

Soutien à la révision des CDN

Rapport final



*Feuille de route pour le sous-secteur
électricité à l'horizon 2035*

Niger

CAEP - Activité C056

Livrable de projet

IRENA

Avis de non-responsabilité

La présente publication et les éléments qu'elle contient sont fournis « en l'état ». L'IRENA a pris toutes les précautions raisonnables pour vérifier la fiabilité des éléments contenus dans la présente publication. Cependant, ni l'IRENA ni ses responsables, agents, fournisseurs de données ou autres fournisseurs tiers de contenus n'offrent une quelconque garantie, explicite ou implicite, concernant les conséquences éventuelles de l'utilisation de la publication ou des éléments qu'elle contient, et ils déclinent toute responsabilité à cet égard. Les informations figurant dans le présent rapport ne représentent pas nécessairement les opinions des membres de l'IRENA. La mention d'entreprises spécifiques ou de certains projets ou produits n'implique pas leur approbation ou leur recommandation par l'IRENA par rapport à d'autres entreprises, projets ou produits de nature similaire qui ne sont pas cités. Les appellations employées dans cette publication et la présentation des données qui y figurent n'impliquent, de la part de l'Agence internationale pour les énergies renouvelables, aucune prise de position quant au statut juridique des régions, pays, territoires, villes ou zones ou de leurs autorités, ni quant au tracé de leurs frontières ou limites.

Révisions du document

Version	Date	Préparée par	Vérifiée par	Validée par
1	14/07/2021	Sebastian Sterl (IRENA)	Nopenyo Dabla (IRENA)	Comité National chargé de la révision de la CDN



IN CONTRIBUTION TO
THE NDC PARTNERSHIP

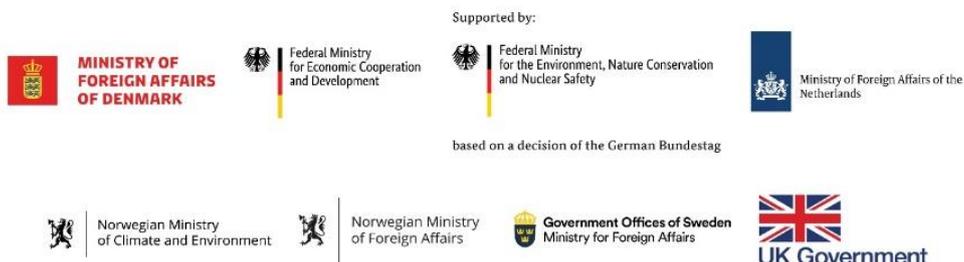


Table des matières

Préface	3
1 Introduction.....	4
2 Hypothèses de travail	5
2. 1 Conception du modèle.....	5
2. 2 Demande électrique.....	5
2. 3 Options d’approvisionnement électrique	6
2. 4 Note sur les ressources renouvelables	8
2. 5 Résolution du modèle	9
2. 6 Objectifs politiques.....	9
3 Éléments de la feuille de route.....	10
3. 1 Puissance à installer et bouquet électrique	10
3. 2 Besoins en termes de financement.....	12
3. 3 Émissions des gaz à effet de serre	12
4 Recommandations clés.....	14
5 Références bibliographiques.....	16
6 Appendice I : L’outil MESSAGE	17
7 Appendice II : Résumé de la formation	18
7. 1 Participants à la formation	19
7. 2 Phase I	19
7. 3 Phase II	20
7. 4 Phase III	23
7. 5 Atelier de validation	25

Préface

Le soutien à la révision des Contributions Déterminées au Niveau National (CDN) de l'IRENA est une assistance non financière fournie aux pays membres qui prend la forme d'un partage d'informations et d'expertise et d'un transfert de connaissances et compétences pratiques, et peut également impliquer le transfert de données techniques. L'IRENA a acquis une vaste expérience sur de nombreux sujets techniques liés à la technologie des énergies renouvelables, sur la base de recherches publiées établies, d'enseignements et de formations, ainsi que d'outils et de bonnes pratiques qui peuvent être utilisés pour améliorer l'engagement climatique et mettre en œuvre des plans sectoriels climatiques nationaux.

L'assistance technique se concentre sur les besoins et priorités particuliers identifiés par les responsables nationaux et est réalisée par des experts reconnus pour examiner, aligner et soutenir la mise à jour et le renfort des objectifs actuels des CDN afin de combler les lacunes communes aux premières versions de CDN. Cela comprend, entre autres, un soutien à la quantification des options d'atténuation et d'adaptation, l'alignement des objectifs des CDN sur les politiques et stratégies nationales pertinentes, la mise à jour avec de nouvelles informations et données et la fourniture de formations sur la planification des systèmes énergétiques.

Dans le cadre de l'activité C056 du programme *Climate Action Enhancement Package* (CAEP) du *NDC Partnership* (NDPC), l'IRENA a proposé de soutenir le Niger en réalisant une étude technique du sous-secteur de l'électricité (basée sur l'étude « *Planification et perspectives pour les énergies renouvelables: Afrique de l'Ouest* » réalisée par l'IRENA en 2018), en organisant un programme de formation technique en modélisation énergétique, composé d'un cours à distance en autoformation et de deux ateliers de formation en « semi-présentiel » à Niamey, et en élaborant la présente feuille de route pour le sous-secteur de l'électricité à l'horizon 2035 pour informer le processus de révision de la CDN du Niger.

Ce soutien a eu pour but de soutenir les parties prenantes du Niger à identifier des priorités d'amélioration des mesures d'atténuation dans le secteur de l'électricité dans la préparation de la nouvelle version de la CDN nigérienne [1].

Ce document, qui constitue le dernier livrable de l'activité C056, propose une feuille de route pour l'approvisionnement électrique au Niger à l'horizon 2035 et fournit une liste de recommandations pour le sous-secteur électricité afin d'alimenter la nouvelle CDN, basée sur les résultats de la formation en modélisation énergétique dispensée par l'IRENA (voir les Appendices de ce document).

1 Introduction

Historiquement, l'approvisionnement électrique au Niger a dépendu fortement des importations du Nigéria ainsi que des ressources thermiques (charbon, diésel et gaz) dont les gisements au Niger sont considérables. Cependant, la politique nationale du Niger envisage actuellement une transition vers un bouquet électrique moins dépendant des importations et des ressources fossiles en exploitant davantage les ressources renouvelables, dont le potentiel au Niger est énorme [2].

Malgré la présence des ressources énergétiques (thermiques et renouvelables) sur le territoire nigérien, le taux d'accès à l'électricité au Niger demeure faible à environ 13 %. Pour pallier le défi d'un taux d'électrification faible tout en augmentant la part des énergies renouvelables dans le mix électrique et en réduisant la dépendance des importations, la politique énergétique du Niger a défini les objectifs suivants dans la Stratégie Nationale d'Accès à l'Électricité [3] :

- Accès universel à l'électricité avec cependant au moins 80% de taux d'accès en 2035 dans les localités raccordées par réseaux ou mini-réseaux ;
- La capacité de production nationale d'électricité est portée à 850 MW au moins dès 2030, avec une part d'énergies renouvelables de 30% minimum ;
- L'électricité produite à partir des ressources nationales compte pour une part de 80% dès 2030 ;
- Les options technologiques retenues sont celles pour lesquelles les coûts actualisés sont les plus faibles par rapport aux bénéfices économiques.

