

Caractérisation et analyse de l'influence des conditions météorologiques sur les interruptions du réseau de distribution d'électricité au Sénégal

S. Oumar Ndiaye¹, S. A. Aziz Niang^{1,*}, Astou Sarr¹, Abdoulaye Cissé²,
A. Ahmat Younous¹, M. Simina Dramé¹, Allé Dioum¹, Kharouna Talla¹

¹Faculté des Sciences et Techniques, Département de Physique, Université Cheikh Anta Diop de Dakar (UCAD), Dakar-Fann, Dakar BP 5085, Sénégal

²Department of Agriculture and Resource Economics, University of California, Berkeley, CA 94720, USA

Reçu : 04 Mai 2025 / Reçu sous sa forme révisée : 30 Août 2025 / Accepté : 22 Septembre 2025

Résumé :

Cette étude analyse les typologies d'interruptions électriques au Sénégal et évalue l'impact des paramètres météorologiques, notamment des précipitations, sur leur survenue. À partir des données de distribution de l'année 2021, nous avons identifié les périodes les plus affectées, avec une concentration notable d'interruptions durant la saison des pluies, en particulier au mois d'août. Trois catégories d'interruptions ont été distinguées. Les deux premières, à savoir les coupures et les délestages, sont provoquées, tandis que la dernière catégorie, désignée sous le terme d'« autres interruptions », regroupe des événements non provoqués. Cette dernière catégorie est subdivisée en interruptions transitoires, semi-permanentes et permanentes. Les résultats montrent que les interruptions imprévues (autres interruptions) sont les plus fréquentes (65 %), suivies des coupures (22 %) et des délestages (13 %). Contrairement aux coupures et aux délestages, la survenue des autres interruptions est fortement influencée par les paramètres saisonniers. En ce qui concerne l'énergie non distribuée, les autres interruptions dominent également (45 %), devant les coupures (30 %) et les délestages (25 %). Bien que les coupures soient de plus longue durée, leur fréquence reste relativement faible, notamment durant la saison sèche. En revanche, seule la catégorie des interruptions imprévues (non provoquée) présente une tendance saisonnière marquée, avec une fréquence plus élevée entre juin et septembre, culminant en août. Aucune saisonnalité nette n'est observée pour les coupures et les délestages. Enfin, l'étude souligne que les précipitations exercent un impact significatif sur la majorité des interruptions, contrairement à la vitesse du vent et à la température, dont l'influence demeure limitée.

Mots-clés : Interruptions électriques; Conditions météorologiques; Précipitations; Réseau de distribution; Saisonnalité.

*Auteur correspondant:

Adresse e-mail : serigneabdoulaziz.niang@ucad.edu.sn (S.A.A. Niang)
<https://doi.org/10.70974/mat09225132>

Cette œuvre est sous licence Creative Commons Attribution 4.0. International.



Abstract:

This study analyzes the typologies of power outages in Senegal and assesses the impact of meteorological parameters, particularly rainfall, on their occurrence. Based on electricity distribution data from 2021, we identified the most affected periods, with a marked concentration of outages during the rainy season, especially in August. Three categories of interruptions were distinguished. The first two—namely outages and load shedding—are planned or induced events, whereas the third category, referred to as “other interruptions,” encompasses unplanned events. This latter category is further subdivided into transient, semi-permanent, and permanent interruptions. The results indicate that unplanned interruptions (“other interruptions”) are the most frequent (65 %), followed by outages (22 %) and load shedding (13 %). Unlike outages and load shedding, the occurrence of other interruptions is strongly influenced by seasonal parameters. With regard to undelivered energy, other interruptions also dominate (45 %), ahead of outages (30 %) and load shedding (25 %). Although outages are of longer duration, their frequency remains relatively low, particularly during the dry season. By contrast, only the category of unplanned interruptions exhibits a pronounced seasonal pattern, with higher frequencies between June and September, peaking in August. No clear seasonality is observed for outages and load shedding. Finally, the study highlights that rainfall has a significant impact on the majority of interruptions, unlike wind speed and temperature, whose influence remains limited.

Keywords: Power outages; Weather conditions; Precipitation; Distribution network; Seasonality.

1. Introduction

Les conditions météorologiques et climatiques exercent un impact significatif sur la stabilité des réseaux de distribution d'électricité à l'échelle mondiale. Ces phénomènes affectent non seulement la fiabilité des infrastructures électriques, mais influencent également la sécurité énergétique et le développement économique. Les événements climatiques extrêmes, tels que les vagues de chaleur, les tempêtes, les inondations et les sécheresses, constituent des causes majeures d'interruptions de service, perturbant l'approvisionnement en électricité et impactant l'économie, la vie sociale ainsi que les infrastructures critiques [1–5]. Avec l'intensification et la multiplication de ces événements en raison du changement climatique, les systèmes énergétiques, notamment dans les pays en développement où les infrastructures sont souvent plus vulnérables et moins résilientes, sont confrontés à d'importants défis [6–8]. À l'échelle mondiale, les événements climatiques extrêmes

ont provoqué d'importantes interruptions des réseaux d'électricité. Par exemple, en 2012, l'ouragan Sandy a entraîné des pannes de courant dans le nord-est des États-Unis, affectant plus de 8 millions de personnes et perturbant l'alimentation électrique pendant plusieurs jours [7, 9]. De même, les vagues de chaleur ayant frappé l'Europe en 2003 ont causé des dysfonctionnements du réseau électrique, avec des coupures affectant des millions de personnes, notamment en France, où certaines régions ont été privées d'électricité pendant plusieurs jours [10, 11]. En Afrique, les conditions climatiques extrêmes affectent également de manière significative les réseaux électriques. En 2012, le cyclone Felleng a frappé la région de l'Afrique australe, provoquant de vastes coupures de courant à Madagascar et dans les îles voisines, affectant des centaines de milliers de personnes et perturbant gravement les infrastructures locales [12]. De même, une tempête tropicale a entraîné des coupures d'électricité au Mozambique

et en Afrique du Sud, soulignant la vulnérabilité des systèmes électriques africains face aux perturbations climatiques extrêmes [13]. Par ailleurs, une étude réalisée en 2020 a montré que le changement climatique accentue la fréquence et l'intensité des événements extrêmes, augmentant ainsi les risques de coupures d'électricité en Afrique à travers des phénomènes tels que les sécheresses prolongées et les inondations [14, 15].

