du nombre de déclenchements en fonction du temps. Elle montre des chutes de nombre de déclenchements entre les mois de Juillet d'une année et janvier de l'année suivante et réciproquement, une augmentation entre la fin du mois de Janvier d'une année et le mois de juillet de l'année suivante. Preuve que le nombre de pannes varie selon les saisons de l'année. On remarque globalement une chute du nombre total des déclenchements entre 2015 et 2018. La Figure 2 représente la densité de probabilité du nombre de déclenchements. La figure montre que la distribution du nombre de déclenchements ne suit pas une loi normale. Comme le Kurtosis et le Skweness du nombre de déclenchements sont supérieurs à zéro, alors la distribution est asymétrique vers la droite. Preuve que les nombres de déclenchements supérieurs à la moyenne sont plus probables dans le réseau de la CEB. Ces déclenchements sont d'origine diverse.

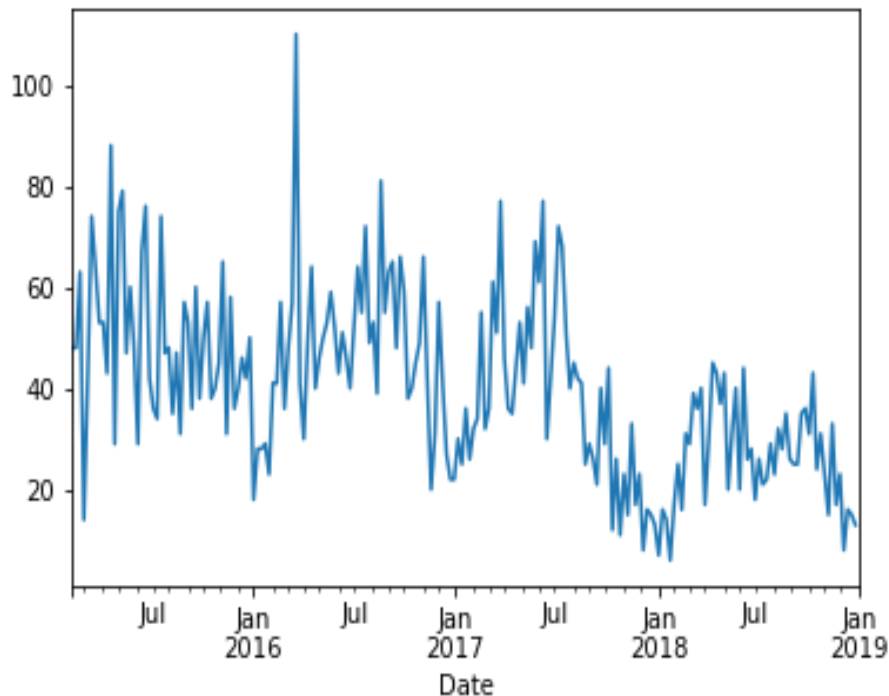


Figure 1:- Nombre de déclenchements instantané.

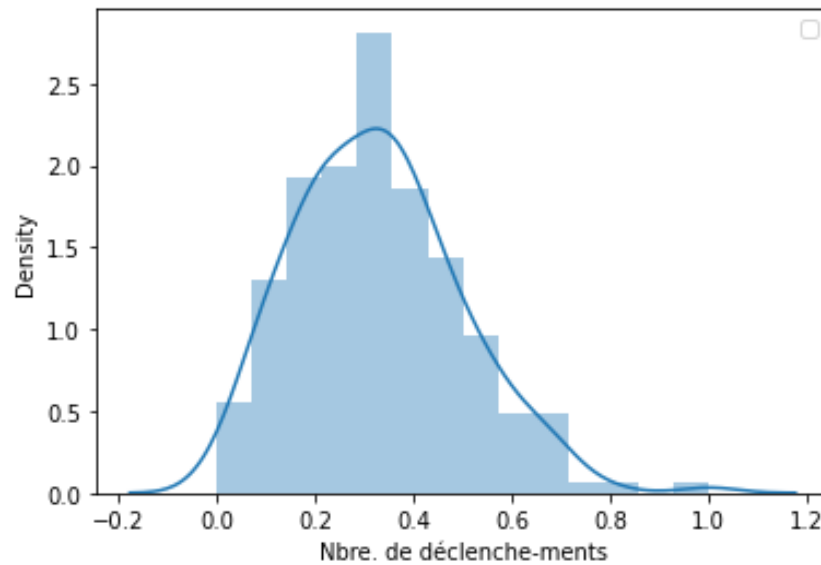


Figure 2:- Densité du nombre de déclenchements.

Sources des défauts

Entre 2015 et 2018, 136487 pannes sur le réseau de la CEB ont été enregistrés. La Figure 3 représente la distribution des pannes du réseau de la CEB. Elle montre que selon les sources des pannes, 55,68 % des pannes sont d'origine des réseaux de distributions et les autres clients de la CEB, suivi de 30,38% de défauts internes techniques inhérents au système et/ou aux organes de protections. Les pannes d'origines atmosphériques (foudre, pluie, orage...) sont aussi représentées suivies des pannes inconnues. Elles représentent successivement 8,55% et 4,62%.

La Figure 4 montre la proportion des causes des pannes selon les clients de la CEB. Le réseau de la SBEE (Société Béninoise d'Énergie Électrique) est le plus représenté avec 92,56 % des pannes. Il est clair que si la CEB veut diminuer plus de la moitié de ces indisponibilités de service il faut trouver un moyen adéquat pour éviter la remontée des pannes du réseau de distribution vers son réseau, en l'occurrence celui de la SBEE.

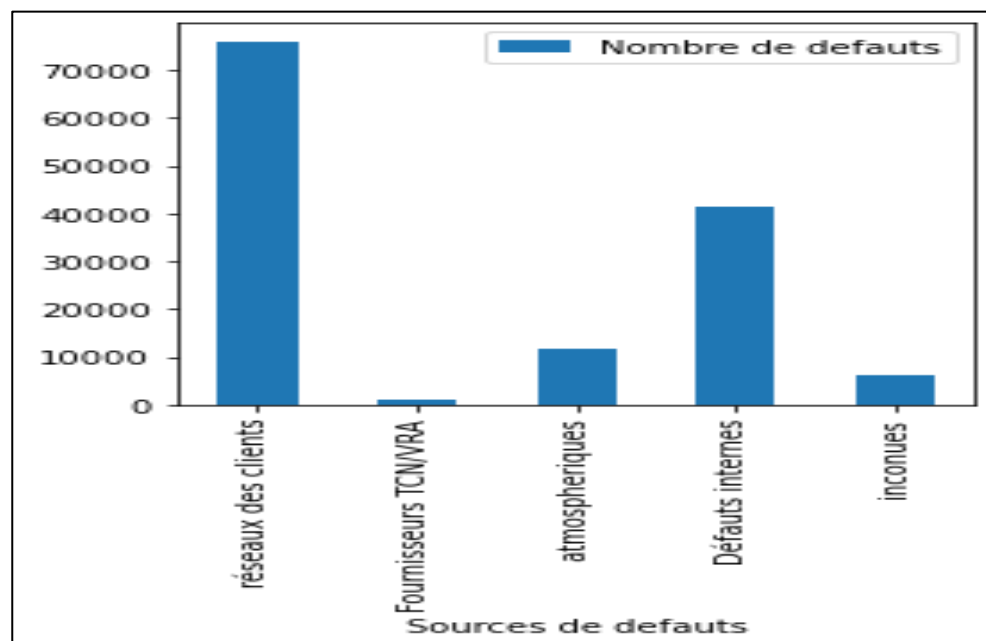


Figure 3:- Distribution des pannes selon les sources.