Les prévisions de la demande électrique élaborées pour alimenter la SNAE prévoient une forte augmentation de la demande d'ici 2035 qui englobe l'augmentation d'accès à l'électricité ainsi que la mise en œuvre des grands projets industriels raccordés au réseau [4] . En revanche, les prévisions sur l'approvisionnement électrique au Niger sont déterminées largement par la liste des nouvelles centrales décidées ou en cours de projet de la NIGELEC, ainsi que par l'augmentation envisagée de la puissance d'interconnexion entre le Niger et le Nigéria.

Pour assurer que la planification de l'approvisionnement et de la demande électrique soient alignées et s'accordent avec les objectifs politiques énergétiques et climatiques, une feuille de route complète pour le secteur électrique à l'horizon 2035 est nécessaire pour montrer les meilleures options dont le Niger dispose pour répondre à la demande tout en atteignant les objectifs mentionnés, d'une façon qui permet un système à coût optimisé.

Dans le cadre de l'appui à la révision de la CDN du Niger, l'IRENA a soutenu une équipe composée d'experts nigériens dans l'élaboration d'une telle feuille de route. La feuille de route comprend des propositions sur (i) la puissance installée (centrales à développer) sur le territoire Nigérien, (ii) la composition du mix électrique, (iii) les investissements et coûts de gestion, entretien et combustibles, et (iv) les émissions des gaz à effet de serre, sur l'horizon 2035.

2 Hypothèses de travail

Le point de départ de cette phase était une étude effectuée en 2018 par l'IRENA [2], en collaboration avec le Centre pour les Énergies Renouvelables et l'Efficacité Énergétique de la CEDEAO (CEREEC), l'Agence Internationale de l'Énergie Atomique (AIEA) et la Convention-Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques (CCNUCC). Parmi les participants aux sessions de formation organisées pour ladite étude figuraient des experts des bureaux de planification de ministères, d'entreprises de service public de distribution d'électricité et d'agences spécialisées de plusieurs pays ouest-africains, dont le Niger. La version du modèle du secteur électrique du Niger (développée avec l'outil MESSAGE) pour l'étude de 2018 a été mise à jour au cours de la formation de 2021, un processus guidé par le cadre de modélisation « *System Planning Test* » (SPLAT) de l'IRENA [5]. Il est à noter que la méthodologie SPLAT-MESSAGE a récemment été sélectionnée par l'agence AUDA-NEPAD de l'Union Africaine pour l'élaboration d'un Plan Directeur continental de transmission d'électricité.

Les sections ci-dessous décrivent les éléments du scénario principal développé pour la feuille de route pour le sous-secteur électricité.

2.1 Conception du modèle

La période historique du modèle couvre la période 2017-2021 (contrainte par la disponibilité des données historiques) et la période future s'étend à 2035 (alignée avec l'horizon de la SNAE). Un scénario conçu avec l'outil MESSAGE fournit une solution pour la production énergétique à travers la période future, en proposant des capacités d'approvisionnement qui contribueraient au mieux à l'atteinte d'un système à moindre coût sur l'horizon étudié, compte tenu des données d'entrée et des contraintes spécifiées, telles que le taux de croissance de la demande, les centrales déjà décidées, et les objectifs politiques qui sont à atteindre.

Le modèle représente le parc de production d'électricité au Niger (à base de pétrole, de gaz naturel, de fioul lourd, du charbon et de solaire photovoltaïque/PV), et comprend la production électrique alimentant le réseau au niveau de transmission, la production électrique au niveau de distribution et l'autoproduction des sites industrielles, la production électrique hors réseau, et les importations d'électricité du Nigéria.

Le Niger ayant en réalité quatre réseaux non-interconnectés (les zones Fleuve, NCE, Nord et Est), il s'agit d'un modèle simplifié du secteur électrique du pays. Cependant, d'après des informations fournies par la NIGELEC pendant la formation organisée par l'IRENA, la planification actuelle prévoit d'interconnecter les zones fleuve, NCE et Nord avant 2030, qui représentent ensemble entre 90% et 95% de la demande actuelle totale au Niger, ce qui peut justifier la simplification introduite dans le modèle.

2.2 Demande électrique

La demande électrique entrée dans le modèle a été harmonisée avec les données fournies par la NIGELEC pour les années historiques 2017-2019 (comprenant les quatre zones ainsi que les centres isolés). Pour la période future, la demande entrée dans le modèle a été calibrée aux « *Résultats Prospectifs de la Demande Locale Totale à Raccorder aux Réseaux (de Base + Projets Spécifiques)* »

de la Note Explicative sur les scénarii utilisés pour alimenter la SNAE ont été utilisés pour la demande raccordée au réseau. La partie hors réseau (centres isolés) a été estimée à 5% de la demande sur le réseau sur l'horizon de l'étude.

Il est à noter que lesdits résultats prévoient une croissance moyenne de la demande totale d'environ 12% chaque année. Le scénario principal élaboré pour la présente feuille de route est axé sur l'hypothèse que l'objectif doit être de répondre à cette demande avec un système à moindre coût.

2. 3 Options d'approvisionnement électrique

Les centrales futures contribuant à répondre à la demande électrique dont la mise en service est déjà décidée ou en cours de projet sont énumérées dans le Tableau 1. Le tableau montre la puissance à installer prévue, l'année de mise en service probable, et le statut de planification (déjà décidé ou en cours de projet). Cette liste a été partagée par la NIGELEC pendant le programme de formation en modélisation énergétique organisée par l'IRENA.

Tableau 1 : Liste des centrales électriques au Niger déjà décidées ou en cours de projet.

Nom	Type	Capacité	Année	Statut
Centrale Solaire à Gorou Banda	Solaire	20 MWc	2022	Déjà décidé
Centrale hydroélectrique de Kandadji	Hydroélectrique	130 MW	2024-2025	Déjà décidé
Centrale hybride d'Agadez	Solaire + Diésel	19 MW (13 MWc solaire et 6 MW diésel)	2021-2022	Déjà décidé
Augmentation du cinquième groupe diésel de Gorou Banda	Diésel	20 MW	2022	Déjà décidé
Centrale thermique à base de pétrole brute (IPP) à Zinder	Thermique	22 MW	2022	Déjà décidé
Centrale solaire (Scaling solar-IPP) à Gourou Banda	Solaire	50 MWc	2023-2024	Planifié
Centrale solaire de Dosso	Solaire	10 MWc	2024	Planifié
Centrale solaire de Maradi	Solaire	20 MWc	2024	Planifié
Centrale solaire de Zabori (WAPP)	Solaire	150 MWc	2024	Planifié
Centrale hybride de Diffa	Solaire	5 MW	2024	Planifié
Centrale de Salkadamna phase 1	Thermique	200 MW	2027	Planifié
Centrale de Salkadamna phase 2	Thermique	200 MW	2033	Planifié

Cette liste des centrales planifiées a été utilisée pour contraindre les solutions fournies par le modèle. Cela est à dire que les résultats de chaque scénario élaboré avec le modèle suivront sans exception

la liste du Tableau 1 et serviront à montrer quelles sont les centrales additionnelles à développer (au-delà de la liste) afin de répondre à la demande prévue pour toute la période 2022–2035.

Les options à sélectionner par le modèle pour répondre à la demande future sont énumérées dans le Tableau 2. Le tableau montre également les contraintes spécifiques non liées aux coûts des technologies, notamment la puissance totale (reflétant le potentiel présent sur le territoire nigérien) ou la puissance annuelle déployable (afin de contraindre la gamme de solutions pour refléter le fait que le Niger ne dispose pas encore d'expérience concernant l'exploitation à grande échelle des centrales à énergies renouvelables).

