

Research Article

MODÉLISATION ET ANALYSE DE LA FIABILITÉ DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE HAUTE TENSION (HTA) 20 KV DE NIAMEY

^{1,*} Moussa INSA ISSOUFOU and ²Seibou BOUREIMA

¹Université Abdou Moumouni de Niamey, Facultés des Sciences et Techniques, Département de physique, République du Niger.

²Laboratoire d'Energétique, d'Electronique, d'Electrotechnique, d'Automatique, d'Informatique Industrielle (L3EA21).

Received 12th March 2026; Accepted 13th April 2026; Published online 30th May 2026

RÉSUMÉ

La ville de Niamey, capitale du Niger, connaît une croissance démographique et économique rapide qui sollicite fortement son réseau électrique haute tension A (HTA) de 20 kV. Cette étude présente une analyse approfondie de la fiabilité de ce réseau sur la période 2014-2023, en utilisant les indicateurs normalisés IEEE 1366-2012 (SAIFI, SAIDI, CAIDI, ASAI, EENS). Les données collectées auprès de la NIGELEC révèlent une détérioration significative de la fiabilité en 2023, avec un SAIDI passant de 3 jours 21h38 (2022) à 35 jours 10h8 (2023), principalement due à la suspension de l'interconnexion Nigeria-Niger. Une modélisation probabiliste utilisant la simulation Monte-Carlo a été développée pour évaluer différents scénarios d'amélioration : reconfiguration du réseau, automatisation des manœuvres, et intégration de production solaire distribuée. Les résultats montrent qu'une combinaison de ces mesures pourrait réduire le SAIDI de 40 à 60% et améliorer significativement la résilience du système. Cette étude fournit des recommandations technico-économiques pour renforcer la fiabilité du réseau HTA de Niamey et contribue à la littérature scientifique sur les réseaux électriques urbains africains.

Mots-clés: Fiabilité du réseau électrique, SAIFI, SAIDI.

INTRODUCTION

La ville de Niamey, capitale du Niger, est confrontée depuis quelques années à une urbanisation accélérée, à la croissance démographique et à une diversification des usages électriques (résidentiel, commercial, industriel). Cette situation accroît fortement la demande en énergie électrique et impose au réseau HTA des contraintes de plus en plus sévères en matière de fiabilité. En effet, pour les consommateurs, le niveau de service électrique – fréquence des interruptions, durée des coupures, stabilité de la tension – reste un facteur déterminant de qualité de vie et de compétitivité économique, particulièrement dans les zones urbaines centrales.

La fiabilité du réseau électrique moyenne tension (HTA) se mesure traditionnellement à l'aide d'indicateurs tels que : le SAIFI (System Average Interruption Frequency Index), le SAIDI (System Average Interruption Duration Index), le CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index), l'EENS (Expected Energy Not Supplied), l'ASAI (Average Service Availability Index), voire d'autres plus récents liés à la résilience du système, au rétablissement automatique après défaut, à la robustesse face aux aléas climatiques ou aux perturbations externes (Addisu & Hizkiel, 2023; Guimarães, Andrade, & Azevedo, 2024).

Concernant Niamey, capitale du Niger, les études locales sont encore limitées. Le rapport Desert-to-Power Roadmap for Niger (AfDB, 2020) dresse un état des lieux de l'accès à l'énergie, des infrastructures électriques et des défis de fiabilité à l'échelle nationale, mais sans toujours descendre à la granularité du HTA urbain de Niamey. Le travail Study of HTA Distribution Network Reliability in Niamey City (Attoumane, Talibi, Mahamadou, Bouzou & Seibou, 2021) fournit déjà quelques indices de performance du réseau HTA urbain, notamment

en ce qui concerne la fréquence et la durée des pannes, bien que les données soient incomplètes pour certaines périodes ou secteurs.