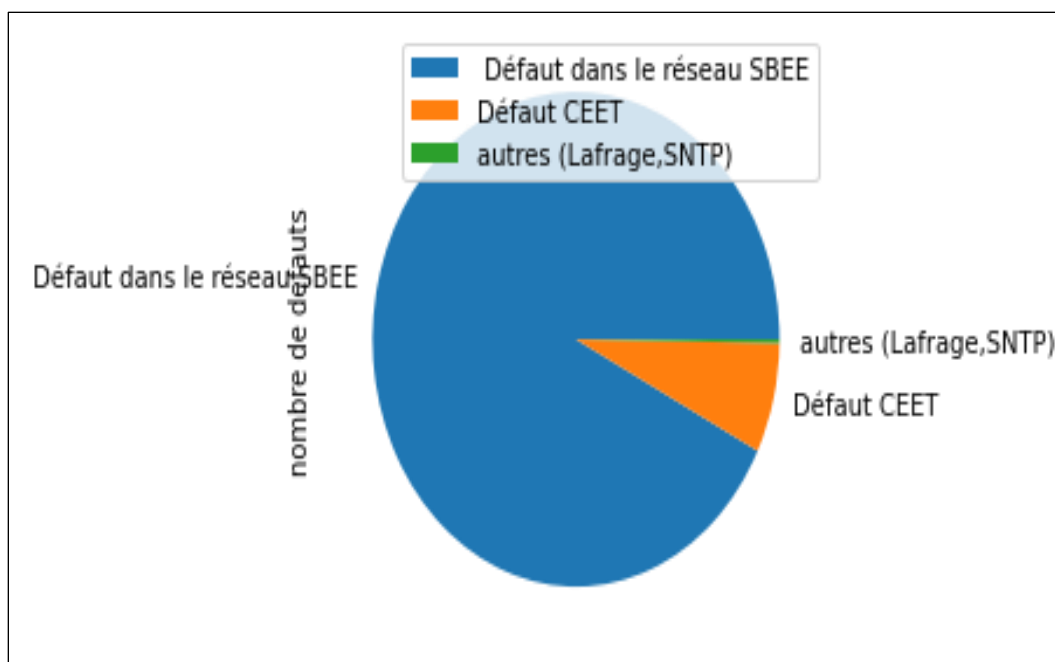


Figure 4:- Répartition des pannes selon les clients de la CEB.

Etant donné que le Togo et le Bénin dependent fortement de l'extérieur, les lignes de transport de l'électricité de la TCN et de la VRA sont considérées très importantes pour ces deux pays. Selon la Figure 3, les pannes issues des fournisseurs en électricité des deux pays TCN et VRA sont les moins représentatifs avec un taux de 0,78 % des pannes de la CEB. Par ailleurs, l'écoulement total ou partiel d'une de ces lignes cause un effrontement total ou partiel du réseau des deux pays. Par rapport au taux d'inaccessibilité des lignes on a des blackouts totaux ou partiels. En 2018, on a enregistré 25 blackouts totaux sur la ligne TCN pour une durée totale de 3 jours 3 heures 28minutes d'indisponibilité. La durée moyenne de pannes est 2 heures 54 minutes 09 secondes. L'énergie totale non importée est estimée à 16 632,25 MWh. La performance de la ligne est de 99,14%. Les causes des pannes sur la ligne TCN sont pour 16 écroulements, 04 défauts fugitifs, 02 pannes de sources inconnues et 03 déclenchements de ligne. Parallèlement, on note 07 blackouts sur les lignes VRA dont 05 sont d'origines atmosphériques. Par conséquent, dans l'année 2018, il y a une indisponibilité de fourniture de l'énergie électrique à plus de 50% des ménages au Togo et au Bénin pendant un temps cumulé de 03 jours, 3 heures et 28 minutes. Car les deux sources combines représentent plus de 50 % de la consommation des deux pays en cette année.

En outre, entre 2015 et 2018, nous avons enregistré 137 pannes sur les lignes des fournisseurs TCN et VRA. Les causes des pannes de 2015 (22pannes) ne sont pas connues. Pour les autres années, l'écroulement totale de la ligne TCN est le plus représenté avec 46 pannes sur les 115. On note également 07 déclenchements sur l'arrivée de cette ligne contre 07 pannes de fluctuation de tension sur la ligne VRA. La fluctuation de fréquence et l'instabilité du réseau de la TCN serait l'une des causes majeures de la mauvaise qualité de service de la CEB.

Causes des pannes du réseau dorsal de la CEB et relais opérés

La Figure 5 est la distribution des causes des pannes internes au réseau de la CEB. On remarque que les défauts de terre prédominent la liste des pannes internes du réseau de la CEB. Elles représentent à elles seules 60,67% des pannes internes. Les défauts inconnus sont les deuxièmes de la série avec 13,20 %, suivi des défauts de surcharges (11,22%) et les défauts fugitifs (10,62%). Cumulés, les quatre types de pannes représentent 95,71% des pannes internes. Il est clair que les quatre causes de pannes impactent considérablement le bon fonctionnement du réseau dorsal de la CEB. Pour un réseau sain, il faut trouver des techniques intelligentes de détection et d'autoréparation des quatre causes de pannes sur ce réseau. Face à ces pannes, 275 relais ont été opérés pendant les quatre ans d'étude. Les vingt-premiers les plus représentatives sont décrits par la Figure 6. Le relai Maximum de courant est le plus représenté, suivis respectivement de celui homopolaire, néant, distance et surintensité.