En effet, les systèmes de distribution électrique en Afrique subsaharienne sont particulièrement vulnérables aux conditions météorologiques extrêmes en raison du vieillissement des infrastructures et du manque d'investissements dans la modernisation des réseaux. En 2021, l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) a rapporté que près de 600 millions de personnes en Afrique subsaharienne n'avaient toujours pas accès à l'électricité et que les coupures fréquentes liées aux aléas climatiques aggravent la situation. L'AIE a également souligné que le changement climatique pourrait accentuer les difficultés d'approvisionnement électrique, notamment du fait des perturbations causées par les événements climatiques extrêmes [16]. Au Sénégal, le réseau électrique est souvent interrompu en raison de conditions météorologiques extrêmes, telles que des vagues de chaleur ou des précipitations abondantes. Ces événements climatiques endommagent les infrastructures électriques, ce qui entraîne des pannes de courant dans les zones urbaines et rurales. Une étude réalisée en 2019 a estimé que les pannes causées par les défaillances du réseau représentaient environ 45 % de l'électricité non distribuée, entraînant ainsi des conséquences économiques sévères pour des secteurs clés tels que l'industrie, le commerce et l'agriculture [17, 18]. Les conditions climatiques extrêmes au Sénégal, telles que les vagues de chaleur et les pluies torrentielles, perturbent la production énergétique, notamment durant la saison des pluies où les coupures peuvent durer plusieurs jours. De plus, l'augmentation rapide de la demande en électricité, portée par l'urbanisation et l'industrialisation, exerce une pression sup-

plémentaire sur le réseau électrique, rendant ces interruptions plus fréquentes et plus sévères [19, 20].

Par conséquent, cette étude se concentre sur les différents types d'interruptions et l'influence des conditions météorologiques sur le réseau de distribution électrique sénégalais en 2021, dans le but de développer des approches d'adaptation face aux événements climatiques extrêmes.

2. Données et méthodes

2.1. Description de la zone d'étude

Cette étude couvre l'ensemble du territoire sénégalais, à l'exception de la région de Dakar. Situé à l'extrémité occidentale de l'Afrique, le Sénégal présente une grande diversité climatique, avec une alternance marquée entre une longue saison sèche, dominée par les alizés continentaux (harmattan), et une saison des pluies, sous l'influence de la mousson africaine [21, 22]. Le climat évolue du nord au sud, passant d'un régime sahélien aride à un climat soudano-sahélien plus humide, ce qui influe sur la fréquence et la nature des interruptions du réseau de distribution électrique [23–25]. La Figure 1 présente notre zone d'étude, correspondant à l'ensemble du réseau électrique couvrant le territoire national, à l'exception de la région de Dakar, délimitée en bleu. Les limites départementales sont tracées en noir, tandis que les infrastructures électriques sont différenciées par des couleurs : rouge pour le réseau MT existant, vert pour les dorsales du Programme d'Urgence de Développement Communautaire (PUDC), jaune pour les dorsales du Programme National d'Urgence d'Électrification Rurale (PNUER) en cours (Plan Sénégal Émergent 2035), et violet pour les dorsales de réserve. Le réseau repose sur des postes sources haute tension (90/30 kV et 225/30 kV), avec une distribution assurée par des lignes aériennes ou souterraines (feeders) alimentant des postes HTA/BT. En dehors de Dakar, les principaux postes sources se situent à Thiès, Diass, Malicounda, Kaolack, Fatick, Touba, Tobène, Sakal, Bakel, Dagana et Matam,

connectés au Réseau Interconnecté (RI). Les régions sud et sud-est, comme Tambacounda, Kolda et Ziguinchor, sont quant à elles desservies par le Réseau Non Interconnecté (RNI) en 2019 via des centrales locales. Le réseau de distribution étudié dans cet article concerne principalement les zones rurales et périurbaines du pays, où les infrastructures électriques sont plus exposées aux aléas météorologiques. En revanche, la région de Dakar, qui concentre une forte densité de population et dispose d'un réseau électrique complexe, a été exclue de l'analyse afin d'assurer une meilleure représentativité et une interprétation plus fiable des impacts climatiques. Cette approche permet de se focaliser sur un réseau moins dense, où les effets des paramètres météorologiques, en particulier les précipitations, sont plus directement observables. Selon la société de distribution d'électricité, de fortes précipi-

tations ont causé d'importants dégâts, endommageant une partie des infrastructures et équipements électriques dans plusieurs régions [26]. Ainsi, l'étude considère une large diversité de contextes géographiques et climatiques, allant des régions sahéliennes du nord aux zones plus humides du sud, offrant une vision globale de la vulnérabilité du réseau de distribution électrique sénégalais face aux conditions météorologiques.

2.2. Présentation des données et typologies des interruptions au Sénégal

Les interruptions affectant le réseau national de distribution d'électricité au Sénégal se répartissent en trois grandes catégories : les coupures, le délestage et les autres interruptions. Les deux premières sont des interruptions provoquées, tandis que la dernière regroupe des événements imprévus.

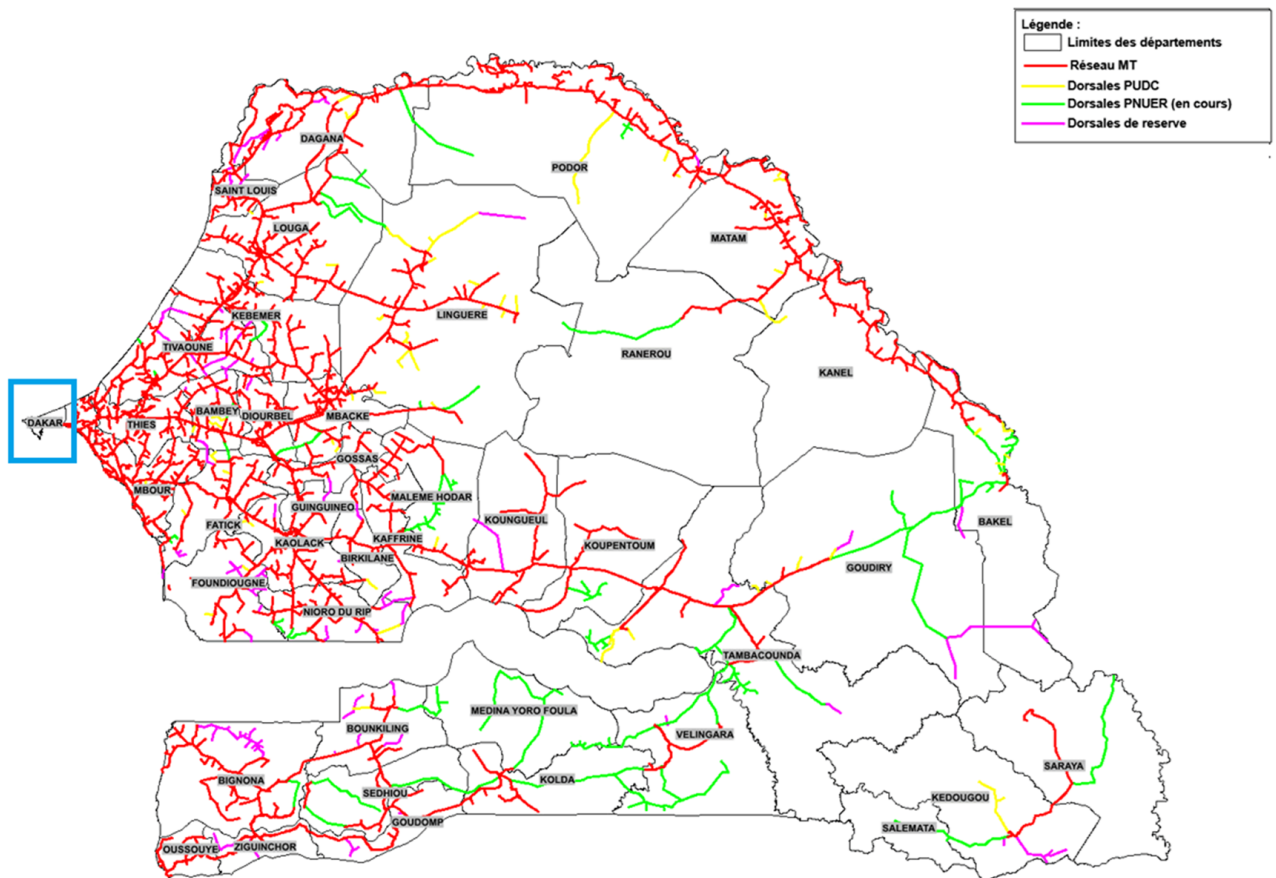


Fig. 1. Réseau électrique du Sénégal (hors région de Dakar) [27].