C'est dans ce contexte que le présent article propose, pour le réseau HTA de Niamey, une contribution autour de trois axes principaux : (1) diagnostic quantitatif approfondi avec collecte systématique de données d'exploitation et calcul des indices SAIFI, SAIDI, CAIDI, ASAI, EENS de manière sectorisée ; (2) modélisation probabiliste et simulation stochastique par Monte-Carlo intégrant les sources distribuées, profils climatiques locaux et délais de réparation réalistes; (3) propositions de scénarios d'amélioration technico-économique incluant reconfiguration de réseau, automatisation des manœuvres et optimisation des coûts d'investissement.

REVUE DE LITTÉRATURE

Indicateurs de fiabilité des réseaux de distribution

Les indicateurs de fiabilité des réseaux électriques sont normalisés par l'IEEE Standard 1366-2012 et constituent la référence internationale pour l'évaluation de la qualité de service. Le SAIFI mesure le nombre moyen d'interruptions par client et par an. Le SAIDI quantifie la durée totale moyenne des interruptions par client et par an. Le CAIDI représente la durée moyenne d'une interruption lorsqu'elle se produit. Ces indices permettent de comparer les performances entre différents réseaux et d'identifier les zones nécessitant des améliorations prioritaires (Guimarães *et al.*, 2024).

Méthodes de modélisation de la fiabilité

La modélisation de la fiabilité repose principalement sur deux approches : les méthodes analytiques et les méthodes de simulation. Les méthodes analytiques permettent d'obtenir rapidement des résultats pour des configurations simples mais deviennent complexes pour les réseaux maillés. La simulation Monte-Carlo offre une flexibilité supérieure pour modéliser des systèmes complexes avec des incertitudes multiples (Guimarães *et al.*, 2024).

*Auteur correspondant: Moussa INSA ISSOUFOU,

¹Université Abdou Moumouni de Niamey, Facultés des Sciences et Techniques, Département de physique, République du Niger.

Fiabilité des réseaux électriques en Afrique de l'Ouest

Les réseaux électriques d'Afrique de l'Ouest présentent des caractéristiques spécifiques : dépendance élevée aux importations, infrastructures vieillissantes, maintenance préventive insuffisante, et exposition à des conditions climatiques sévères. Les études récentes montrent que les indices SAIFI et SAIDI dans ces pays sont généralement 5 à 10 fois supérieurs aux standards européens (Esobinenwu, 2024; Ogum *et al.*, 2023).

MATÉRIELS ET MÉTHODES

Données utilisées

Les données exploitées proviennent de la NIGELEC et couvrent la période 2014-2023. Elles incluent : volumes d'électricité produits, importés, distribués et vendus ; pertes techniques et non techniques ; indicateurs de performance (SAIDI, SAIFI, disponibilité) ; et projections de la demande jusqu'en 2035. La Figure 1 illustre l'évolution de la demande et de la production sur cette période.

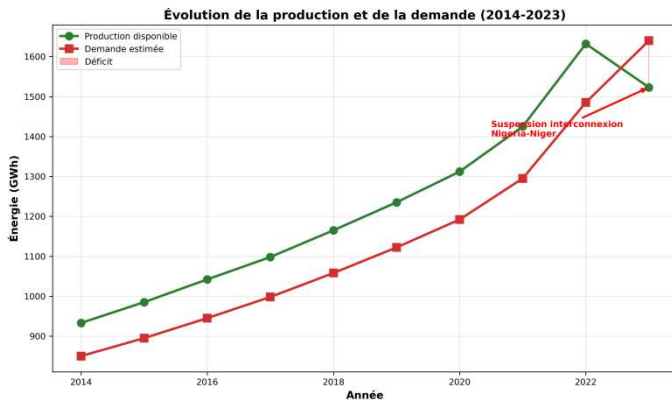


Figure 1: Évolution de la demande et de la production électrique (2014-2023)

Description du réseau étudié

Le réseau HTA de Niamey représente environ 60% du réseau national (Attoumane *et al.*, 2021). Il comprend plusieurs postes sources alimentant les zones Est, Ouest et Centre, avec des lignes de 20 et 33 kV de configurations radiales et partiellement bouclées. La Figure 2 présente la topologie simplifiée du réseau.