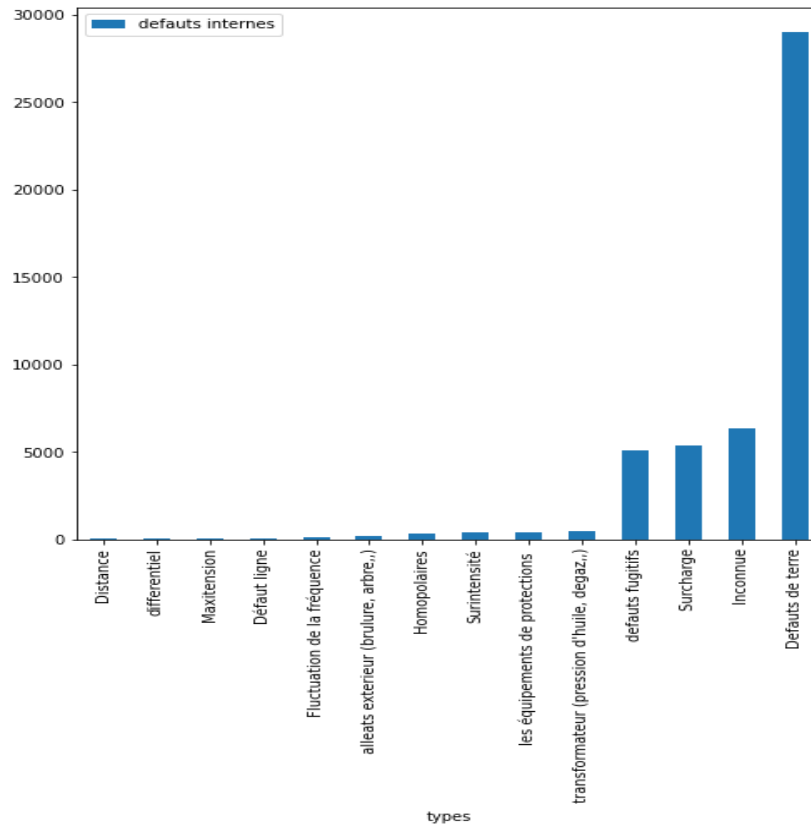


Figure 5: -Distribution des pannes internes selon les causes

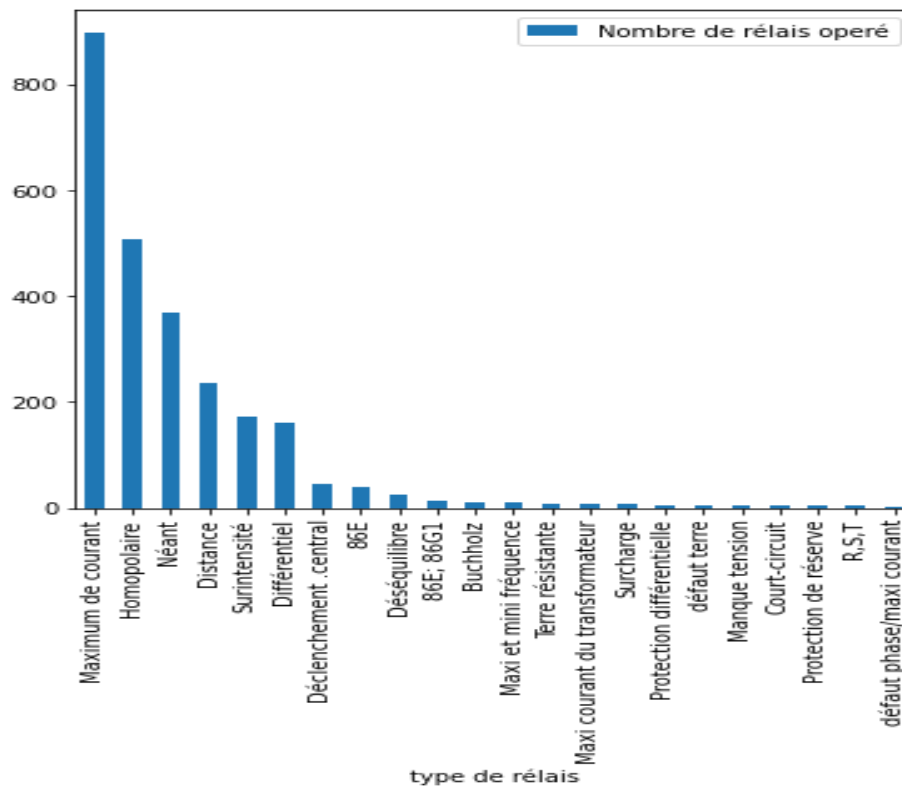


Figure 6: -Relais opérés pour la résolution les pannes

Poste et travées atteints

La Figure 7, montre la répartition des pannes selon les postes. Elle prouve que le poste de Parakou au Benin est le plus atteint avec plus de 400 pannes. Suivi des postes de Dapaong et Kara au Togo. La distribution des pannes par travées montre que les travées L34,5V de Dapaong et Kara sont les travées les plus atteintes, suivi des transformateurs T1 des postes de Kara, Parakou, Sakété, Avakpa, Maria-Gleta, Lomé-Aflao; de la ligne L1-SBEE (la ligne qui lie la CEB au SBEE dans les postes de Parakou, Djougou et Sakete.), de la travée du poste de Ouidah au Benin et du départ CEET (Liaison entre la CEB et la CEET au poste de Dapaong, Lomé-Aflao, Kara). Le nombre de pannes par travées est représenté par la Figure 8. Les solutions de minimisation des pannes doivent prioritairement concerner les postes de Parakou au Benin et ceux de Dapaong au Togo, les travées de L34,5 de Dapaong et Kara et les transformateurs T1 des postes de Kara, Parakou, Sakété, Avakpa, Maria-Gleta, Lomé-Aflao. Les figure 7 et 8 permettent de tirer la conclusion de la nécessité de trouver des palliatifs pour les postes de Parakou, Dapaong, Kara, et Avakpa impérativement pour minimiser l'impact des pannes sur les populations de ces villes du Togo et du Benin.

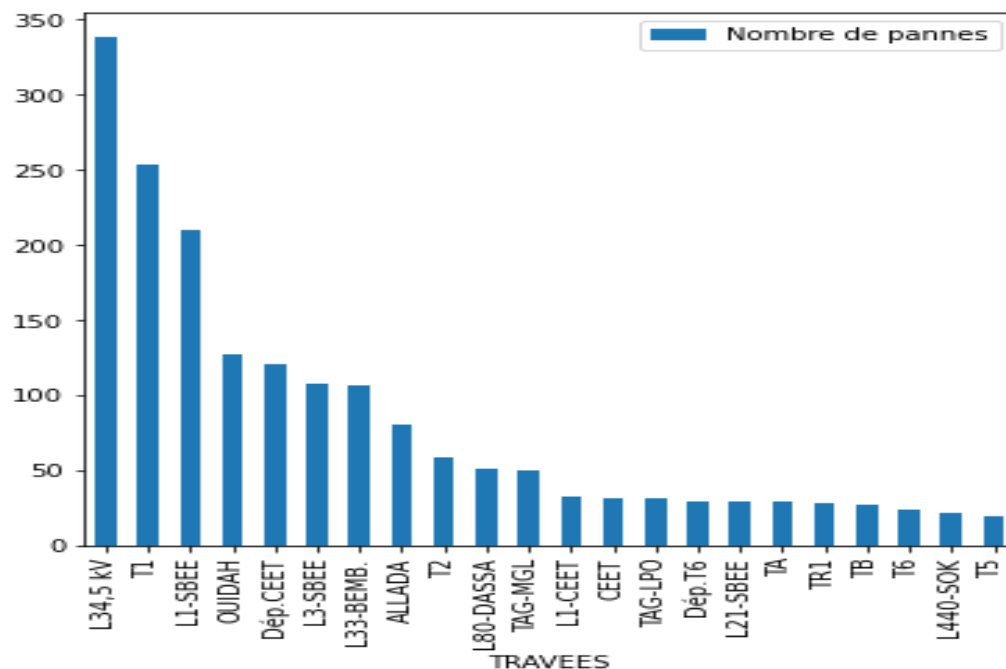


Figure 7: -Repartition des pannes par travées.

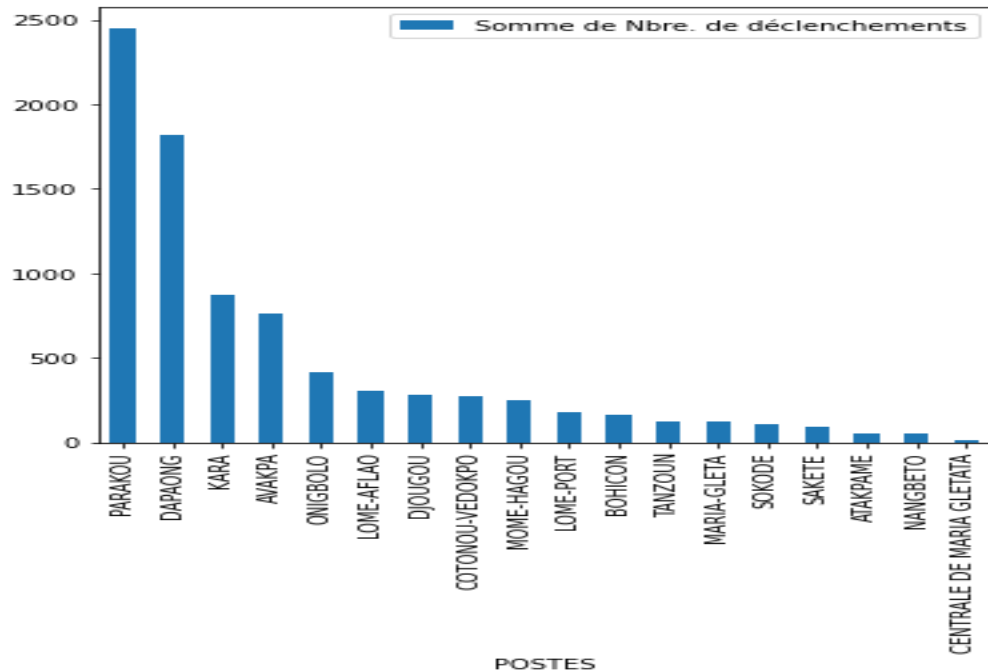


Figure 8: - Nombre de pannes par poste.