- Les coupures correspondent à des interruptions générales du réseau, qu'elles soient planifiées, notamment pour des opérations de maintenance et de modernisation, ou provoquées par des incidents isolés nécessitant une intervention technique.
- Le délestage, quant à lui, est une interruption imposée par un déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité. Il vise à réduire temporairement la charge afin de préserver la stabilité du réseau et d'éviter une surcharge du système.
- Enfin, les autres interruptions regroupent trois sous-catégories d'événements : les interruptions fugitives, qui sont des défaillances temporaires souvent dues à des phénomènes transitoires tels que des surtensions ou des conditions climatiques extrêmes ; les interruptions semi-permanentes, qui nécessitent une intervention rapide pour rétablir le service ; et les interruptions permanentes, qui résultent de pannes prolongées causées par des défauts majeurs sur les équipements du réseau et nécessitent des réparations approfondies.

Dans ce travail, trois types d'indicateurs fournis par la Société Nationale d'Électricité du Sénégal (SENELEC) ont été mobilisés pour analyser les interruptions survenues en 2021. Le premier concerne le nombre total d'interruptions enregistrées. Le deuxième porte sur l'estimation de l'énergie non distribuée, exprimée en mégawattheures (MWh), consécutive à ces interruptions. Le troisième indicateur correspond à la durée de chaque interruption, mesurée en heures. En complément, afin d'étudier les relations éventuelles avec les paramètres météorologiques, nous avons utilisé les données mensuelles de précipitations, de tem-

pérature et de la vitesse du vent issues des réanalyses ERA5 [28], collectées sur notre zone d'étude.

3. Résultats et discussions

3.1. Distribution temporelle des indicateurs globaux

La figure 2 illustre la répartition du nombre total d'interruptions enregistrées en 2021 à l'échelle mensuelle (à gauche) et saisonnière (à droite). Il ressort une tendance cyclique mensuelle nette, avec un pic d'interruptions situé entre juin et septembre, atteignant son maximum en août, avec environ 2250 interruptions dans la zone concernée. À l'inverse, le nombre minimum d'interruptions est enregistré en février, avec moins de 800 cas. Ces tendances mensuelles sont confirmées par la figure 2b, qui présente la distribution des interruptions selon les saisons. Pour cette analyse, l'année a été divisée en quatre saisons : l'hiver (décembre à février), le printemps (mars à mai), l'été (juin à août) et l'automne (septembre à novembre). Cette classification montre que la fréquence des interruptions est la plus élevée durant l'été, qui correspond à la saison des pluies, suivie par l'automne, alors que l'hiver enregistre le nombre d'incidents le plus bas.

De la même façon que pour la figure 2, la figure 3 montre l'énergie non distribuée (END) du réseau en 2021, à l'échelle mensuelle (à gauche) et saisonnière (à droite). On observe des tendances similaires à celles vues sur la figure 2. Les niveaux les plus élevés d'énergie non distribuée (END) sont enregistrés en août, ce qui correspond à la saison des pluies. À l'inverse, les niveaux les plus bas sont observés en novembre et décembre. De plus, l'énergie non distribuée pendant la saison des pluies est environ deux fois plus élevée que celle enregistrée au printemps et à l'automne, et elle est presque 2,4 fois supérieure à celle mesurée en hiver.

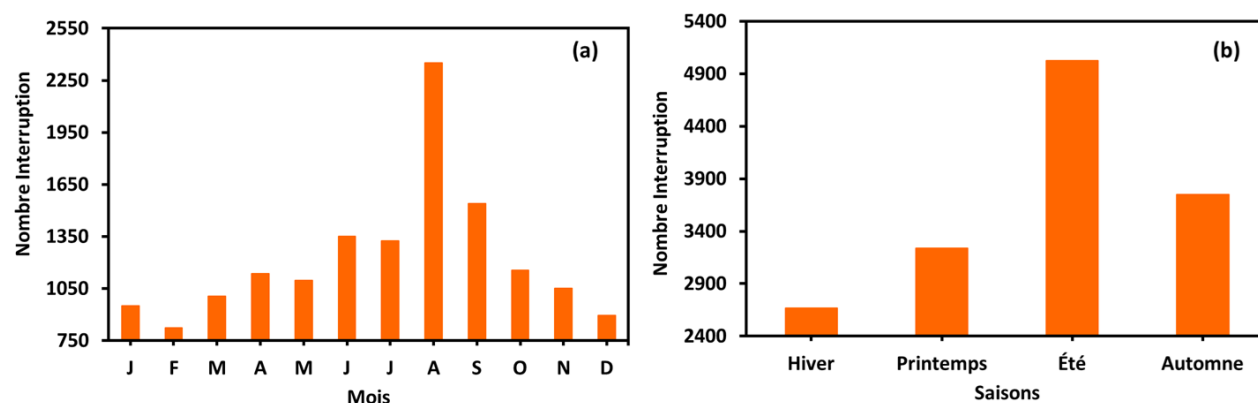


Fig. 2. Évolution mensuelle (a) et saisonnière (b) du nombre d'interruptions sur le réseau.

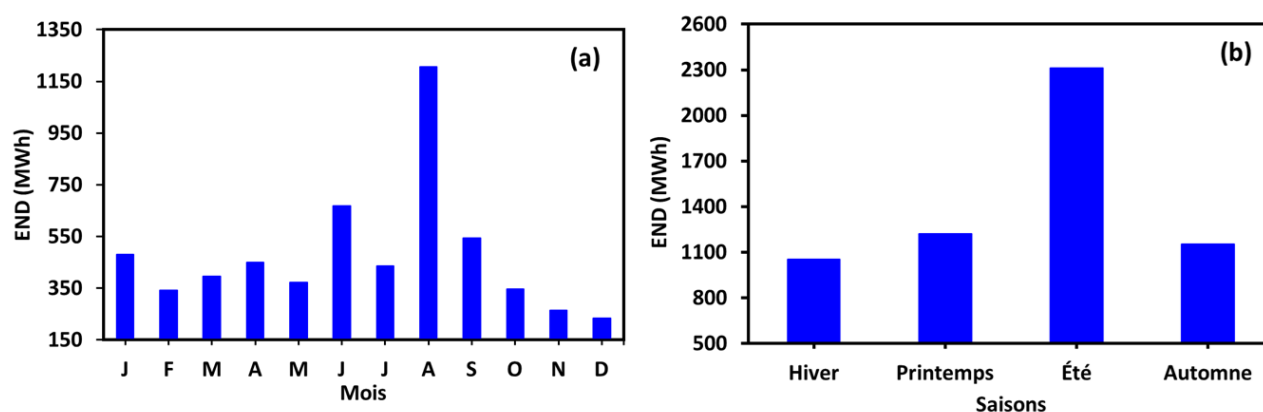


Fig. 3. Variation mensuelle (a) et saisonnière (b) de l'énergie non distribuée dans le réseau.