Tableau 2 : Liste des options des nouvelles centrales électriques, supplémentaires aux centrales déjà décidées ou en cours de projet, à sélectionner par le modèle pour atteindre un système à coût optimisé.

Ressources	A partir de	Coûts (basés sur [2], [6])	Contraintes spécifiques non liées aux coûts
Nouvelles centrales à charbon	2022	Investissement ; Gestion et entretien ; Combustibles	Librement déployable par le modèle
Nouvelles centrales à gaz	2022	Investissement ; Gestion et entretien ; Combustibles	Librement déployable par le modèle
Nouvelles centrales HFO	2022	Investissement ; Gestion et entretien ; Combustibles	Librement déployable par le modèle
Nouveaux groupes diesel raccordés au réseau	2022	Investissement ; Gestion et entretien ; Combustibles	Librement déployable par le modèle
Nouveaux groupes diesel (autoproduction industrielle & hors réseau)	2022	Investissement ; Gestion et entretien ; Combustibles	Librement déployable par le modèle
Nouvelles centrales hydroélectriques	2025	Investissement ; Gestion et entretien	Projets : Gambou (122.5 MW), Dyodyonga (26 MW), Namari Goungo (80 MW)
Centrales solaires raccordées au réseau	2022	Investissement ; Gestion et entretien	Vitesse de déploiement annuel maximal de 200 MW
Panneaux solaires (autoproduction industrielle & hors réseau)	2022	Investissement ; Gestion et entretien	Librement déployable par le modèle
Centrales éoliennes raccordées au réseau	2030	Investissement ; Gestion et entretien	Vitesse de déploiement annuel maximal de 100 MW ; à développer uniquement près du réseau
Centrales à biomasse	2030	Investissement ; Gestion et entretien	Vitesse de déploiement annuel maximal de 25 MW
Centrales solaires thermiques	2030	Investissement ; Gestion et entretien	Vitesse de déploiement annuel maximal de 200 MW
Importations du Nigéria	2022	Coût d'achat selon les modalités contractuelles valides jusqu'en 2027 (données partagées par la NIGELEC)	Puissance et production maximale [4]: 195 MW (1076 GWh) en 2024, 240 MW (1430 GWh) en 2025, 250 MW (1489 GWh) en 2030, 265 MW (1579 GWh) en 2035

2. 4 Note sur les ressources renouvelables

Les énergies renouvelables, notamment le solaire PV mais également l'éolien terrestre, ont connu une baisse prononcée de leurs coûts ces dernières années [7] (voir la Figure 1). Cette tendance se traduit par une forte baisse de coût nivelé de production (« *levelized cost of electricity* » ou LCOE en abrégé) des centrales électriques renouvelables qui approche de plus en plus les coûts des centrales thermiques les plus compétitives.

En conséquence de l'optimisation à moindre coût de l'approvisionnement énergétique effectuée par l'outil MESSAGE, la formation de l'IRENA a souligné l'importance d'utiliser des données mises à jour sur les coûts d'investissement et d'opération et maintenance des centrales électriques renouvelables.

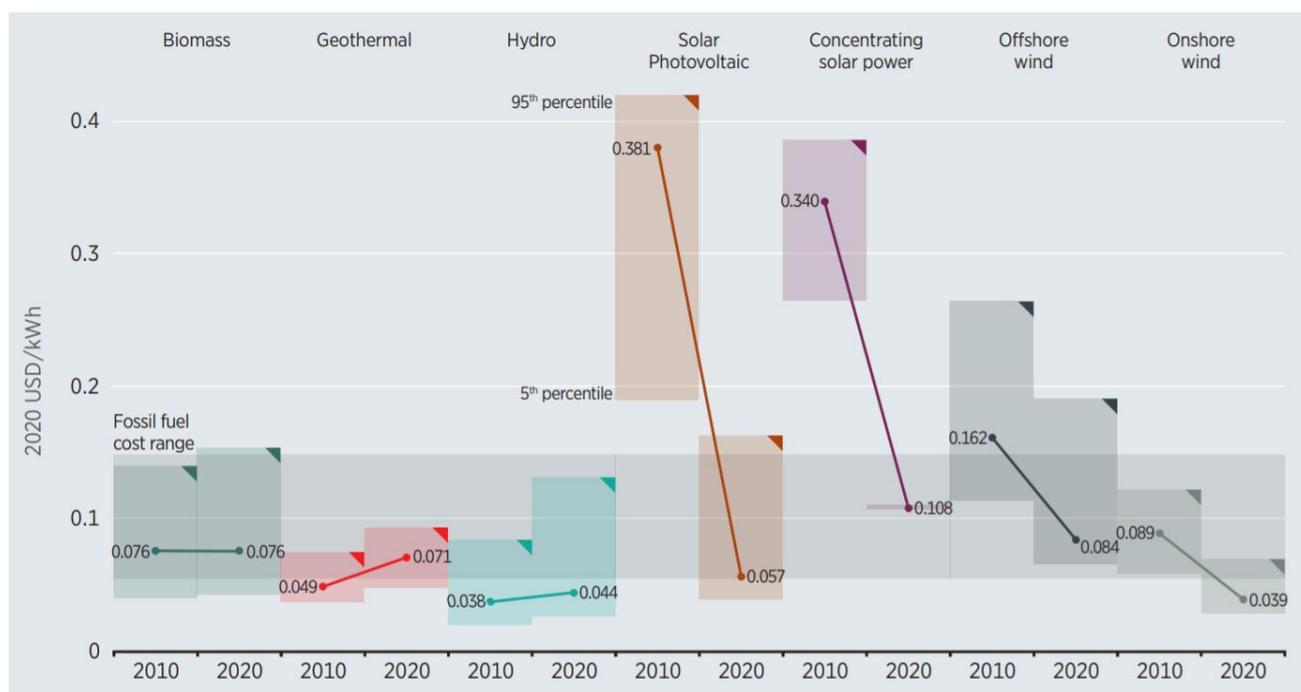


Figure 1: Le développement observé récemment (2010-2020) des coûts des ressources renouvelables se traduit par une forte tendance à la baisse du coût actualisé de l'électricité (« *levelized cost of electricity* » ou LCOE en abrégé) qui approche de plus en plus les coûts des ressources thermiques les moins chères. La tendance a été la plus forte pour le solaire photovoltaïque. Source : référence [7].

A travers la formation dispensée, il a été montré que les résultats de la modélisation (puissance à installer à l'horizon 2035 ; mix électrique à l'horizon 2035 ; émissions de gaz à effet de serre à partir de la production électrique) peuvent dépendre fortement des hypothèses notamment quant au développement des coûts d'investissement et d'opération et maintenance de centrales solaires et éoliennes. Il a été démontré qu'un manque de prise en compte des tendances à la baisse des coûts des technologies renouvelables changerait largement les résultats du scénario principal en faveur des technologies non-renouvelables et polluantes. Par conséquent, l'IRENA a souligné l'importance de s'appuyer sur des données mises à jour reflétant au mieux les tendances à la baisse observées et projetées à l'horizon 2035.

Il a également été rappelé que cette étude et ses résultats ne constituent qu'un point de départ ; en vue des tendances à la baisse des coûts actualisés de l'électricité solaire PV, éolienne et solaire thermique, il sera d'une haute importance de continuer à mettre à jour et réviser la présente étude dans les prochaines années compte tenu des nouvelles projections relatives à ces coûts.