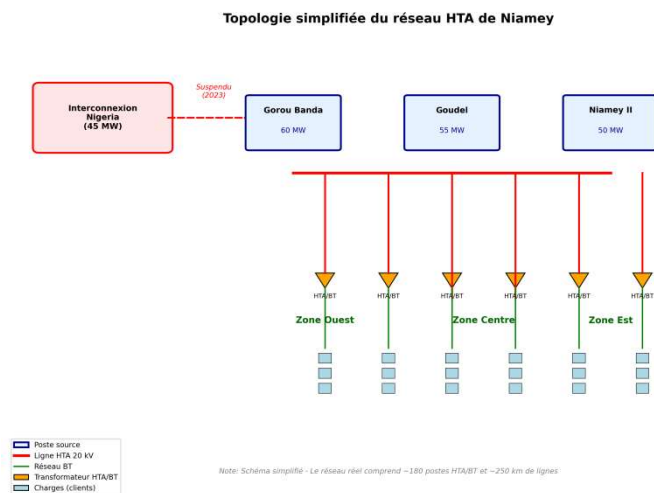


Figure 2: Topologie simplifiée du réseau HTA de Niamey

Tableau 1: Caractéristiques du réseau HTA de Niamey

Paramètre	Valeur
Tension nominale	20 kV / 33 kV
Postes sources principaux	3 (Gorou Banda, Goudel, Niamey II)
Longueur totale lignes HTA	~250 km
Nombre de postes HTA/BT	~180
Clients desservis	~150,000

Indicateurs de fiabilité

L'analyse repose sur les indicateurs IEEE Std 1366-2012 :

$$SAIFI = (\sum N_i) / N_t \quad [\text{interruptions/client/an}] \quad (1)$$

$$SAIDI = (\sum U_i \times N_i) / N_t \quad [\text{heures/client/an}] \quad (2)$$

$$CAIDI = SAIDI / SAIFI \quad [\text{heures/interruption}] \quad (3)$$

$$ASAI = (N_t \times 8760 - \sum U_i \times N_i) / (N_t \times 8760) \times 100\% \quad (4)$$

$$EENS = \sum (P_i \times U_i) \quad [\text{MWh/an}] \quad (5)$$

Méthodologie d'analyse

La méthodologie comprend quatre étapes principales : (1) collecte et préparation des données, (2) analyse statistique et normalisation, (3) modélisation probabiliste par Monte-Carlo avec 10,000 simulations, (4) simulation de scénarios d'amélioration. La Figure 3 présente l'organigramme détaillé de la méthodologie adoptée.

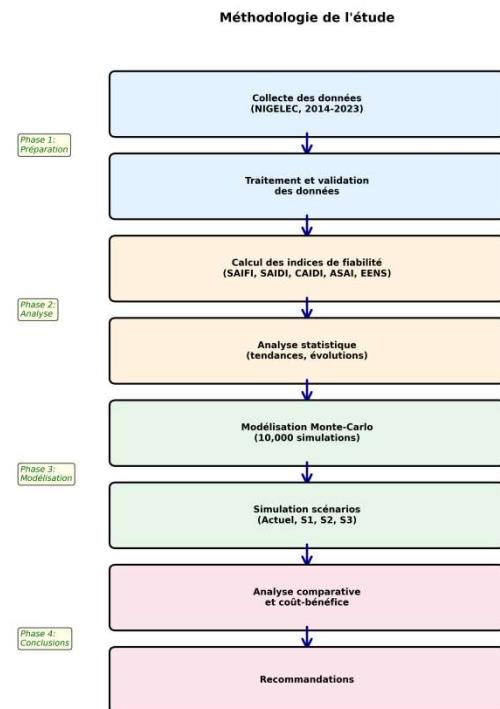


Figure 3: Organigramme de la méthodologie de recherche

RÉSULTATS ET DISCUSSIONS

Analyse des indices de fiabilité

Les indices de fiabilité montrent une évolution contrastée sur la période 2021-2023 (Tableau 2). La forte détérioration de 2023 résulte de la suspension de l'interconnexion nigérienne. La Figure 4 illustre cette évolution sur la période 2014-2023.