Enfin, la figure 4 illustre l'évolution mensuelle (à gauche) et saisonnière (à droite) de la durée des interruptions en heure. Contrairement aux tendances observées dans les figures précédentes, la durée des interruptions ne semble pas être directement liée à l'évolution de l'énergie non distribuée ni du nombre total d'interruptions. En effet, les durées d'interruption sont plus longues entre décembre et juin. Toutefois, pendant la saison des pluies (juillet à septembre), qui correspond au moment où le nombre d'interruptions et l'énergie non distribuée atteignent leur apogée, la durée des interruptions reste plutôt courte.

3.2. Répartition des indicateurs selon les types de perturbations

3.2.1. Répartition annuelle

L'analyse débute par l'examen de la répartition des interruptions et de l'énergie non distribuée (END) pour l'année 2021, selon les catégories d'interruptions. Trois

catégories sont prises en compte : deux provoquées (coupures et délestages) et une non provoquée (autres interruptions). La figure 5 présente la distribution des interruptions (à gauche) et celle de l'énergie non distribuée (à droite), exprimées en pourcentage pour chaque catégorie. Il ressort de cette analyse que la majorité des interruptions (65 %) relève de la catégorie des interruptions non provoquées (autres interruptions), incluant les interruptions fugitives, semi-permanentes et permanentes. Cette prédominance met en évidence la vulnérabilité du réseau face aux aléas climatiques saisonniers. En revanche, les coupures représentent 22 % des interruptions, tandis que le délestage n'en constitue que 13 %. Cette répartition souligne l'impact prépondérant des interruptions imprévues par rapport aux interruptions programmées, mettant en lumière les défis liés à la mise en place de réseaux résilients face aux aléas climatiques. En ce qui concerne l'impact énergétique, la figure

montre également que la catégorie des interruptions non provoquées a un impact énergétique presque équivalent à celui des interruptions provoquées. En effet, bien que les coupures ne représentent que 22 % des interruptions, elles sont responsables de 30 % de l'énergie non distribuée, soulignant leur impact énergétique non négligeable. De même, bien que le délestage intervient dans seulement 13 % des cas, il contribue à hauteur de 25 % à l'énergie non distribuée, suggérant que ces interruptions concernent souvent des volumes d'énergie importants. Cette analyse met donc en évidence l'importance de gérer efficacement les interruptions, qu'elles soient provoquées ou non, afin de minimiser leur

impact sur l'approvisionnement énergétique.

3.2.2. Répartition mensuelle et saisonnière

Dans cette section, nous analysons la répartition temporelle (mensuelle et saisonnière) des indicateurs d'interruptions selon la catégorie d'événements. La figure 5 présente les différents types d'interruptions recensés : coupures, délestages et autres interruptions. La section 3.2 propose également une description détaillée des autres interruptions, souvent attribuées à des événements météorologiques imprévus. La figure 6 illustre la distribution mensuelle (en haut) et saisonnière (en bas) des différents types d'interruptions enregistrées en 2021.

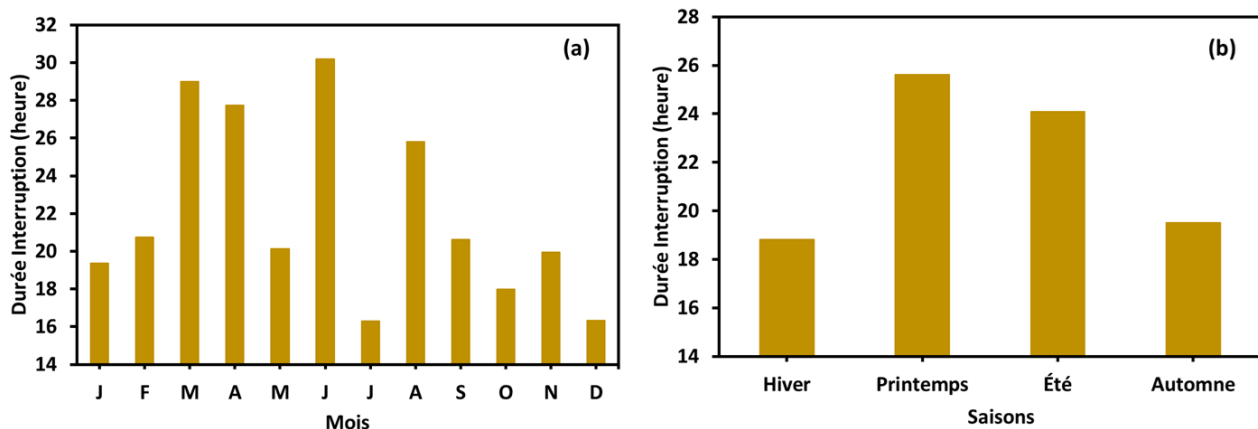


Fig. 4. Évolution mensuelle (a) et saisonnière (b) de la durée d'interruptions en heure.

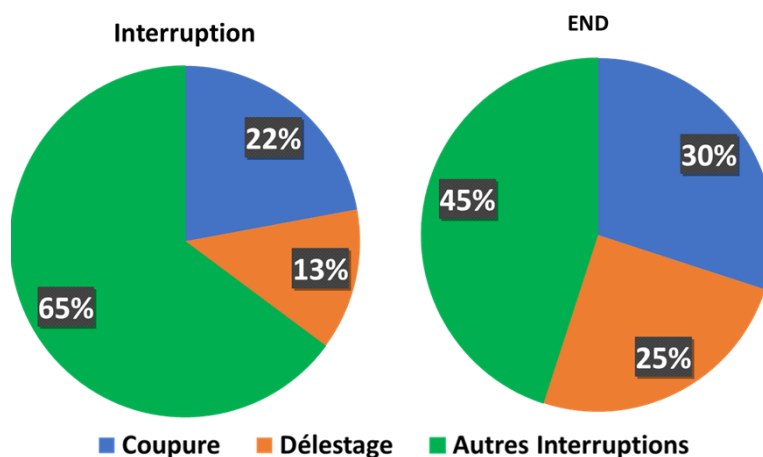


Fig. 5. Répartition des interruptions et de l'énergie non distribuée (END) au Sénégal en 2021, en pourcentage.