2. 5 Résolution du modèle

La formation a souligné l'importance d'intégrer une résolution temporelle élevée dans la modélisation, notamment quand il s'agit de concevoir des scénarii dans lesquels les énergies variables notamment le solaire PV, pourraient jouer un rôle d'importance [8], [9]. Suivant l'avis de l'équipe d'experts nigériens, le choix a été pris de distinguer quatre saisons (saison froide janvier–février, saison chaude mars–juin, saison humide juillet–septembre et saison froide octobre–décembre), chaque saison étant représentée par dix tranches de temps au niveau journalier [2].

Il est à noter que les conditions météorologiques de chaque saison ont un impact important sur la demande électrique (qui a la tendance d'augmenter au fur et à mesure que la température augmente), sur le potentiel hydroélectrique (déterminé par les apports du fleuve Niger), sur le potentiel solaire (qui peut baisser à cause des nuages et à cause de la poussière [10]) et sur le potentiel éolien (qui est largement déterminé par l'harmattan) [11].

Les paramètres dont la variabilité temporelle représente une contrainte qui doit être représentée dans le modèle sont énumérées dans le Tableau 3.

Tableau 3 : Paramètres dans le modèle ayant une variabilité temporelle au niveau journalier et/ou saisonnier importante

Paramètres	Variabilités représentées	Sources
Courbe de charge électrique	Journalière, saisonnière	Courbe de charge du zone fleuve (année 2020) fournie par la NIGELEC
Disponibilité de l'hydroélectricité	Saisonnière	Atlas de l'Hydroélectricité Africaine d'IRENA [12]
Disponibilité d'électricité solaire	Journalière, saisonnière	Données MERRA-2 obtenues à partir de l'outil « <i>renewables.ninja</i> » [13]–[15]
Disponibilité d'électricité éolienne	Journalière, saisonnière	Données MERRA-2 obtenues à partir de l'outil « <i>renewables.ninja</i> » [13]–[15]

2. 6 Objectifs politiques

Dernièrement, les objectifs politiques relatives à la part des énergies renouvelables dans la puissance installée (au moins 30% à partir de 2030) et à la réduction du recours aux importations (au plus 20% à partir de 2030) ont été introduites comme contraintes dans le modèle. Sur l'avis des participants dans la formation, il a été supposé que le terme « énergies renouvelables » englobe l'hydroélectricité avec réservoir, l'hydroélectricité au fil de l'eau, le solaire PV, le solaire thermique, l'éolien et la biomasse.

3 Éléments de la feuille de route

Les sections suivantes décrivent les résultats de la modélisation relatives à la puissance à installer, le bouquet électrique, les coûts du scénario proposé et les émissions de gaz à effet de serre.

3.1 Puissance à installer et bouquet électrique

En ce qui concerne les ressources renouvelables, le scénario principal de cette étude suggère un déploiement ambitieux notamment de nouvelles centrales solaire PV à l'horizon 2035, appuyé par les centrales éoliennes et à biomasse à partir de 2030 et par les centrales hydroélectriques de Kandadji et Dyodyonga. Quant aux ressources thermiques, à part les centrales déjà planifiées (notamment Salkadamna), le modèle suggère le déploiement des centrales à gaz naturel pour appuyer la stabilité du mix électrique et gérer la variabilité des ressources renouvelables. Les conséquences de ce développement proposé pour le parc installé et la production électrique est montré sur la Figure 2.

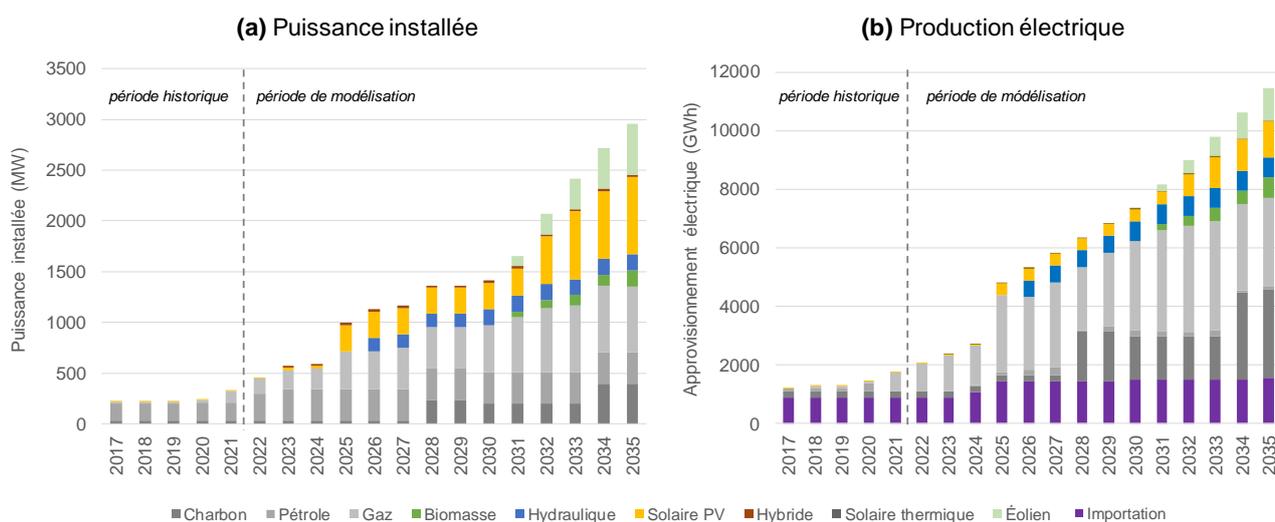


Figure 2 : La composition de la puissance installée (a) et de la production électrique (b) selon le scénario principal développé.

Comme expliqué dans la section 2. 3, le scénario principal est déjà aligné avec la planification des nouvelles centrales de la NIGELEC, mais en ajoute des propositions pour des puissances additionnelles à installer pour permettre de répondre à la demande prévue à l'horizon 2035. L'écart entre le scénario principal et la planification actuelle est montré dans le Tableau 4 où les résultats du scénario principal (« SP ») sont comparés avec la planification actuelle (« act »). Il est clair que des centrales additionnelles, notamment des nouvelles centrales à gaz, seraient nécessaires avec urgence pour permettre au Niger de répondre à la demande dans les prochaines années. Cependant, à plus long terme, le scénario recommande la mise en service de nouvelles centrales renouvelables, notamment solaire PV et éolien à grande échelle, appuyés par les centrales thermiques existantes.

Il est aussi important de constater que le scénario ne recommande pas de centrales à charbon additionnelles (autre Salkadamna, dont la construction et mise en service fait déjà partie de la

planification), mais plutôt de mettre sur les énergies renouvelables qui constitueraient 54% de la puissance installée en 2035.

Tableau 4 : Écart entre le scénario principal (« SP ») et la planification actuelle (« act ») à l'horizon 2035, réparti sur les trois périodes 2022-2025, 2026-2030 et 2021-2035, en termes de la puissance à installer.

Ressource →	Charbon (MW)		Pétrole (MW)		Gaz (MW)		Biomasse (MW)		Hydrau- lique (MW)		Solaire PV (MW)		Hybride (MW)		Solaire thermique (MW)		Éolien (MW)		TOTAL (MW)	
	SP	act	SP	act	SP	act	SP	act	SP	act	SP	act	SP	act	SP	act	SP	act	SP	act
2022-2025	0	0	131	131	262	0	0	0	130	130	250	250	24	24	0	0	0	0	797	535
2026-2030	200	200	0	0	97	0	0	0	26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	323	200
2031-2035	200	200	0	0	189	0	106	0	0	0	411	0	0	0	0	0	500	0	1406	200
TOTAL (MW)	400	400	131	131	548	0	106	0	156	130	661	250	24	24	0	0	500	0	2526	935

Par conséquent, la part des ressources thermiques par rapport aux renouvelables dans le mix électrique augmenterait sur le court terme (réduisant le recours aux importations) mais baisserait à nouveau à long terme avec le décollage des énergies renouvelables (hydraulique, solaire PV, éolienne et biomasse) après 2024. Ceci reflète notamment le rôle du gaz naturel comme « carburant de transition », nécessaire à court terme mais à déplacer par des ressources renouvelables à long terme. Il est également à noter que le mix proposé est en ligne avec l'objectif d'assurer que les importations ne dépassent pas une part de 20% dans le mix dès 2030 est atteint par le mix proposé.