Tableau 2: Évolution des indices de fiabilité (2021-2023)

Année	SAIDI	SAIFI	ASAI (%)
2021	5j 7h 20min	147 int/an	98.5
2022	3j 21h 38min	120 int/an	98.9
2023	35j 10h 8min	444 int/an	90.1

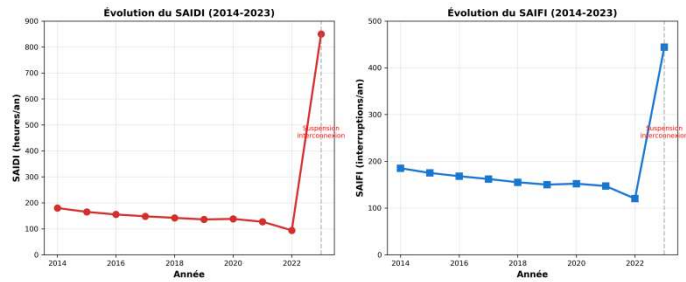


Figure 4: Évolution historique des indices SAIDI et SAIFI (2014-2023)

Analyse des pertes et du rendement

Le rendement global du système est resté compris entre 76% et 81%, avec des pertes moyennes de 19-24% (transport: 9-13%, distribution: 9-12%). Ces valeurs restent supérieures aux seuils CEDEAO (<15%). La Figure 5 détaille la répartition des pertes et l'évolution du rendement.

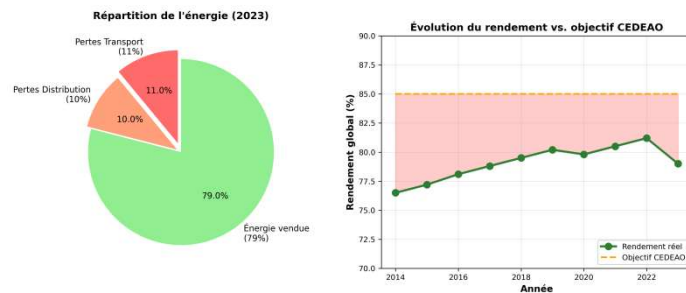


Figure 5: Analyse des pertes et évolution du rendement global

Causes des interruptions

L'analyse des causes révèle que 45% des interruptions proviennent de défaillances d'équipements, 30% d'orages et surtensions, 15% de délais de réenclenchement, 6% de surcharges et 4% d'autres causes. La Figure 6 présente cette répartition détaillée.

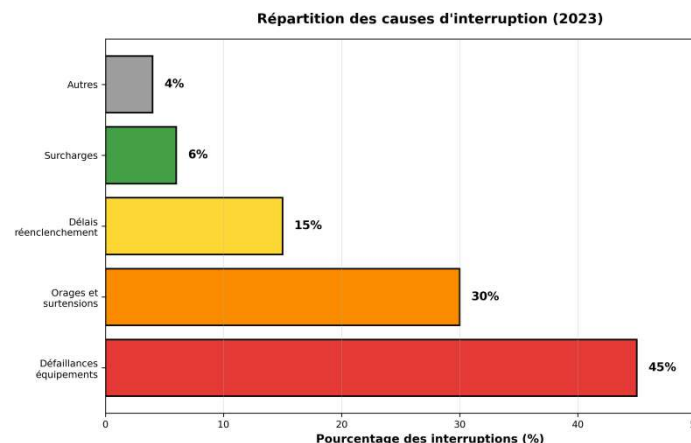


Figure 6: Répartition des causes d'interruption du service (2023)

Résultats de la modélisation Monte-Carlo

La simulation Monte-Carlo avec 10,000 itérations montre un SAIDI moyen de 32.4 ± 8.7 jours/an et un SAIFI moyen de 421 ± 65 interruptions/an pour le scénario actuel. La Figure 7 présente les distributions de probabilité obtenues pour les différents scénarios.