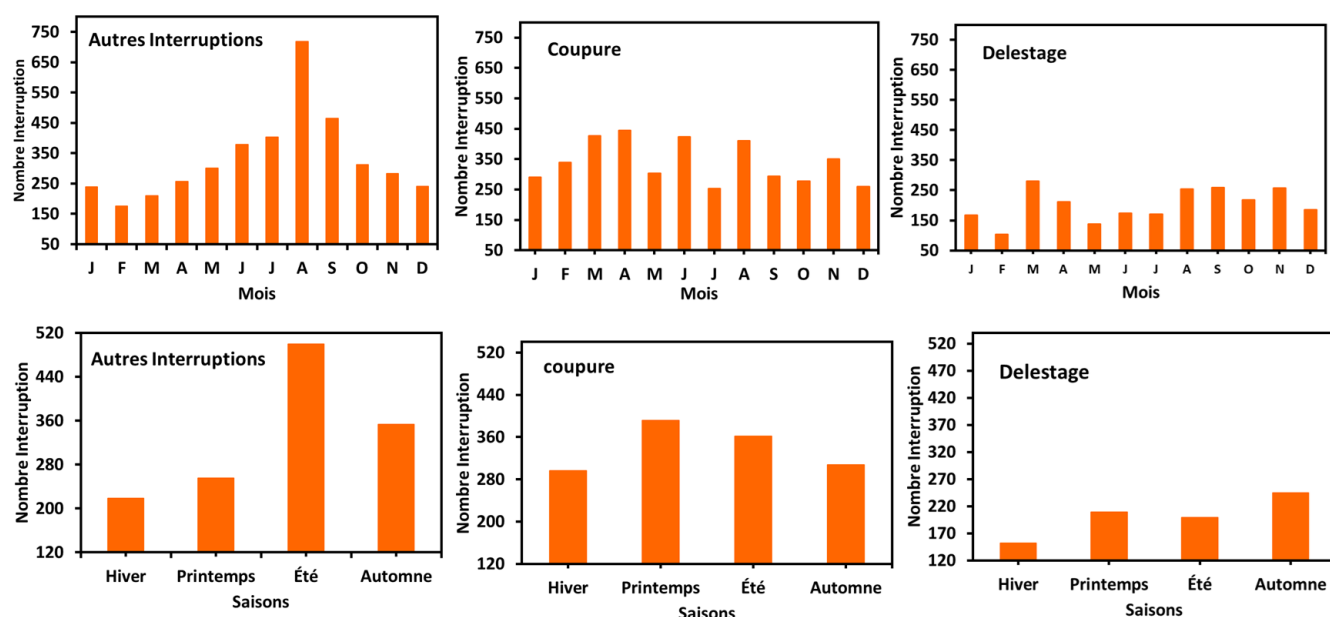


Fig. 6. Répartition mensuelle (en haut) et saisonnière (en bas) du nombre d'interruptions par catégorie en 2021.

L'analyse de la partie supérieure de la figure 6 révèle que, contrairement aux coupures et aux délestages, les autres interruptions suivent un schéma saisonnier bien défini. Leurs valeurs minimales sont observées d'octobre à mai, correspondant à la saison sèche, tandis que leurs valeurs maximales se concentrent entre juin et septembre, période qui coïncide avec la saison des pluies. À l'inverse, les coupures et les délestages présentent une variabilité plus irrégulière, sans schéma saisonnier marqué. Cette observation est cohérente avec les informations fournies par la Senelec, selon lesquelles ces types d'interruptions résultent souvent d'incidents ponctuels liés aux intempéries ou à des agressions extérieures sur les infrastructures, mais également d'incidents techniques internes au réseau. Ainsi, les coupures peuvent être dues à des défauts sur le réseau, à des opérations de maintenance ou de raccordement, tandis que les délestages résultent généralement d'un déséquilibre entre l'offre et la demande [29]. En 2021, des travaux programmés ont représenté 16,94 % des interruptions. Cette tendance est confirmée par la partie inférieure de la figure, qui met en évidence une forte saisonnalité des autres interruptions, avec un pic notable durant l'été (saison des pluies), de juin à

août. Toutefois, pour l'ensemble des catégories d'interruptions, les valeurs minimales sont enregistrées durant l'hiver (de décembre à février), une période généralement caractérisée par une consommation d'énergie plus faible.

Suivant la même logique que la figure 6, la figure 7 montre la répartition mensuelle (en haut) et saisonnière (en bas) de l'énergie non distribuée selon les trois catégories d'interruptions en 2021. On observe une tendance similaire, avec un profil clairement défini pour les interruptions imprévues (autres interruptions), atteignant leur maximum d'énergie non distribuée entre juillet et septembre, avec un pic en août. En revanche, les minimas pour cette catégorie d'interruptions se produisent entre novembre et mai. Toutefois, il est à noter que l'énergie non distribuée connaît également des fluctuations importantes pour les coupures et les délestages.

Enfin, la figure 8 présente la répartition mensuelle (en haut) et saisonnière (en bas) de la durée d'interruption en heures selon les trois catégories d'interruptions en 2021. Il apparaît que les interruptions provoquées, notamment les coupures, enregistrent les durées les plus longues, suivies des autres interruptions qui sont non provoquées. On ob-

serve également que seules les interruptions imprévues (autres interruptions) présentent un cycle saisonnier en termes de durée, con-

trairement aux délestages et aux coupures qui ne montrent pas de variation saisonnière.

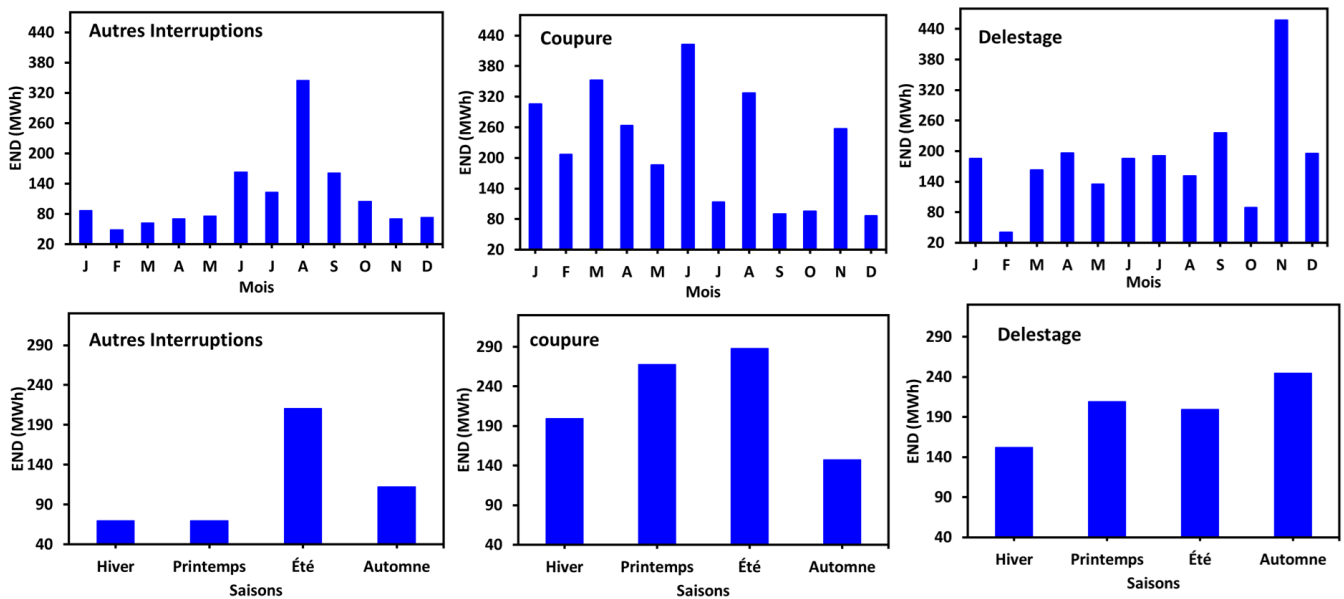


Fig. 7. Répartition mensuelle (en haut) et saisonnière (en bas) de l'énergie non distribuée (en MWh) par catégorie d'interruptions en 2021.