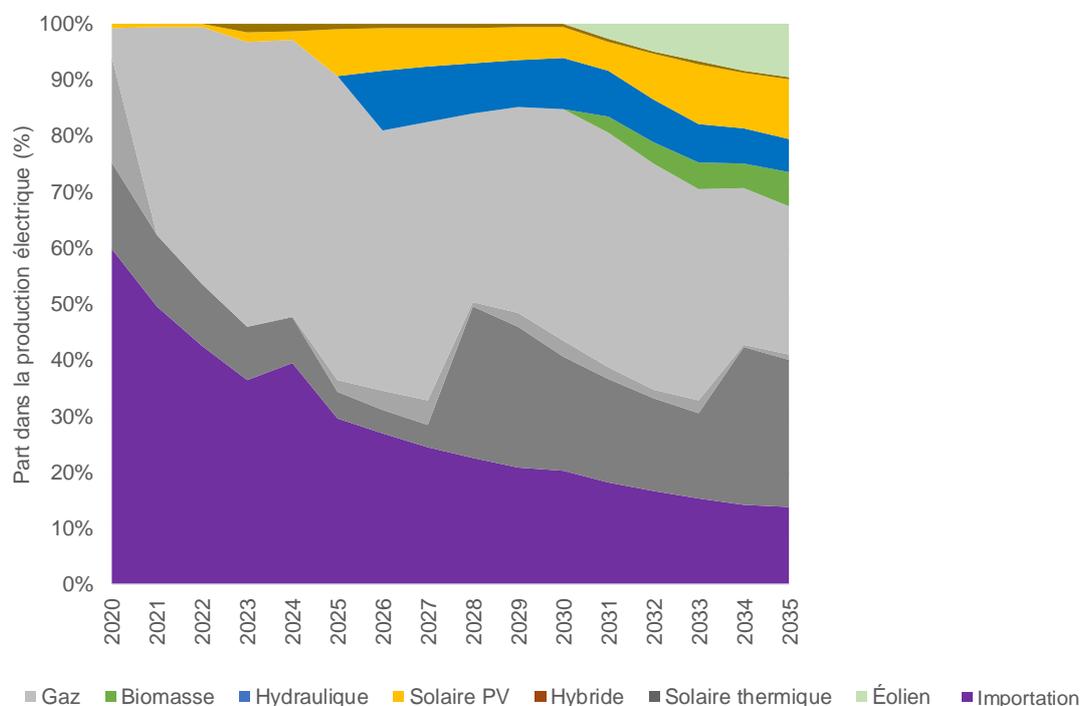


Figure 3 : La part dans le mix électrique des différentes ressources à l'horizon 2035 d'après le scénario principal développé.

3. 2 Besoins en termes de financement

Le scénario principal développé entraînerait des coûts d'investissement, de gestion et entretien, et d'achat (d'électricité) et d'importation/extraction (des ressources). Suivant les principes d'optimisation linéaire de l'outil MESSAGE, le scénario principal représente la solution la moins chère étant donné les contraintes énumérées dans la section 2. La répartition des coûts par technologie/ressource et par catégorie est résumée dans le Tableau 5 et le Tableau 6, respectivement.

Le coût total pour la période 2022-2035 est ainsi estimé à environ 12 milliard d'USD. Il est à noter que cela engloberait la production ainsi que le transport d'électricité.

Tableau 5 : Répartition des coûts (en millions d'USD) du scénario principal par technologie/ressource pour les périodes 2022-2025, 2026-2030 et 2031-2035.

Période	Infra-structure	Impor-tations	Charbon	Pétrole	Gaz	Bio-masse	Hydrau-lique	Solaire PV	Hybride	Éolien	Total
2022-2025	311	246	59	132	698	0	440	1,181	88	0	3,156
2026-2030	286	392	1,042	96	1,237	128	133	39	3	106	3,463
2031-2035	327	448	1,316	91	1,538	334	76	545	3	453	5,130
Total	924	1,086	2,418	320	3,473	462	649	1,766	94	558	11,749

Tableau 6 : Répartition des coûts (en millions d'USD) du scénario principal par catégorie pour les périodes 2022-2025, 2026-2030 et 2031-2035.

Période	Coûts d'investissement (production & transport)	Coûts de gestion et entretien	Coûts d'achat, d'importation et d'extraction	Total
2022-2025	2,345	338	473	3,156
2026-2030	1,556	714	1,194	3,463
2031-2035	2,354	1,009	1,767	5,130
Total	6,254	2,061	3,434	11,749

3. 3 Émissions des gaz à effet de serre

Il est prévu que les émissions de gaz à effet de serre à partir de la production électrique continuent à augmenter durant toute la période 2022-2035 sous le scénario principal, en vue de la demande qui subira une forte croissance à cet horizon (Figure 4(a)). Dans ce contexte, les effets des énergies renouvelables et des ressources thermiques sont opposés diamétralement. L'ajout de puissance thermique sur le réseau à court terme aura pour effet de réduire le recours aux importations du Nigéria tout en augmentant la consommation des combustibles et ainsi des émissions de gaz à effet de serre. En revanche, à moyen terme, le décollage des énergies renouvelables éviterait à la fois des importations et des émissions à partir des centrales thermiques sur le territoire national.

Comme le montre la Figure 4(b), l'effet de la croissance simultanée du parc installé des centrales thermiques et renouvelables se traduirait dans un profil « zigzag » du facteur d'émission. Notamment, la mise en service de Salkadamna (en deux phases, la première en 2027 et la deuxième en 2033) aurait un effet énorme sur les émissions provenant du territoire nigérien ; le déploiement des centrales

solaires PV, éoliennes, hydrauliques et biomasse à travers la période 2024-2035 réduirait cependant le taux de croissance des émissions de gaz à effet de serre et stabiliserait le facteur d'émission autour de 400-500 kgCO₂/MWh.