La nomenclature de la figure 7 est présentée dans le tableau 2

Tableau 2:- Nomenclature de la figure 6.

Sigle	Signification
L34,5	Ligne de puissance de 34,5KV de Dapaong et KARA
T1	Premier transformateur des postes de Kara, Parakou, Saketé, Avakpa, Maria-Gleta, Lomé-Aflao
L1-SBEE	Liaison CEB-SBEE de Parakou, Djougou, Sakete
OUIDA	Ligne Ouida-Avakpa
Dep.CEET	Liaison CEB-CEET au poste de Dapaong, Lomé-Aflao, Kara.
L3-SBEE	Liaison CEB-SBEE au poste d'Avakpa
T2	Deuxième transformateur des postes de Kara, Lomé-Aflao, Cotonou-Védokpo, Bohicon
L80-DASSA	Ligne liaison entre Bohicon et Dassa
Dep.T6	Départ du transformateur des postes de Cotonou-Védokpo et Lomé-Port
L21-SBEE	Liaison entre CEB-SBEE au poste de Cotonou-Védokpo
TA	Transformateur TA de Mome-Hagou
T6	Transformateur T6 de Lomé-Port et Cotonou-Védokpo
L440-SOK	Ligne 440 entre Atakpamé et Sokodé
TAG MGL	Turbine à gaz de Maria-Gletta
T5	Transformateur T5 de Lomé-Port et Cotonou-Védokpo
TR1	Transformateur TR1 de Tanzoun, Parakou, Bohicon, Djougou et Avakpa
TB	Transformateur TB de Momé-Hagou

Analyse d'impact des pannes

Durée des pannes

La durée des pannes est le temps d'indisponibilité de service. Donc, elle est considérée comme le temps d'inactivité des populations qui ont l'électricité dans leur chaîne de production de la richesse. Ici le temps d'indisponibilité de fourniture serait repéré selon le poste. Un poste, est un centre où part les sources de tension moyenne tension pour le réseau de distribution ou les société clients de la CEB.

La Figure 9 est la distribution de la densité des durées de pannes. Elle montre aussi l'asymétrie de la distribution vers la droite et l'étroitesse du sommet de la distribution. Montrant ainsi que les durées dépassant la moyenne sont les plus probables.

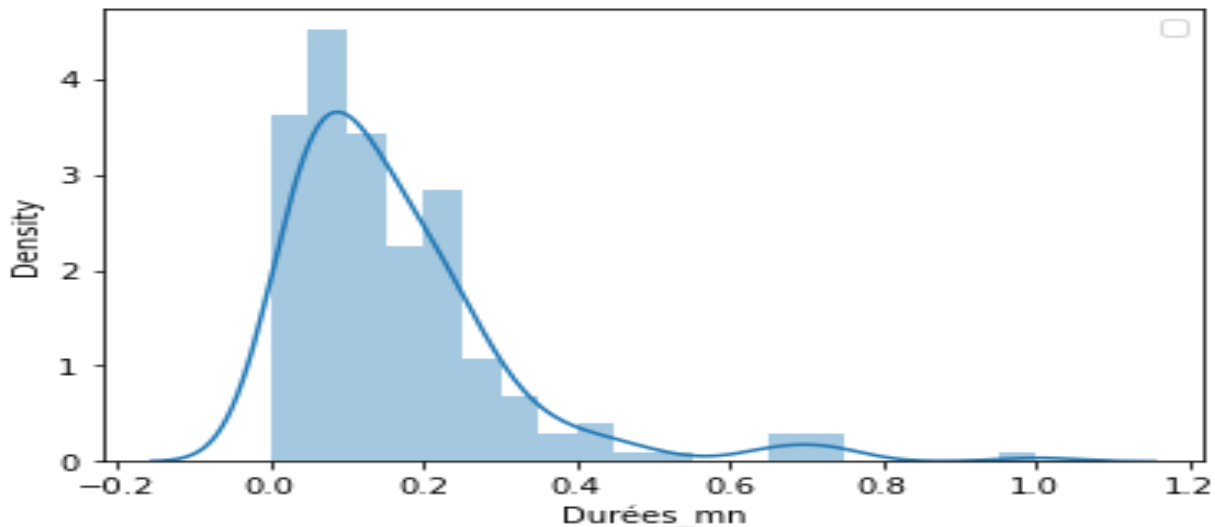


Figure 9:- Distribution de la densité de la durée des panes.

Le tableau 3 qui récapitule le temps d'indisponibilité selon les postes montre que plus un poste est affecté, plus il y a d'indisponibilité de service. Il ressort que les populations de Parakou et ses environs au Bénin sont les plus atteints avec une indisponibilité de courant électrique, entre 2015 et 2018, estimée à 75 jours, 19 heures et 52 minutes. Suivie de Dapaong au Togo pour une durée estimée à 42 jours, 12 heures, 33 minutes et 15 secondes. Il ressort un impact socio-économique des pannes du réseau de transport des deux pays.

Tableau 3:- Durée totale des pannes par poste.

Postes	Symbole du poste	Somme de Durées de pannes (mn)
Parakou	PAR	109192
Dapaong	DAP	61233,25
Avakpa	AVA	47316
Momé-Hagou	MOM	45437
Lomé Port	LPO	25907
Kara	KAR	23536
Onigbolo	ONI	21221
Maria-Gléta	MGL	20191
Lomé-Aflao	LAF	17199
Saketé	SAK	16305
Bohicon	BOH	10394
Centrale de Mariegeta	CMG	6660
Atakpamé	ATA	4929
Cotonou-Védokpo	CVE	3293
Nangbeto	NAN	2245
Djougou	DJO	2083
Tanzoun	TAN	1026
Sokodé	SOK	973

Energie non quantifiée

La Figure 10 montre que l'évolution temporelle de l'énergie non quantifiée est sériée. Cela prouve une augmentation des pannes à des périodes fixes de l'année. Même si l'année 2015 a enregistré les pics en perte d'énergie, l'année

2016 a enregistré le plus fort taux de perte d'énergie. Dès lors, il y a une chute de perte d'énergie entre 2016 et 2019 et une augmentation en 2020. La Figure 11 décrit cette variation.

Toutes ces pertes sont des manques à gagner pour l'entreprise. Comme ces entreprises doivent vendre leurs prestations aux utilisateurs finaux, un rapprochement peut être fait pour conclure que les pannes du réseau de transport contribuent à la cherté de l'électricité dans les pays en voie de développement.