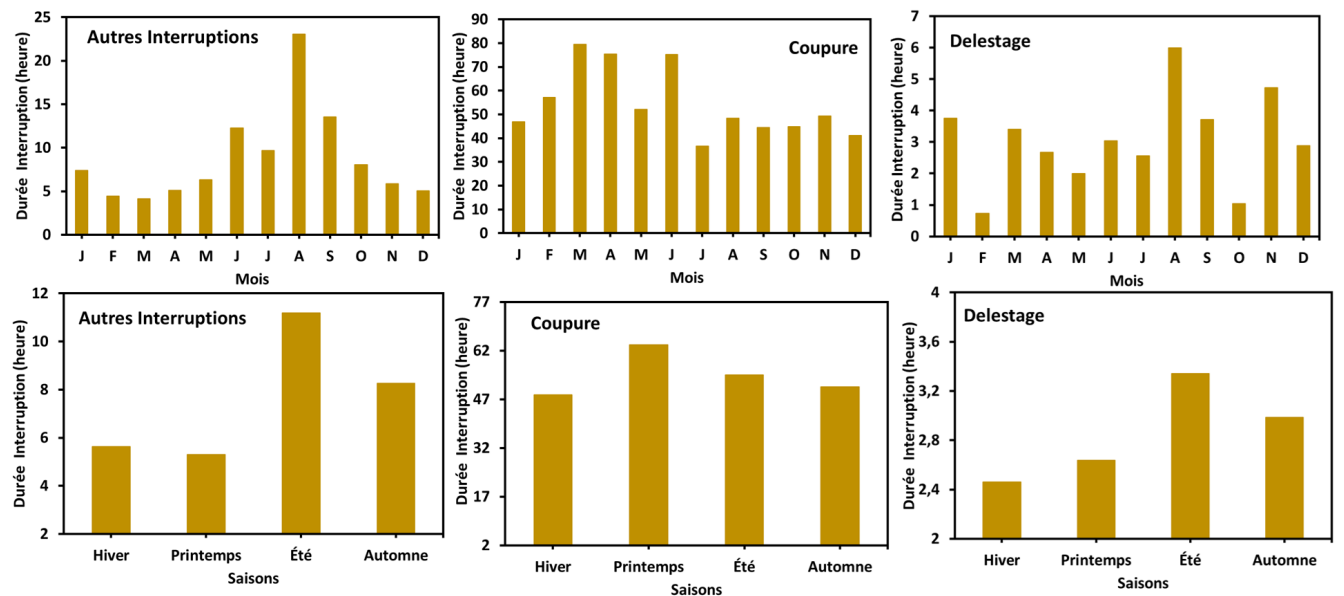


Fig. 8. Répartition mensuelle (en haut) et saisonnière (en bas) de la durée d'interruption (en heure) par catégorie en 2021.

3.3. Effet des paramètres météorologiques sur les interruptions du réseau électrique

3.3.1. Influence des précipitations sur les interruptions saisonnières

Dans la figure 9, nous comparons la distribution mensuelle des précipitations (en mm) avec le nombre total d'interruptions (à gauche) et l'énergie non distribuée (à droite). Une corrélation est observée entre les précipitations et les indicateurs d'interruptions, à savoir le nombre total d'interruptions et l'énergie non distribuée. En effet, la saison des pluies, qui s'étend de juillet à octobre, coïncide avec un pic d'interruptions du réseau ainsi qu'une augmentation de l'énergie non distribuée. En revanche, la saison sèche, de novembre à mai, est caractérisée par une réduction du nombre d'interruptions et une proportion plus élevée d'énergie effectivement distribuée.

Dans la figure 10, les interruptions sont différenciées par catégorie puis comparées aux précipitations mensuelles. Une forte corrélation est observée entre les précipitations et les autres types d'interruptions, souvent causées par des événements climatiques non provoqués. En effet, au pic de la saison des pluies, en août, le nombre d'autres interruptions atteint son maximum, avant de diminuer progressivement à l'arrivée de la saison sèche. En revanche, les coupures et les délestages qui sont des interruptions provoquées ne semblent pas être corrélés aux précipitations, affichant une variabilité saisonnière plus irrégulière. Cependant, il est à noter qu'en août, pendant le pic de la saison des pluies, le nombre de coupures et de délestages reste relativement élevé, probablement en lien avec les fortes précipitations enregistrées durant cette période [29], même pour ces interruptions provoquées.

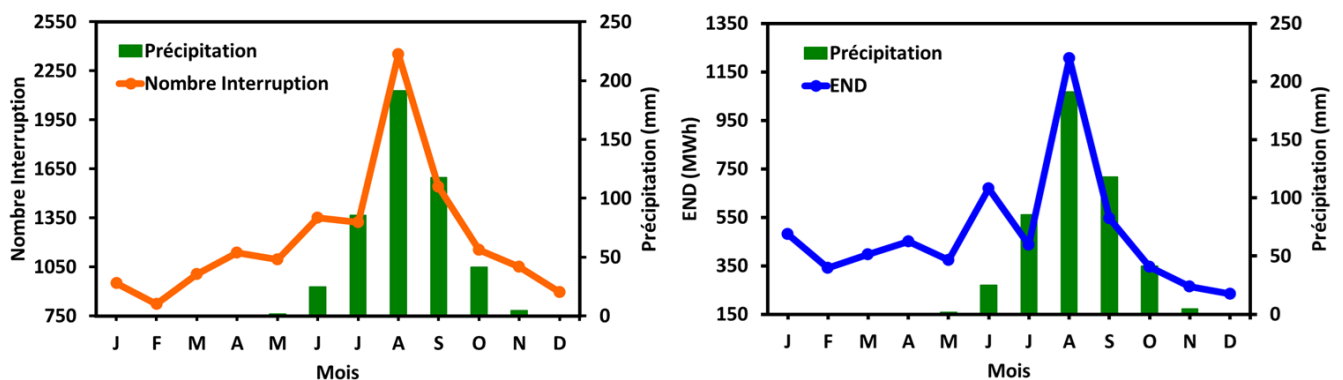


Fig. 9. Impact de la pluviométrie sur le nombre total d'interruptions et sur l'énergie non distribuée.