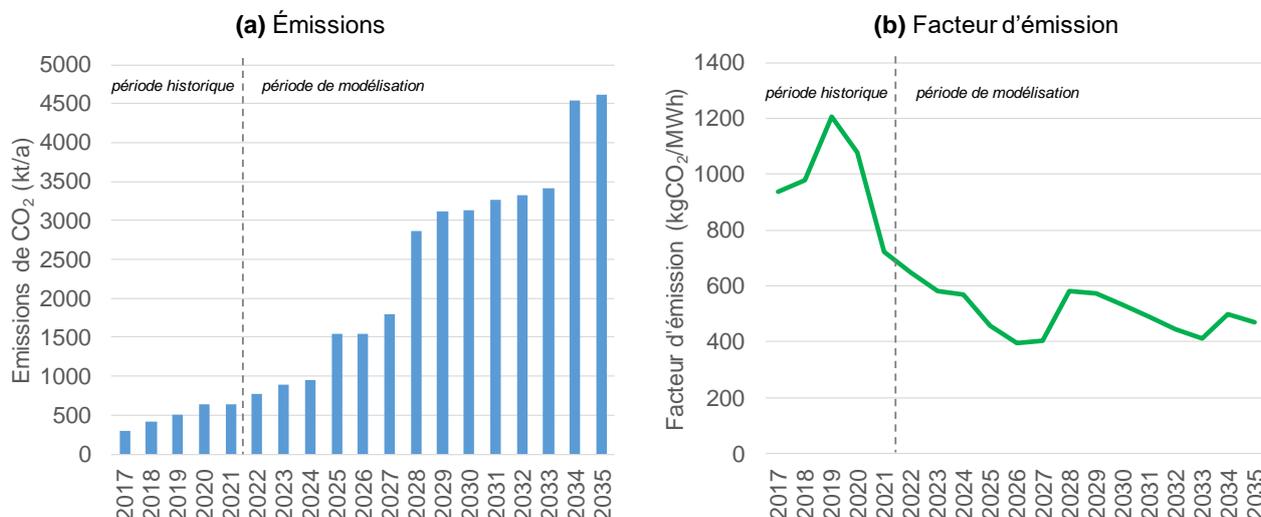


Figure 4 : Développement prévu des émissions de gaz à effet de serre du secteur électrique (a) et du facteur d'émission de la production électrique (b) selon le scénario principal.

L'importance des énergies renouvelables dans ce scénario principal, notamment les projets nouvellement proposés, peut être éclairée en élaborant un scénario alternatif dans lequel le solaire, l'éolien et la biomasse ne peuvent pas être intégrés dans le mix électrique. Dans un tel scénario, les émissions de gaz à effet de serre seraient 24% plus élevées d'ici 2035 par rapport au scénario principal développé.

L'IRENA note que d'autres effets environnementaux de la construction et la gestion et entretien des nouvelles centrales électriques, tels que la consommation d'eau de refroidissement dans des centrales thermiques ou bien l'inondation des vallées à la suite de la mise en service des barrages hydroélectriques, n'ont pas été modélisés dans la présente étude.

4 Recommandations clés

À l'issue de la formation dispensée et de la modélisation effectuée, une liste des recommandations à prendre en compte pour la révision du volet énergie de la CDN du Niger a été dressée par l'IRENA.

Il s'agit de :

- Mettre un fort accent sur le développement de la filière solaire PV, qui s'avère être l'une des sources d'énergie les plus appropriées pour réduire les émissions de gaz à effet de serre sans entraîner de surcoûts additionnels tout en réduisant les besoins d'importations à moyen et long terme. Le scénario principal suggère qu'une puissance de quelques centaines de MW serait nécessaire afin de répondre à la demande croissante à l'horizon 2035.
- Tenir compte des conditions météorologiques spécifiques au Niger qui auront un impact sur les coûts d'exploitation des centrales solaires PV, notamment les coûts liés au nettoyage des panneaux solaires après dépôt d'aérosols qui impactera négativement la production.
- Assurer que la flexibilité de la production électrique (à partir notamment des groupes thermiques) soit suffisante pour soutenir au mieux les ressources renouvelables, notamment le solaire PV, afin d'assurer le bon fonctionnement du réseau pendant la nuit et pendant des périodes faiblement ensoleillées.
- Effectuer des études plus détaillées sur le potentiel éolien dans la zone sahéenne et sahélo-saharienne, vu que le profil de la ressource éolienne suggère une forte complémentarité avec l'énergie solaire [16], [17] et que le modèle suggère un déploiement important (jusqu'à quelques centaines de MW) de cette ressource à partir de 2030.
- Effectuer des études approfondies sur la biomasse et son potentiel d'utilisation dans les secteurs énergétiques dont le sous-secteur électricité. Parmi les options à utiliser pour la biomasse sur le territoire nigérien se trouvent les résidus agricoles, notamment la bagasse ou les balles de riz, ainsi que les déchets bio-organiques.
- Suivre étroitement le développement des coûts du stockage électrique. Bien que cela ne puisse que résoudre le problème de variabilité journalière et non de variabilité saisonnière des ressources renouvelables (pour la gestion duquel le modèle suggère des centrales thermiques à gaz), le stockage pourra être un atout considérable pour mieux intégrer la ressource solaire PV dans le mix électrique et pourrait aider à réduire le recours aux centrales thermiques et polluantes pour assurer la bonne gestion du réseau.
- Effectuer des études plus détaillées sur la filière solaire thermique en vue de trouver sa place dans le bouquet électrique à l'horizon étudié ou bien à plus long terme, compte tenu du potentiel de l'énergie solaire direct au Niger et de la chute probable des coûts actualisés de l'électricité solaire thermique d'ici là dans le monde.
- Développer un cadre législatif sur les investissements en énergies renouvelables (code d'énergies renouvelables) afin d'améliorer les conditions pour dynamiser et encourager la participation du secteur privé dans la transition énergétique souhaitée.

- Les autres sous-secteurs énergétiques (bâtiments, transport et industrie) n'ont pas été modélisés en détail par l'IRENA. Par conséquent, cette feuille de route ne couvre que le sous-secteur électricité. Cependant, pour les autres sous-secteurs, l'IRENA fait référence à plusieurs options, notamment l'accès aux combustibles modernes de cuisson (p.ex. le biogaz), l'efficacité énergétique (rétrofit des lampes, promotion de foyers améliorés, programmes d'étiquetage), et le renouvellement graduel de la flotte automobile.

5 Références bibliographiques

- [1] République du Niger, « Contribution Prévue Déterminée au niveau National - CPDN (INDC) du Niger », sept. 2015. [En ligne]. Disponible sur: <https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Niger%20First/Niger-INDC-versionfinale.pdf>
- [2] IRENA, « Planification et perspectives pour les énergies renouvelables: Afrique de l'Ouest », International Renewable Energy Agency (IRENA), 2018. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.irena.org/publications/2018/Nov/Planification-et-perspectives-pour-les-energies-renouvelables>
- [3] République du Niger - Ministère de l'Énergie, « Stratégie Nationale d'Accès à l'Électricité - Annexe au DECRET N°2018-743/PRN/M/E du 19 octobre 2018 ». oct. 2018.
- [4] République du Niger - Ministère de l'Énergie, « Etude d'Actualisation du Schéma Directeur de Production – Transport de l'Energie Electrique du Niger sur la Période 2018 – 2035 – Note (2) sur l'Approche d'Actualisation de la Demande Electrique ». oct. 2020.
- [5] IRENA, « System Planning Test (SPLAT) Models for Africa ». <https://www.irena.org/energytransition/Energy-System-Models-and-Data/System-Planning-Test-Model>
- [6] IRENA, « Planning and prospects for renewable power: Eastern and Southern Africa », International Renewable Energy Agency, 2021. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.irena.org/publications/2021/Apr/Planning-and-prospects-for-renewable-power-Eastern-and-Southern-Africa>
- [7] IRENA, « Renewable Power Generation Costs in 2020 », International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, United Arab Emirates, 2021. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.irena.org/publications/2021/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2020>
- [8] IRENA, « Planning for the Renewable Future: Long-term modelling and tools to expand variable renewable power in emerging economies », International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2017. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.irena.org/publications/2017/Jan/Planning-for-the-renewable-future-Long-term-modelling-and-tools-to-expand-variable-renewable-power>
- [9] K. Engeland, M. Borga, J.-D. Creutin, B. François, M.-H. Ramos, et J.-P. Vidal, « Space-time variability of climate variables and intermittent renewable electricity production – A review », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 79, p. 600-617, nov. 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.05.046.
- [10] I. Neher *et al.*, « Impact of atmospheric aerosols on photovoltaic energy production Scenario for the Sahel zone », *Eur. Geosci. Union Gen. Assem. 2017 EGU Div. Energy Resour. Environ. ERE*, vol. 125, p. 170-179, sept. 2017, doi: 10.1016/j.egypro.2017.08.168.
- [11] S. Sterl, S. Liersch, H. Koch, N. P. M. van Lipzig, et W. Thiery, « A new approach for assessing synergies of solar and wind power: implications for West Africa », *Environ. Res. Lett.*, vol. 13, n° 9, p. 094009, sept. 2018, doi: 10.1088/1748-9326/aad8f6.
- [12] S. Sterl, A. Devillers, C. Chawanda, A. van Griensven, W. Thiery, et D. Russo, « A spatiotemporal atlas of hydropower in Africa for energy modelling purposes », *Open Res. Eur.*, vol. 1, n° 29, 2021, doi: 10.12688/openreseurope.13392.1.
- [13] S. Pfenninger et I. Staffell, « Renewables.ninja », 2016. <https://renewables.ninja/>
- [14] S. Pfenninger et I. Staffell, « Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data », *Energy*, vol. 114, p. 1251-1265, nov. 2016, doi: 10.1016/j.energy.2016.08.060.
- [15] I. Staffell et S. Pfenninger, « Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output », *Energy*, vol. 114, p. 1224-1239, nov. 2016, doi: 10.1016/j.energy.2016.08.068.
- [16] S. Sterl *et al.*, « Smart renewable electricity portfolios in West Africa », *Nat. Sustain.*, vol. 3, n° 9, p. 710-719, sept. 2020, doi: 10.1038/s41893-020-0539-0.
- [17] A. S. Oyewo, A. Aghahosseini, M. Ram, et C. Breyer, « Transition towards decarbonised power systems and its socio-economic impacts in West Africa », *Renew. Energy*, vol. 154, p. 1092-1112, juill. 2020, doi: 10.1016/j.renene.2020.03.085.