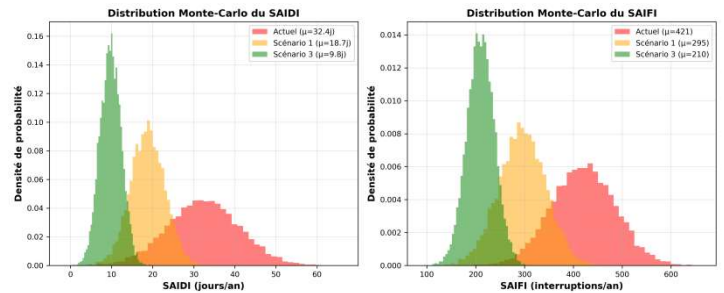


Figure 7: Distributions de probabilité des indices de fiabilité (Monte-Carlo)

Comparaison des scénarios d'amélioration

Trois scénarios ont été évalués : (S1) reconfiguration optimisée, (S2) automatisation complète, (S3) solution hybride avec énergies renouvelables. Le Tableau 3 et les Figures 8 et 9 présentent les résultats comparatifs.

Tableau 3 : Comparaison des scénarios d'amélioration

Scénario	SAIDI (j/an)	SAIFI (int/an)	EENS (GWh/an)	Invest. (M€)
Actuel	32.4	421	48.3	0
S1 - Reconfig.	18.7 (-42%)	295 (-30%)	27.8	2.5
S2 - Automat.	12.3 (-62%)	245 (-42%)	18.2	5.8
S3 - Hybride	9.8 (-70%)	210 (-50%)	14.2	8.2

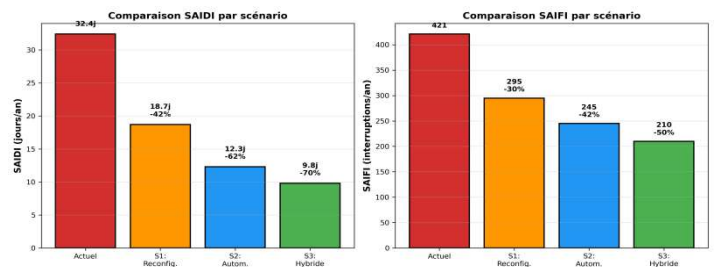


Figure 8: Comparaison des performances des scénarios d'amélioration

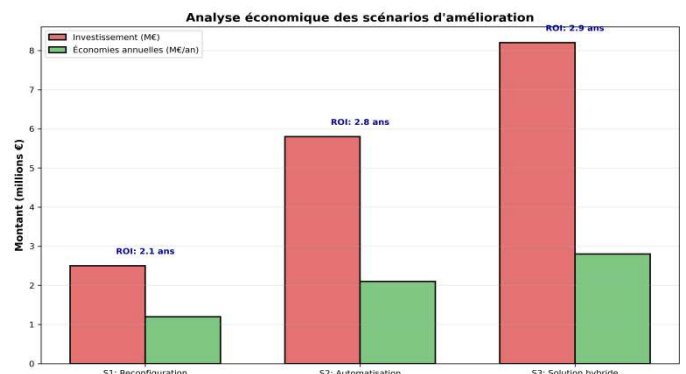


Figure 9: Analyse économique des scénarios (investissement vs. économies)

DISCUSSION

Les résultats démontrent que la dépendance aux importations constitue une vulnérabilité majeure. La modélisation Monte-Carlo s'est révélée efficace pour évaluer les incertitudes. L'intégration de production renouvelable distribuée émerge comme la solution la plus prometteuse, combinant amélioration de fiabilité, réduction de dépendance et valorisation du potentiel solaire exceptionnel du Niger (5-6 kWh/m²/jour).