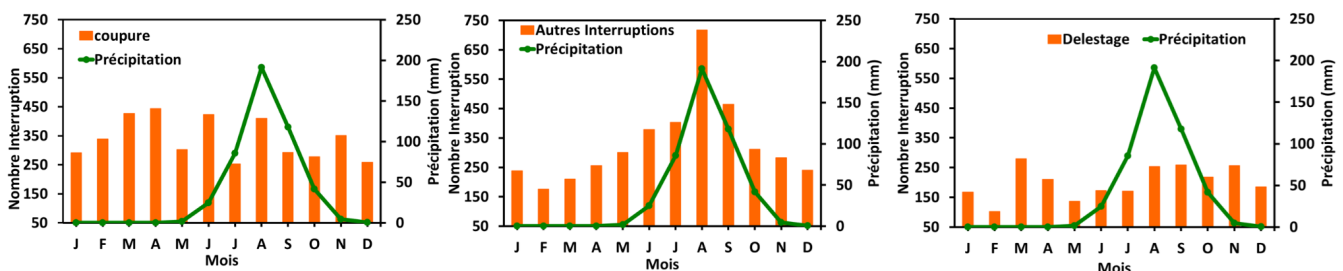


Fig. 10. Effet de la pluviométrie sur le nombre d'interruptions selon la catégorie.

3.3.2. Impact potentiel de la température et de la vitesse du vent sur les interruptions saisonnières

Afin d'évaluer l'impact potentiel d'autres paramètres météorologiques, la figure 11 présente, à gauche, une comparaison entre la température moyenne et le nombre total d'interruptions, et à droite, une comparaison entre la vitesse du vent et les différents indicateurs d'interruptions du réseau. L'analyse révèle que ces variables ne montrent pas de corrélation significative avec les interruptions, contrairement aux précipitations qui, comme précédemment mentionnées, exercent un impact notable. Cela suggère que notre zone d'étude n'est pas particulièrement affectée par des canicules extrêmes ou des vents très forts susceptibles d'impacter le réseau de distribution d'électricité. Cette étude confirme que seules les fortes précipitations jouent un rôle déterminant dans l'occurrence des perturbations du réseau.

4. Conclusion

Cette étude met en évidence l'influence déterminante des conditions météorologiques, en particulier des précipitations, sur la stabilité du réseau de distribution électrique au Sénégal. L'analyse des interruptions survenues en 2021 révèle une concentration accrue des perturbations durant la saison des pluies, avec un pic particulièrement marqué au mois d'août. Parmi les trois principales catégories d'interruptions

(coupures, délestages et autres interruptions), celles dites non provoquées, désignées comme autres interruptions, se sont avérées les plus fréquentes, représentant 65 % des cas enregistrés, et ont également exercé un impact significatif sur l'énergie non distribuée. Bien que les coupures, qui relèvent d'interruptions provoquées, soient associées à des durées d'interruption plus longues, leur fréquence demeure relativement faible, notamment durant la saison sèche. Ces résultats soulignent l'importance cruciale d'intégrer les facteurs climatiques dans la gestion et la planification des infrastructures électriques. Ils mettent également en lumière la nécessité urgente de développer des stratégies d'adaptation visant à renforcer la résilience du réseau face aux conditions météorologiques extrêmes. Une analyse sur les données issues des relais de protection installés sur le réseau, en lien avec les paramètres météorologiques (humidité, vents violents, chaleur extrême), pourrait permettre de mieux comprendre les seuils critiques affectés par les conditions climatiques. Ces connaissances seraient précieuses pour adapter les paramétrages de protection, renforcer la résilience des équipements et limiter les déclenchements intempestifs. Pour renforcer la résilience du réseau électrique face aux conditions climatiques, le Sénégal doit investir dans la modernisation de ses infrastructures et dans le développement de solutions d'énergies renouvelables.

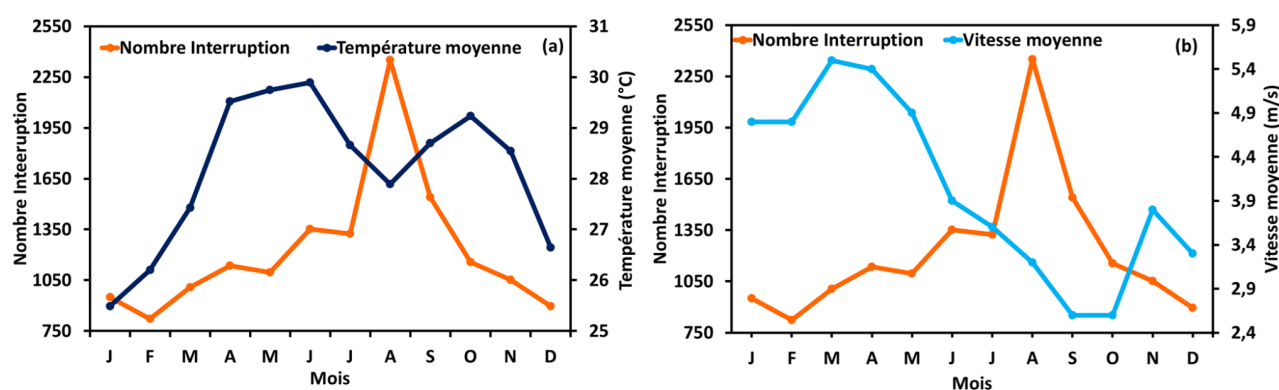


Fig. 11. Comparaison entre le nombre d'interruptions et la température moyenne (a), ainsi que la vitesse moyenne du vent (b) au Sénégal.

L'intégration de l'énergie solaire et éolienne pourrait permettre de réduire la dépendance à des sources d'énergie plus vulnérables aux aléas climatiques extrêmes. De plus, l'amélioration des capacités d'interconnexion régionale pourrait favoriser une meilleure gestion de la demande et une répartition plus équitable de l'énergie [30]. Parmi d'autres stratégies figurent l'amélioration des infrastructures existantes, l'intégration de technologies avancées de prévision météorologique et le renforcement de la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique. Une meilleure compréhension des interactions complexes entre les conditions climatiques et la distribution électrique apparaît indispensable pour optimiser la gestion du réseau et anticiper plus efficacement les impacts des phénomènes météorologiques sur son fonctionnement. Cette démarche préventive est essentielle pour garantir une fourniture d'énergie fiable et résiliente dans un contexte de variabilité climatique croissante. Elle met aussi en lumière les risques que font peser les inondations, les vagues de chaleur extrême ou encore l'érosion côtière sur les installations électriques, de la production à la distribution.

References

- [1] R. Lyster, D.A. Farber, R.R. Verchick, Climate-induced disasters and electricity infrastructure, Research Handbook on Climate Change Adaptation Law, Edward Elgar Publishing (2022) 358-391.
<https://doi.org/10.4337/9781800371491.00020>
- [2] V. Masson-Delmotte, P. Zhai, A. Pirani, S.L. Connors *et al.*, IPCC, Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC, Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA (2021).
<https://doi.org/10.1017/9781009157896>
- [3] Z. Ma, Z. Zhao, C. Liu, F. Yang, M. Wang, *The impacts and adaptation of climate extremes on the power system: insights from the texas power outage caused by extreme cold wave*, Chinese Journal of Urban and Environmental Studies 10(01) (2022) 2250004.
<https://doi.org/10.1142/S234574812250004X>
- [4] S.M. Kayaga, E.F. Amankwaa, K.V. Gough, R.L. Wilby *et al.*, *Cities and extreme weather events: impacts of flooding and extreme heat on water and electricity services in Ghana*, Environment and Urbanization 33(1) (2021) 131-150.
<https://doi.org/10.1177/0956247820952030>
- [5] G. Hawker, K. Bell, J. Bialek, C. MacIver, *Management of extreme weather impacts on electricity grids: an international review*, Progress in Energy 6(3) (2024) 032005.
<https://doi.org/10.1088/2516-1083/ad3f6a>
- [6] G. Karagiannakis, M. Panteli, S. Argyroudis, *Fragility modeling of power grid infrastructure for addressing climate change risks and adaptation*, Wiley Interdisciplinary Reviews: Climate Change 16(1) (2024) e930.
<https://doi.org/10.1002/wcc.930>
- [7] A.C. Gonçalves, X. Costoya, R. Nieto, M.L. Liberato, *Extreme weather events on energy systems: a comprehensive review on impacts, mitigation, and adaptation measures*, Sustainable Energy Research 11(1) (2024) 4.
<https://doi.org/10.1186/s40807-023-00097-6>
- [8] J. Xue, F. Mohammadi, X. Li, M. Sahraei-Ardakani, G. Ou, Z. Pu, *Impact of transmission tower-line interaction to the bulk power system during*