6 Appendice I : L'outil MESSAGE

Le modèle SPLAT-Niger utilisé dans le présent rapport a été élaboré à l'aide d'une plateforme logicielle de modélisation baptisée « modèle d'étude de stratégies d'approvisionnement énergétique et de leur impact général sur l'environnement » (MESSAGE), un modèle de système énergétique dynamique, ascendant et pluriannuel appliquant des techniques d'optimisation linéaires et à nombres entiers mixtes. À l'origine, cette plate-forme de modélisation a été mise au point par l'Institut international pour l'analyse appliquée des systèmes (IIASA), mais elle a été récemment perfectionnée par l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA).

La plate-forme de modélisation est un cadre souple dans lequel le modèle à proprement parler est mis au point. La plate-forme de modélisation MESSAGE est composée d'un ensemble de projections de la demande, d'une base de données des infrastructures de transport, des technologies d'approvisionnement énergétique caractérisées par des paramètres économiques et techniques, ainsi que d'informations concernant le stock de capital existant et sa durée de vie restante.

En partant des infrastructures électriques existantes dans la région, le modèle calcule une évolution des différentes options technologiques techniquement réalisables qui atteignent un objectif du moindre coût sur la période de planification (à savoir, les coûts minimaux actualisés totaux des systèmes, y compris les investissements, l'opération et la maintenance (E&M), les coûts des combustibles et d'autres coûts définis par l'utilisateur), tout en répondant à un certain nombre d'exigences des systèmes (par ex., offre correspondant à la demande à un moment précis, ressources et capacités suffisantes pour offrir le niveau de production souhaité) et de contraintes définies par l'utilisateur (par ex., marge de réserve, vitesse de déploiement des technologies, limites d'émissions, objectifs stratégiques).

Les intrants du modèle peuvent varier selon la préférence des utilisateurs, afin d'explorer différents scénarios d'évolution des systèmes en fonction d'ensembles d'hypothèses bien précis. La « solution » du modèle inclut, entre autres, les investissements dans les nouvelles technologies, la production, l'utilisation des combustibles et les échanges commerciaux. Les conséquences économiques et environnementales associées aux systèmes énergétiques au moindre coût qui ont été recensés peuvent être calculés facilement à l'aide du modèle.

7 Appendice II : Résumé de la formation

La formation en modélisation énergétique dispensée par l'IRENA pour appuyer le processus de révision de la CDN du Niger, qui a abouti à l'élaboration d'une feuille de route pour le sous-secteur électricité du Niger pour alimenter la nouvelle CDN, a consisté de trois phases ainsi qu'un atelier de validation :

- Phase I : Cours virtuel pour apprendre les connaissances de bases de l'outil MESSAGE
(28 janvier au 11 février 2021 ; en ligne + autoformation)
- Phase II : Atelier de formation sur un modèle simplifié du secteur électrique du Niger (SPLAT-Niger)
(16 au 18 mars 2021 à l'hôtel Radisson Blu Niamey)
- Phase III : Alignement du modèle simplifié avec les stratégies nationales et élaboration d'une feuille de route pour le sous-secteur électricité
(9 au 11 juin 2021 à l'hôtel Radisson Blu Niamey)
- Atelier de validation de la feuille de route
(9 juillet 2021, en ligne)

La liste des participants ainsi que les agendas et le contenu des différentes phases de la formation sont résumés sur les pages suivantes.

7.1 Participants à la formation

No.	Structures	Nom
1	Système d'Information Énergétique (SIE), Ministère de l'Énergie	Mme Moutari Falmata Malla
2	Direction des Applications et de l'Électricité Nucléaires (DAEN), Ministère de l'Énergie	M. Alkassoum Ousmane
3	Conseil National de l'Environnement pour un Développement Durable (CNEDD)	M. Daoura Neino Mahamadou
4	Direction de Promotion des Énergies Renouvelables (DPER), Ministère de l'Énergie	M. Maman Mansour Schitou
5	Direction de l'Électricité (DE), Ministère de l'Énergie	M. Mahamadou Moctar Daouda Kimba
6	Agence Nationale de Promotion de l'Électrification Rurale (ANPER)	M. Mai Moussa Mourima
7	Institut National de la Statistique (INS)	M. Mahamane Bachir Sadou
8	Ministère du Pétrole	M. Karimoune Mahamane
9	Ministère du Transport	Mme Ami Zada
10	Ministère de l'Environnement, de la Salubrité Urbaine et du Développement Durable	M. Niandou Daboré Yacouba
11	Agence Nationale de l'Énergie Solaire (ANERSOL)	M. Adamou Ousmane Chayaou
12	NIGELEC	M. Souleymane Harouna Wali

7.2 Phase I

Session	Sujet	Contenu	Date(s)
1	MESSAGE	Introduction de l'autoformation Lien vers la vidéo (créneau 1) Lien vers la vidéo (créneau 2)	Jeudi 28 et vendredi 29 janvier 2021
2-5	MESSAGE	Autoformation	28 janvier – 11 février 2021
6	MESSAGE	Conclusions et leçons retenues sur l'autoformation Lien vers la vidéo	Jeudi 11 février 2021

7.3 Phase II

Jour 1 – mardi 16 mars 2021 (9h30 – 17h30)

[Lien vers la vidéo – première partie](#) | [Lien vers la vidéo – deuxième partie](#)