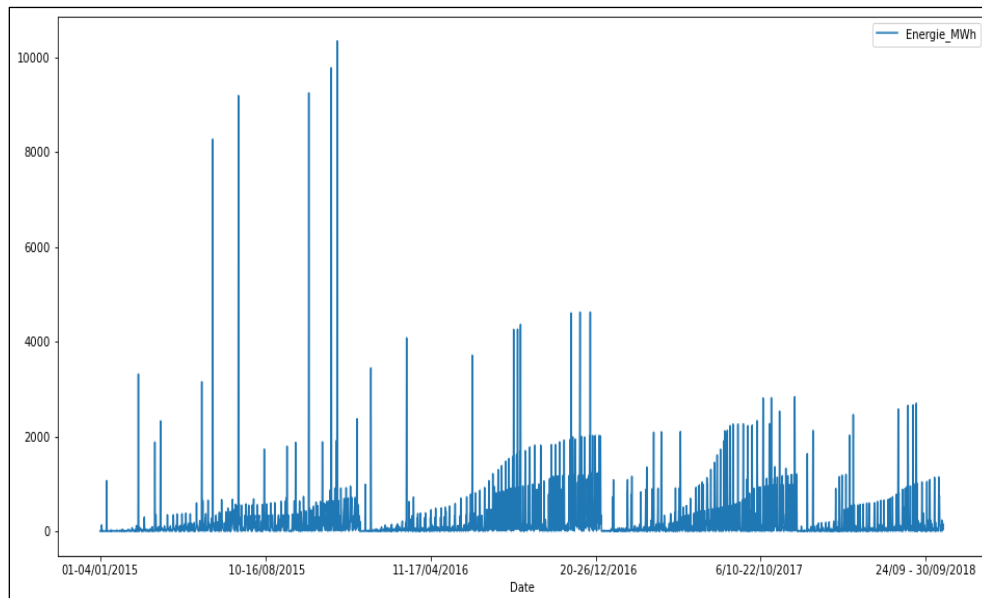


Figure 10: - Evolution temporelle des énergies perdues.

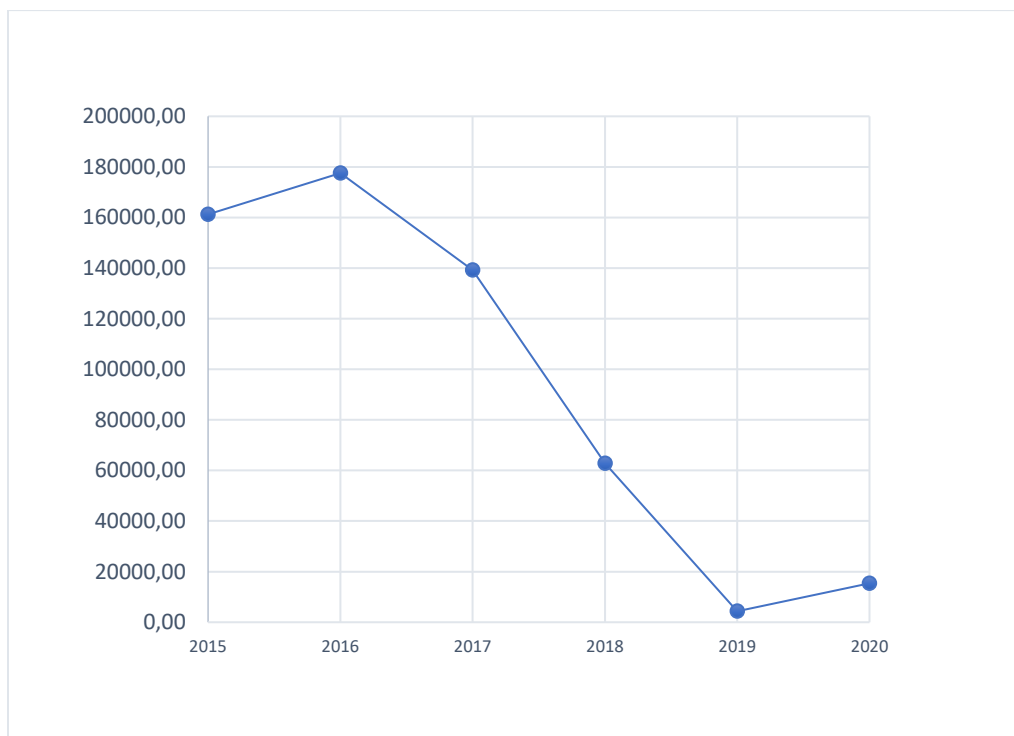


Figure 11: - Evolution annuelle de l'énergie perdue.

Etude correlative entre le nombre de déclenchements et les sources et entre la charges et l'énergie non quantifiée.

Matrice des coefficients de corrélation

Les coefficients de corrélations entre les grandeurs d'exploitation du réseau (la production totale et les sources CEB) et les grandeurs caractéristiques de pannes comme le nombre de déclenchements montrent une faible relation entre les grandeurs étudiées. Le tableau 4 est la matrice des coefficients de corrélation. On note une faible corrélation négative entre les sources totales de la CEB et le nombre de déclenchements, un manque de corrélation entre les charges totales CEB et le nombre de déclenchements et enfin, une corrélation faible positive entre l'énergie perdue et le nombre de déclenchements. Mais il faut noter que ces grandeurs ne suffisent pas pour conclure, seul le test de corrélation peut permettre de confirmer.

Tableau 4:- Matrice des coefficients de corrélation.

	Sources CEB totale	Charges totales	Nombre de déclenchements	Energies perdue
Sources CEB totale	1,00	-0,47	-0,31	-0,02
Charges totales	-0,47	1,00	-0,06	0,02
Nombre de déclenchements	-0,31	-0,06	1,00	0,11
Energies perdue	-0,02	0,02	0,11	1,00

Etude de la corrélation entre le nombre de déclenchement et les sources

Afin de vérifier les corrélations entre les grandeurs étudiées une étude croisée des grandeurs caractéristiques a été effectuée. Pour la corrélation entre le nombre de déclenchements et les sources, une représentation graphique des sources en fonction du nombre de déclenchements est faite selon la Figure12. La regression linéaire du couple nombre de déclenchements et sources est représentée par la Figure13. Elle confirme une relation correlative negative faible entre le nombre de déclenchements et les sources de production de l'énergie électrique du réseau de transport ainsi étudié. On peut conclure qu'une augmentation du nombre de déclenchements impact négativement mais faiblement les sources de la CEB.

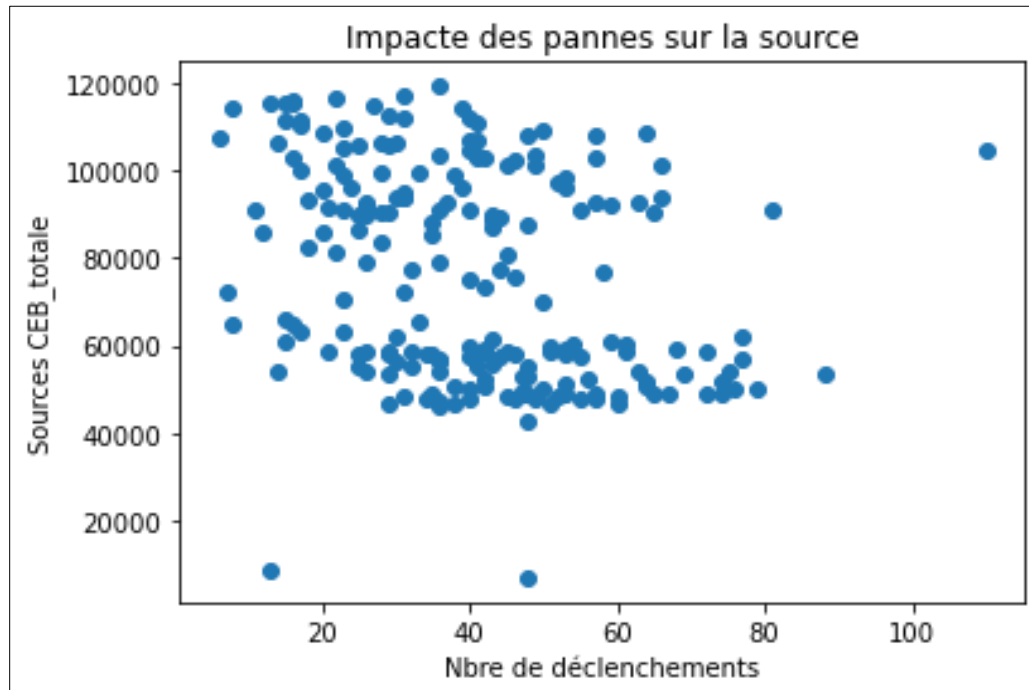


Figure 12:- Nombre de déclenchements en fonction des sources.