- hurricane*, Reliability engineering & system safety 203 (2020) 107079.
<https://doi.org/10.1016/j.res.2020.107079>
- [9] T.B. Jamal, S. Hasan, O.I. Abdul-Aziz, P. Mozumder, R. Meyur, *Strengthening Infrastructure Resilience to Hurricanes by Modeling Transportation and Electric Power Network Interdependencies*, Natural Hazards Review 26(3) (2025) 04025024.
<https://doi.org/10.1061/NHREFO.NHENG-2236>
- [10] R. García-Herrera, J. Díaz, R.M. Trigo, J. Luterbacher, E.M. Fischer, *A review of the European summer heat wave of 2003*, Critical Reviews in Environmental Science and Technology 40(4) (2010) 267-306.
<https://doi.org/10.1080/10643380802238137>
- [11] A.H. Fink, T. Brücher, A. Krüger, G.C. Leckebusch, J.G. Pinto, U. Ulbrich, *The 2003 European summer heatwaves and drought-synoptic diagnosis and impacts*, Weather 59(8) (2004) 209-216.
https://oceanrep.geomar.de/id/eprint/30311/1/200459803_ftp.pdf
- [12] N. Khalfaoui, Réseaux Électriques : Transport et Dysfonctionnement, ISTE Editions Ltd. (2024).
<https://public.ebookcentral.proquest.com/choice/PublicFullRecord.aspx?p=31599174>
- [13] S.K. Zimba, M.J. Houane, A.M. Chikova, *Impact of tropical cyclone Idai on the Southern African electric power grid*, In “2020 IEEE PES/IAS Power-Africa, IEE (2020) 1-5”.
<https://doi.org/10.1109/PowerAfrica49420.2020.9219944>
- [14] J.O. Munonye, R.U. Onyeneke, D.A. Ankrah, F.F. Agyarko, C.J. Onyeneke, J.G. Nejad, C. Chikezie, Do climate change, access to electricity and renewable energy consumption matter in aquaculture production in Africa?, In “Natural Resources Forum, Oxford, UK : Blackwell Publishing Ltd (2025) 986-1009”.
<https://doi.org/10.1111/1477-8947.12427>
- [15] Mariama Sarr, La transition du système électrique sénégalais : regards des acteurs du secteur, Transition énergétique et égalité des genres : catalyser le changement en Afrique par des politiques de développement inclusives, Université Cheikh Anta Diop de Dakar, Sénégal (2024).
<https://hal.science/hal-04737747>
- [16] I. Pappis, V. Sridharan, M. Howells, H. Medarac, I. Kougiass *et al.*, *The effects of climate change mitigation strategies on the energy system of Africa and its associated water footprint*, Environmental Research Letters 17(4) (2022) 044048.
<https://doi.org/10.1088/1748-9326/ac5ede>
- [17] IEA, Africa Energy Outlook 2022, IEA, Paris (2022).
<https://www.iea.org/reports/africa-energy-outlook-2022>
- [18] L. Cissokho, *The productivity cost of power outages for manufacturing small and medium enterprises in Senegal*, Journal of Industrial and Business Economics 46(4) (2019) 499-521.
<https://doi.org/10.1007/s40812-019-00128-8>
- [19] He Yujun, Contribution au réglage de la tension sur un réseau HTA avec producteurs. Apport de la flexibilité de la demande, Autre. Centrale Supélec. Français (2015), fFNNT : 2015CSUP0005ff. fFtel-01323017f.
- [20] A.S. Ba, The energy policy of the Republic of Senegal, Senegal (2018).
<https://hal.science/hal-01956187>
- [21] B. Sultan, S. Janicot, *Abrupt shift of the ITCZ over West Africa and intra-*

- seasonal variability*, Geophysical Research Letters 27(20) (2000) 3353-3356.
<https://doi.org/10.1029/1999GL011285>
- [22] S.E. Nicholson, *The West African Sahel: A review of recent studies on the rainfall regime and its interannual variability*, International Scholarly Research Notices 2013(1) (2013) 453521.
<https://doi.org/10.1155/2013/453521>
- [23] D.S. MacCarthy, F.M. Akinseye, M. Ly, E.C. Timpong-Jones, I. Hathie, S.G.K. Adiku, Modelling the impact of climate change on agriculture in West Africa (2023).
<https://www.cabidigitallibrary.org/doi/pdf/10.5555/20230340603>
- [24] A. Diedhiou, A. Bichet, R. Wartenburger, S.I. Seneviratne, D.P. Rowell *et al.*, *Changes in climate extremes over West and Central Africa at 1.5 C and 2 C global warming*, Environmental Research Letters 13(6) (2018) 065020.
<https://doi.org/10.1088/1748-9326/aac3e5>
- [25] ESMAP, Climate Impacts on Energy Systems: Key Issues for Energy Sector Adaptation, World Bank (2011).
[https://www.esmap.org/sites/esmap.org/files/E-Book_Climate%20Impact](https://www.esmap.org/sites/esmap.org/files/E-Book_Climate%20Impact%20on%20Energy%20Systems_BOOK_resized.pdf)
- [26] Délestages intempestifs: La Senelec se dédouane et impute la faute aux pluies, Sénégal (2012).
https://www.dakaractu.com/Delestages-intempestifs-La-Senelec-se-dedouane-et-impute-la-faute-aux-pluies_a30700.html
- [27] Ministère du Pétrole et des Énergies, Le secteur de l'électricité au Sénégal, Sénégal (2019).
<https://accès-universel-electricite.gouv.sn/le-secteur-de-l-electricite.html>
- [28] H. Hersbach, B. Bell, P. Berrisford *et al.*, The ERA5 global reanalysis, Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society 146(730) (2020) 1999–2049.
<https://doi.org/10.1002/qj.3803>
- [29] Amos Traoré, Électricité au Sénégal : la SENELEC s'explique sur les coupures, Sénégal (2024).
<https://lanouvelletribune.info/2024/10/electricite-au-senegal-la-senelec-s-explique-sur-les-coupures/>
- [30] Groupe de la Banque Africaine de Développement (BAD), Rapport annuel (2020).
<https://www.afdb.org/fr/documents/rapport-annuel-2020>