Créneau (GMT+1)	Séance	Sujet principal	Intervenants
9h30 – 10h00	<i>Ouverture</i>		
10h00 – 10h15	0	Mots de bienvenue	M. Sebastian STERL (IRENA)
10h15 – 11h15	1.a	Rappel du template MESSAGE-Niger ; Visualisation des résultats	M. Sebastian STERL (IRENA)
11h15 – 11h30	<i>Pause-café</i>		
11h30 – 12h30	1.b	Discussion des coûts des ressources renouvelables ; Réduction des coûts du solaire PV et de l'éolien	M. Michael TAYLOR (IRENA)
12h30 – 13h30	<i>Pause-déjeuner</i>		
13h30 – 14h30	1.c (session pratique)	Exercice : création d'un scénario « optimiste » et « pessimiste »	Équipe nigérienne
14h30 – 15h30	2.a	Inclusion des courbes solaire, éolien, hydraulique dans MESSAGE	M. Sebastian STERL (IRENA)
15h30 – 15h45	<i>Pause-café</i>		
15h45 – 16h30	2.b	Évaluation du potentiel des ressources renouvelables (solaire PV, éolien)	Mme Imen GHERBOUDJ (IRENA)
16h30 – 17h15	2.c (session pratique)	Exercice : extraction des données MERRA-2 et agrégation des courbes temporelles solaire PV et éolien	Équipe nigérienne
17h15 – 17h30	Clôture du jour 1		

Jour 2 – mercredi 17 mars 2021 (9h30 – 17h30)

[Lien vers la vidéo – première partie](#) | [Lien vers la vidéo – deuxième partie](#)

Créneau (GMT+1)	Séance	Sujet principal	Intervenants
9h30 – 10h00	<i>Ouverture</i>		
10h00 – 11h15	3.a	Objectifs de la politique énergétique ; Exploration des scénarii CDN ; Modélisation des contraintes	M. Sebastian STERL (IRENA)
11h15 – 11h30	<i>Pause-café</i>		
11h30 – 12h30	3.b (<i>session pratique</i>)	Exercice : création des scénarii avec objectifs/contraintes	Équipe nigérienne
12h30 – 13h30	<i>Pause-déjeuner</i>		
13h30 – 14h30	3.c	Discussion des résultats de l'exercice 3.b	Tous
14h30 – 15h30	4.a	Centrales hydrauliques avec stockage	M. Mario TOT (AIEA)
15h30 – 15h45	<i>Pause-café</i>		
15h45 – 16h30	4.b	Rôle et importance de la résolution temporelle	M. Sebastian STERL (IRENA)
16h30 – 17h15	4.c (<i>session pratique</i>)	Exercice : Augmentation de la résolution temporelle	Équipe nigérienne
17h15 – 17h30	<i>Clôture du jour 2</i>		

Jour 3 – jeudi 18 mars 2021 (9h30 – 17h30)

[Lien vers la vidéo](#)

Créneau (GMT+1)	Séance	Sujet principal	Intervenants
9h30 – 10h00	<i>Ouverture</i>		
10h00 – 11h15	5.a	Discussion des résultats de l'exercice 4.c ; Rôle du Niger dans le WAPP	M. Sebastian STERL (IRENA)
11h15 – 11h30	<i>Pause-café</i>		
11h30 – 12h30	5.b	Évaluation du potentiel : biomasse	M. Seungwoo KANG (IRENA)
12h30 – 13h30	<i>Pause-déjeuner</i>		
13h30 – 15h30	5.c	Utilisation de l'outil LEAP pour la modélisation des autres secteurs énergétiques	M. Sebastian STERL (IRENA)
15h30 – 15h45	<i>Pause-café</i>		
15h45 – 16h30	6.a	Résumé des sessions ; positionnement de la formation dans le contexte de la planification des systèmes électriques	M. Sebastian STERL (IRENA)
16h30 – 17h15	6.b (session pratique)	Exercice : Recommandations pour la nouvelle CDN	Équipe nigérienne
17h15 – 17h30	<i>Clôture de l'atelier</i>		

7.4 Phase III

Jour 1 – mercredi 9 juin 2021 (9h30 – 17h30)

[Lien vers la vidéo](#)

Créneau (GMT+1)	Séance	Sujet principal	Intervenants
9h30 – 10h00	<i>Ouverture</i>		
10h00 – 10h15	0	Mots de bienvenue ; objectifs de l'atelier	M. Sebastian STERL (IRENA)
10h15 – 11h30	1.a	Rappel de la formation dispensée et du rapport final	M. Sebastian STERL (IRENA)
11h30 – 11h45	<i>Pause-café</i>		
11h45 – 13h00	1.b	Alignement du modèle avec la SNAE et autres éléments de la politique actuelle : besoins en termes de données	Discussion de groupe
13h00 – 14h00	<i>Pause-déjeuner</i>		
14h00 – 16h00	1.c (session pratique)	Préparation des données requises et intégration dans le modèle	Équipe nigérienne
16h00 – 16h15	<i>Pause-café</i>		
16h15 – 17h15	1.c (session pratique)	Préparation des données requises et intégration dans le modèle	Équipe nigérienne
17h15 – 17h30	Clôture du jour 1		

Jour 2 – jeudi 10 juin 2021 (9h30 – 17h30)

[Lien vers la vidéo](#)

Créneau (GMT+1)	Séance	Sujet principal	Intervenants
9h30 – 10h00	<i>Ouverture</i>		
10h00 – 11h30	2.a	Réalisation des scénarii mis à jour pour alimenter la CDN	Discussion de groupe
11h30 – 11h45	<i>Pause-café</i>		
11h45 – 13h00	2.b	Rédaction d'une feuille de route : structure et exigences ; partage du travail	Discussion de groupe
13h00 – 14h00	<i>Pause-déjeuner</i>		
14h00 – 16h00	2.c (session pratique)	Rassemblement des éléments pour la feuille de route à partir du modèle mis à jour	Équipe nigérienne
16h00 – 16h15	<i>Pause-café</i>		
16h15 – 17h15	2.c (session pratique)	Rassemblement des éléments pour la feuille de route à partir du modèle mis à jour ; préparation des présentations	Équipe nigérienne
17h15 – 17h30	Clôture du jour 2		

Jour 3 – vendredi 11 juin 2021 (9h30 – 13h00)

[Lien vers la vidéo](#)

Créneau (GMT+1)	Séance	Sujet principal	Intervenants
9h30 – 10h00	<i>Ouverture</i>		
10h00 – 11h30	3.a (session pratique)	Présentation des résultats des groupes de travail	Équipe nigérienne
11h30 – 11h45	<i>Pause-café</i>		
11h30 – 12h45	3.b	Discussion en plénière ; rédaction d'un document final	Discussion de groupe
12h45 – 13h00	Clôture de l'atelier		

7. 5 Atelier de validation

Vendredi 9 juillet 2021 (9h30 – 12h00)

[Lien vers la vidéo](#)

Créneau (GMT+1)	Sujet principal	Intervenants
9h30 – 9h45	<i>Ouverture</i>	
9h45 – 9h50	Mots de bienvenue ; objectifs de l'atelier	Mme Ramata HAROUNA (ME/LCD ; Coordinatrice de la révision de la CDN) M. Sebastian STERL (IRENA)
9h50 – 10h00	Tour de table	Tous
10h00 – 10h45	Présentation de la feuille de route pour le sous-secteur électricité	M. Sebastian STERL (IRENA)
10h45 – 11h30	Questions, réponses et discussions sur les résultats et recommandations de la feuille de route	Discussion de groupe
11h30 – 11h45	Conclusions et validation	Comité National chargé de la révision de la CDN
11h45 – 12h00	<i>Clôture de l'atelier</i>	