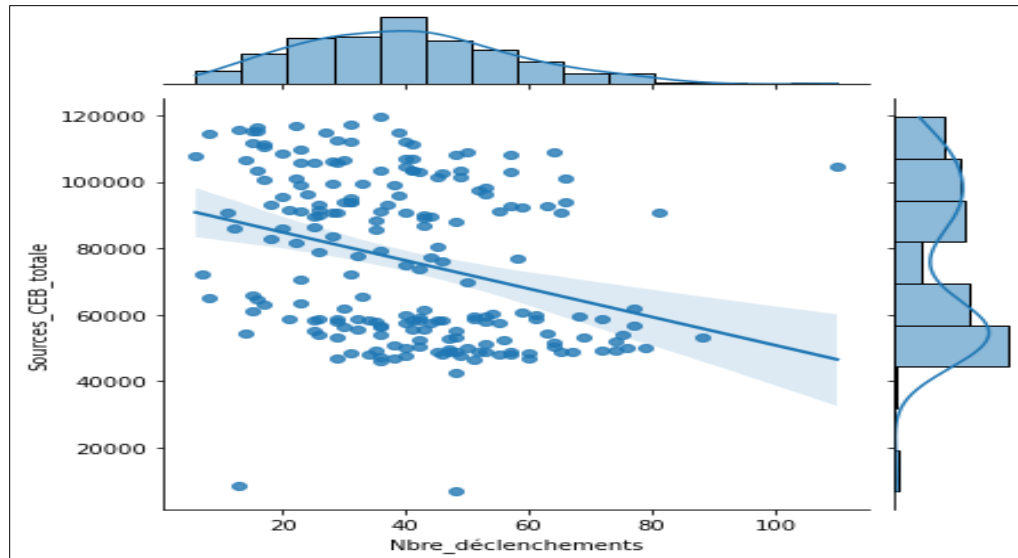


Figure 13: -Régression entre le nombre de déclenchements et les sources

Etude de la Corrélation entre le nombre de déclenchements et les charges

Pour la corrélation entre le nombre de déclenchements et la charge, une représentation graphique des sources en fonction du nombre de déclenchements est faite selon la Figure 14. La régression linéaire entre le nombre de déclenchements et les charges est représentée par la Figure 15. Cette dernière prouve un manque d'impact du nombre de déclenchements sur les charges. Cela montre l'efficacité de la méthode N-1 appliquée par la CEB.

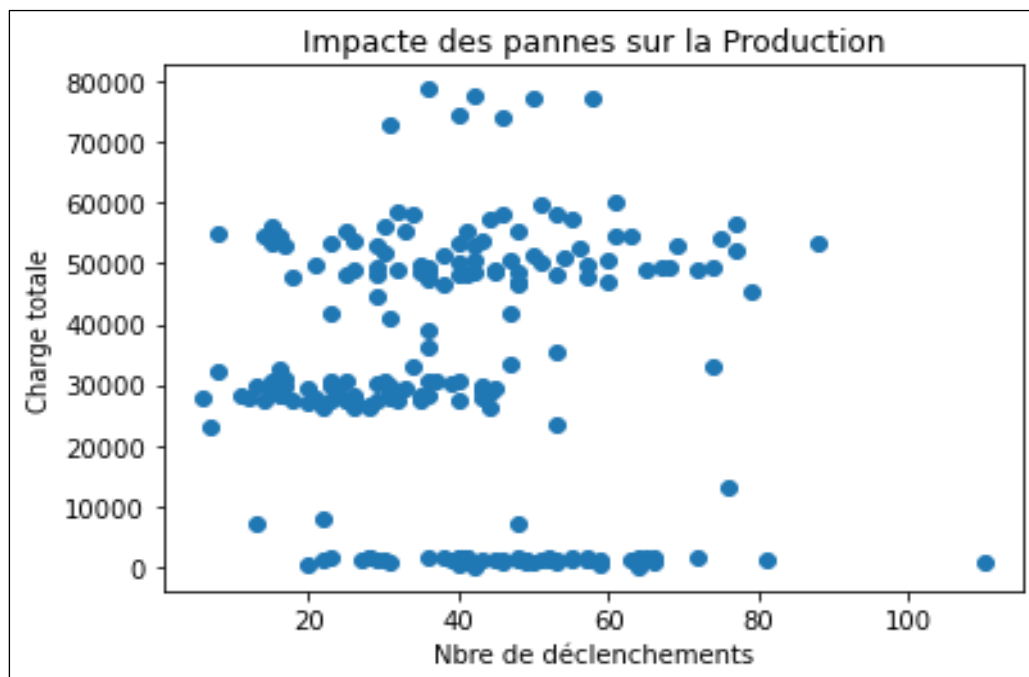


Figure 14: -Nombre de déclenchements en fonction de la charge totale

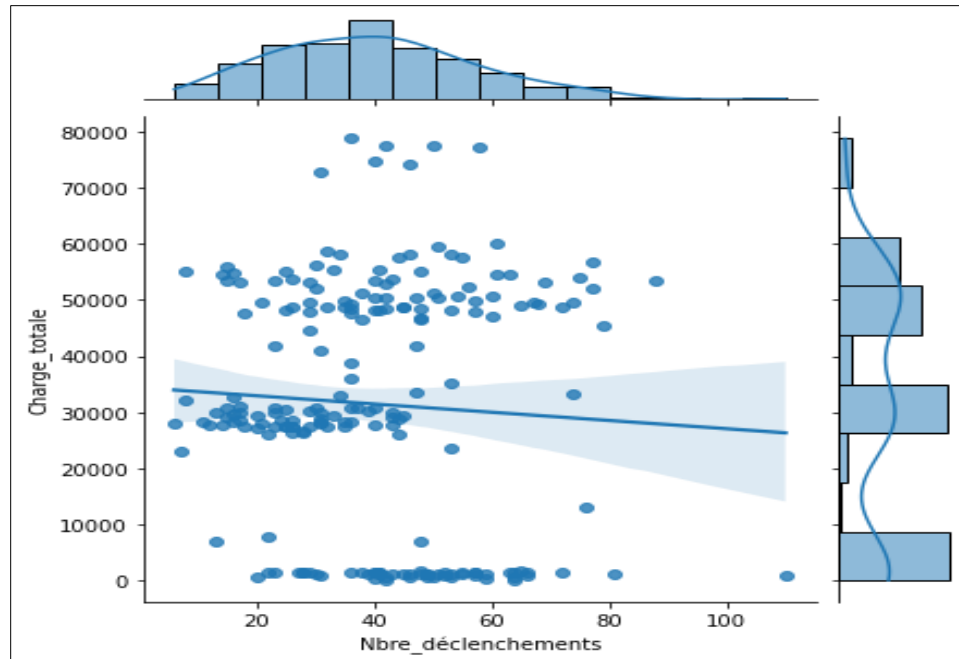


Figure 15:-Régression entre le nombre de déclenchements et la charge.