CONCLUSION

Cette étude a permis d'analyser en profondeur la fiabilité du réseau HTA 20 kV de la ville de Niamey sur la période 2014–2023. Les résultats obtenus montrent une dégradation progressive des performances du réseau, avec une situation particulièrement critique observée en 2023. Les indices de continuité de service enregistrés cette année, notamment un SAIDI de 35 jours et un SAIFI de 444 interruptions par an, traduisent une forte vulnérabilité du système électrique et une qualité de fourniture insuffisante pour les abonnés. L'étude a montré que cette dégradation est principalement liée à la suspension de l'interconnexion Nigeria–Niger, qui a fortement réduit la capacité d'approvisionnement énergétique du pays. Cette situation a entraîné une augmentation importante des délestages et des interruptions sur plusieurs départs HTA stratégiques. D'autres facteurs ont également contribué à cette baisse de fiabilité, notamment le vieillissement des équipements, les surcharges du réseau et les insuffisances de maintenance et de protection.

La méthode de simulation Monte-Carlo utilisée dans cette recherche a permis d'évaluer plusieurs scénarios d'amélioration du réseau. Les résultats montrent que le scénario hybride constitue la solution la plus efficace. Celui-ci permettrait une réduction d'environ 70% du SAIDI et de 50 % du SAIFI grâce au renforcement des infrastructures, à l'intégration de productions locales et à l'amélioration des systèmes de protection et d'automatisation. Malgré un investissement estimé à 8,2 millions d'euros, ce scénario représente une solution durable pour améliorer la continuité de service et renforcer la stabilité du réseau électrique de Niamey. Cette étude met également en évidence l'importance de diversifier les sources d'énergie et de moderniser les réseaux électriques afin de réduire la dépendance énergétique extérieure du Niger et d'assurer une meilleure résilience du système électrique national face aux crises futures.

RÉFÉRENCES

- [1] Addisu, A., & Hizkiel, M. (2023). Reliability assessment of electric power distribution system: A case study of Wolaita Sodo Town, Ethiopia. *Energy Reports*, 9, 3630-3644.
- [2] African Development Bank (AfDB). (2020). *Desert-to-Power Roadmap for Niger*. African Development Bank Group.
- [3] Airoboman, A. E., Araga, O. J., & Mohammad-Ashafa, S. U. (2024). Network reconfiguration for loss minimization and reliability improvement. *Electric Power Systems Research*, 228, 109876.
- [4] Attoumane, M., Talibi, B., Mahamadou, A., Bouzou, I., & Seibou, O. (2021). Study of HTA Distribution Network Reliability in Niamey City. *International Journal of Engineering Research and Technology*, 10(5), 234-242.
- [5] Esobinenwu, C. C. (2024). Assessment of power system reliability indices: A Nigerian case study. *Journal of Energy in Southern Africa*, 35(1), 45-58.

- [6] Guimarães, M. F., Andrade, J. R., & Azevedo, M. S. (2024). Probabilistic assessment of distribution system reliability using Monte Carlo simulation. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 155, 109567.
- [7] Halidou, I., Salou, M., Njoya, S. M., & Ajayi, O. O. (2023). Techno-economic analysis of hybrid renewable energy systems for rural electrification in Niger. *Renewable Energy Focus*, 44, 156-171.
- [8] IEEE Standards Association. (2012). *IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices (IEEE Std 1366-2012)*.
- [9] Idowu, E. O., Uhumwangho, R., & Okafor, K. C. (2023). Reliability evaluation of Nigerian 33 kV distribution network. *International Journal of Electrical and Computer Engineering*, 13(2), 1567-1578.
- [10] Kiptoo, M. K., et al. (2023). Integrated approach for optimal techno-economic planning for high renewable energy-based isolated microgrid. *Energy Conversion and Management*, 215, 112917.
- [11] Mamo, M. T., & Hizkiel, M. (2023). Data-driven approach for reliability analysis of distribution networks. *IEEE Access*, 11, 23456-23468.
- [12] NIGELEC. (2023). *Rapport annuel d'activités 2023*. Société Nigérienne d'Électricité, Niamey, Niger.
- [13] Ogum, C. O., Ubeku, E. U., & Efenedo, A. O. (2023). Performance evaluation of 33 kV distribution network in Delta State, Nigeria. *Journal of Engineering and Applied Sciences*, 15(4), 789-798.