Etude de la corrélation entre le nombre de déclenchements et l'énergie non distribuée

Pour la corrélation entre le nombre de déclenchements et l'énergie non distribuée une représentation graphique de l'énergie non distribuée en fonction du nombre de déclenchements est faite selon la Figure 16. La regression linéaire entre les deux grandeurs ainsi étudiées est représentée par la Figure 17. Il ressort une faible relation correlative ascendante entre le nombre de déclenchements et l'énergie non distribuée du réseau de transport ainsi étudié. On peut ainsi confirmer les résultats précédents et conclure qu'il existe un impact du nombre de déclenchements sur la perte des énergies non quantifiées de la CEB. Etant donné que les deux pays dépendent fortement de l'extérieur, ces énergies non quantifiées peuvent devenir un manque à gagner pour la CEB.

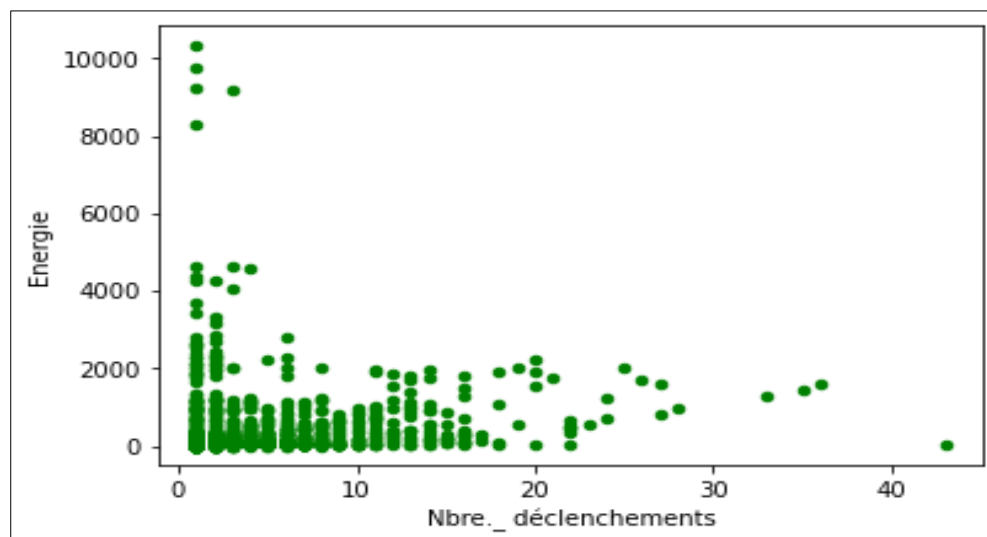


Figure 16: - Nombre de déclenchements en fonction de l'énergie non distribuée

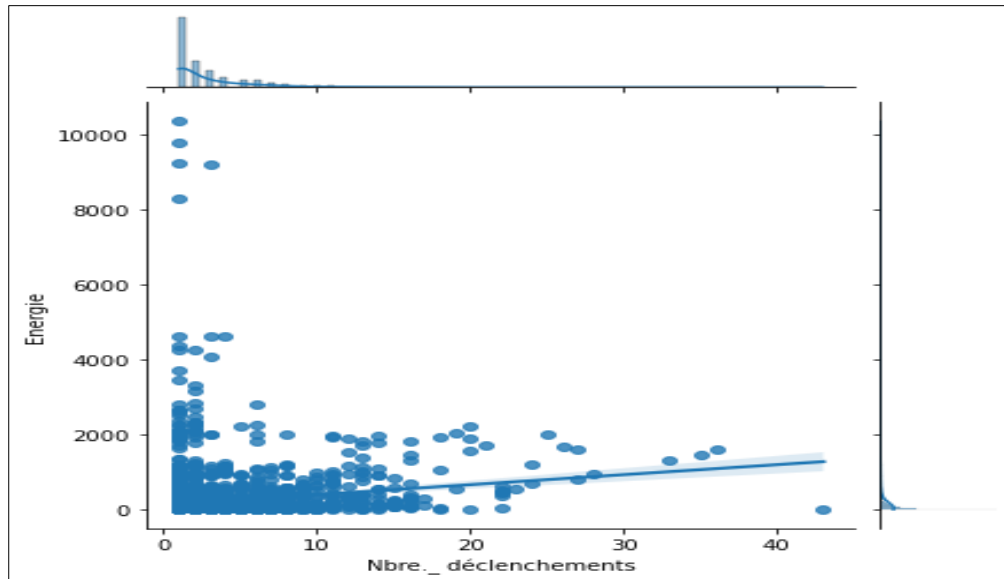


Figure 17: -Regression entre le nombre de déclenchements et l'énergie non distribuée.

Validation des résultats statistiques

Afin de valider l'exactitude des données et les résultats étudiées, des tests statistiques ont été effectuées. Considérant ainsi après normalisation que les données suivent la loi normale, les tests de Student, de Shapiro et de Pearson sont effectués.

Test de Student de conformité des moyennes

Pour la vérification de la véracité des statistiques sur les données, le test de Student des moyennes théoriques par rapport aux moyennes trouvées a été effectué. L'hypothèse H_0 est que les moyennes calculées dans l'échantillon considérée sont aussi valables pour la population étudiée. Les valeurs des Pvalues représentées dans le tableau 5 sont supérieures à 0,05, vérifiant ainsi l'hypothèse considérée.

Tableau 5:-Pvalues du test de Student des grandeurs étudiées.

	Nbre de déclenchements	Energie non distribuée	Temps d'indisponibilité
Pvalue	0,926	0,999	0,999
Résultats	Accepté	Accepté	Accepté

Test de normalité de Shapiro

Comme la distribution du nombre de déclenchements ne suit pas la loi gaussienne selon la Figure 2, un test de normalité serait nécessaire pour confirmer. Le Pvalue du test est nul avec un taux de réussite de 62,44% montrant la non normalité de la distribution. Une confirmation avec la distribution du quantiles (Q-Qplot) est donné par la figure 18. Cette figure révèle aussi la non normalité de la distribution. On en conclut que la distribution du nombre de déclenchements ne suit pas la loi normale.

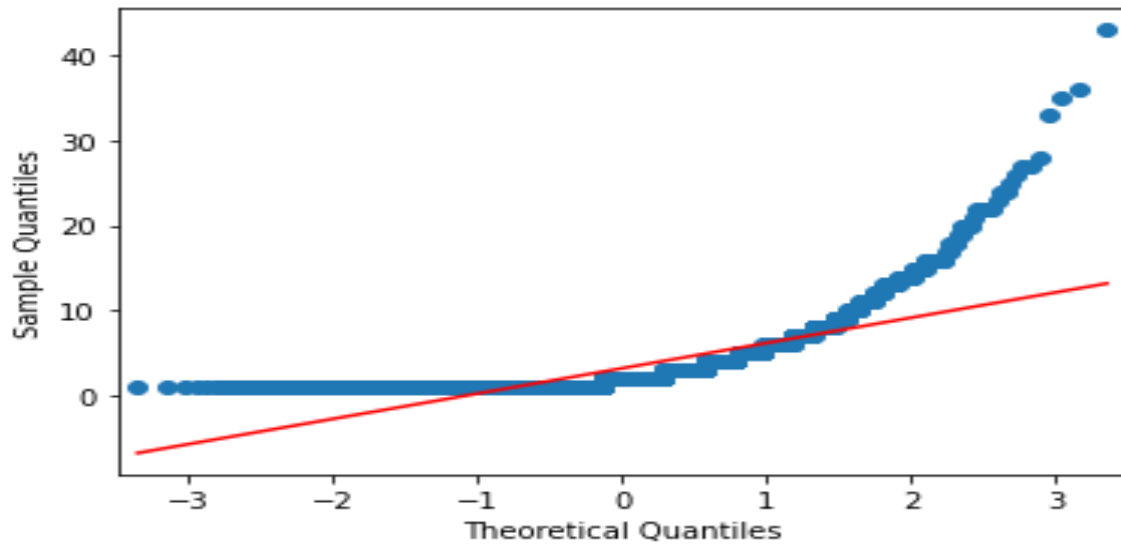


Figure 18:-Représentation des quantiles.

Test de corrélation de Pearson

Le test de Pearson confirme la corrélation entre le nombre de déclenchements et les sources, la relation non corrélative entre le nombre de déclenchements et les charges et enfin, la relation non corrélative entre le nombre de déclenchements et l'énergie non distribuée. Les valeurs des Pvalues sont représentées par le tableau 6. La valeur du Pvalue du test de Pearson entre le nombre de déclenchement et les sources est supérieur à 0,05 et pour les autres c'est inférieur à 0,05. Il revient à retenir en définitif, que seul existe un impact selon la méthode de regression linéaire entre les sources CEB et le nombre de déclenchements. Il est clair que pour une étude prédictive des pannes de réseau de transport à l'aide des Technologies de l'Information et de la Communication, les sources peuvent être utilisées comme valeurs d'entrée de l'algorithme à utiliser.

Tableau 6:-Résultats des valeurs des tests de Pearson.

	Nombre de déclenchements/ charges	Nombre de déclenchements / Sources CEB	Nombre de déclenchements / énergie non distribuée
Pvalue	6,7137 10⁻⁶	0,40025	5,516 10⁻⁶
Résultats	Rejeté	Accepté	Rejeté

Conclusion:-

Dans cette étude une statistique descriptive a permis de prouver la conformité des données utilisée et de dégager les causes et les conséquences des pannes dans le réseau de transport de la CEB. Il en ressort que toutes les valeurs théoriques sont conformes aux valeurs étudiées et que les causes peuvent être d'ordre atmosphériques ou techniques. Mais aucune des grandeurs étudiées ne suit la loi normale. La source des pannes est plus de la SBEE et les postes les plus touchés restent les postes de Parakou au Bénin et Dapaong au Togo. Les travées de L34,5 des postes de Dapaong et Kara et les transformateurs T1 des postes de Kara, Parakou, Saketé, Avakpa, Maria-Gleta, Lomé-Aflao sont plus atteints. Les défauts de terre sont majoritaires des causes des pannes inhérentes aux systèmes de protection et de contrôle du réseau de la CEB.

Une analyse par la regression linéaire nous a permis de ressortir l'impact des déclenchements sur l'ensemble des grandeurs d'exploitation du réseau ainsi étudié. Les tests statistiques ont permis de confirmer les résultats trouvés.

Le réseau de la CEB est le réseau de transport du Togo et du Bénin. Il est d'une importance capitale pour les deux pays. Mais il en ressort que les pannes du réseau sont pour la plupart causées par celles des réseaux des clients de la CEB ou les réseaux de distribution des deux pays. Pour une qualité de service et une fourniture en énergie de qualité d'une manière interrompue afin de contribuer à l'essor socio-économique des deux pays, il faut des outils permettant d'éviter les remontées des pannes des réseaux de distribution des deux pays et implémenter des outils de prédiction, de détection et d'autoréparation des pannes dans le réseau. Il ressort que l'intégration des outils intelligents basés sur

les TIC au système SCADA/EMS pour rendre le réseau plus compétitif et sain devient indispensable. Pour intégrer ces outils de prédiction et d'autoréparation au réseau de transport des deux pays, il convient de faire à la suite de ce travail une caractérisation statistique stochastique afin de déterminer le modèle le plus adapté à cet effet.

Références bibliographiques: -

- [1] N. Anandan, S. Sivanesan, S. Rama, et T. Bhuvaneswari, « Wide area monitoring system for an electrical grid », *Energy Procedia*, vol. 160, p. 381-388, 2019.
- [2] « Rapport final de la commission d'enquête sur le black-out du 31 août 2014 - Rapport final de la commission d'enquête sur le black-out du 31 août 2014 - Industrie Open Data ». <http://catalog.industrie.gov.tn/dataset/rapport-final-de-la-commission-blackout-2014/resource/4ae8ee88-fa9d-49dd-a214-d24387ddc097> (consulté le 30 mai 2023).
- [3] O. P. Veloza et F. Santamaria, « Analysis of major blackouts from 2003 to 2015: Classification of incidents and review of main causes », *Electr. J.*, vol. 29, no 7, p. 42-49, 2016.
- [4] K. Yamashita, J. Li, P. Zhang, et C.-C. Liu, « Analysis and control of major blackout events », in 2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition, IEEE, 2009, p. 1-4.
- [5] B. Gjorgiev et G. Sansavini, « Identifying and assessing power system vulnerabilities to transmission asset outages via cascading failure analysis », *Reliab. Eng. Syst. Saf.*, vol. 217, p. 108085, 2022.
- [6] H. Haes Alhelou, M. E. Hamedani-Golshan, T. C. Njenda, et P. Siano, « A survey on power system blackout and cascading events: Research motivations and challenges », *Energies*, vol. 12, no 4, p. 682, 2019.
- [7] Z. Bo, O. Shaojie, Z. Jianhua, S. Hui, W. Geng, et Z. Ming, « An analysis of previous blackouts in the world: Lessons for China's power industry », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 42, p. 1151-1163, 2015.
- [8] C. Wang, H. He, et T. X. Zhu, « Impacts of the Blackout on August 14 on the Renovation of Power Market in China », in ESMO 2006-2006 IEEE 11th International Conference on Transmission & Distribution Construction, Operation and Live-Line Maintenance, IEEE, 2006.
- [9] H. Mirshekali, R. Dashti, A. Keshavarz, et H. R. Shaker, « Machine Learning-Based Fault Location for Smart Distribution Networks Equipped with Micro-PMU », *Sensors*, vol. 22, no 3, p. 945, 2022.
- [10] Z. Guo et al., « Research on Controlling Method of Frequent Monitoring Signal in Regional Distribution Network Based on AI Algorithm », in 2018 China International Conference on Electricity Distribution (CICED), IEEE, 2018, p. 1525-1529.
- [11] A. Guenoupkati, A. A. Salami, M. K. Kodjo, et K. Napo, « Statistical Characterization of Electric Power Production and Importation: Case Study of Benin Electricity Community (CEB) », in 2019 II International Conference on High Technology for Sustainable Development (HiTech), IEEE, 2019, p. 1-6.
- [12] M. Vogt, F. Marten, et M. Braun, « A survey and statistical analysis of smart grid co-simulations », *Appl. Energy*, vol. 222, p. 67-78, 2018.
- [13] R. Singh, B. C. Pal, et R. A. Jabr, « Statistical Representation of Distribution System Loads Using Gaussian Mixture Model », *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no 1, p. 29-37, févr. 2010, doi: 10.1109/TPWRS.2009.2030271.
- [14] E. Carpaneto et G. Chicco, « Probability distributions of the aggregated residential load », in 2006 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, IEEE, 2006, p. 1-6.