



Mise à jour du plan directeur révisé de la CEDEAO pour le développement de la capacité de production et de transport d'énergie électrique

Rapport Final

Tome 4 : Plan directeur production-transport

Décembre 2018

TRACTEBEL
ENGIE

Financement



European Union
11th EDF Regional Indicative Programme
Financing agreement EDF/2017/ 039-384

TRACTEBEL ENGINEERING S.A.

Boulevard Simón Bolívar 34-36
1000 - Brussels - BELGIQUE
tel. +32 2 773 99 11 - fax +32 2 773 9900
engineering@tractebel.engie.com
tractebel-engie.com

TECHNICAL DOCUMENT



Our ref.: WAPP-MP/4NT/0626064/003/04

TS:

Imputation: P.011966/0004

INTERNAL

Client:

Project: **PLAN DIRECTEUR DE LA CEDEAO POUR LE DÉVELOPPEMENT DES MOYENS RÉGIONAUX DE PRODUCTION ET DE TRANSPORT D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE 2019-2033**

Subject: Tome 4: Rapport du plan directeur production-transport

Comments:

04	2019 01 14	FIN	*F. Sparavier	*L. Charlier	*J. Dubois
03	2018 10 31	DFT	*B. Wibrin	*L. Charlier	*J. Dubois
02	2018 10 17	DFT	*B. Wibrin	*L. Charlier	*J. Dubois

REV.	YY/MM/DD	STAT.	WRITTEN	VERIFIED	APPROVED	VALIDATED
------	----------	-------	---------	----------	----------	-----------

*This document is fully completely signed on 2019.01.14

TRACTEBEL ENGINEERING S.A. - Registered office: Boulevard Simón Bolívar 34-36, 1000 Brussels - BELGIUM

VAT: BE 0412 639 681 - RPM/RPR Brussels: 0412 639 681 - Bank account IBAN: BE74375100843707 - BIC/SWIFT: BBRUBEBB

TABLE DES MATIÈRES

1. INTRODUCTION	15
1.1. Contexte	15
1.2. Objectifs du projet	16
1.3. Organisation du rapport de mise à jour du plan directeur révisé de la CEDEAO pour le développement de la capacité de production et de transport d'énergie électrique	17
1.4. Objectifs du Tome 4	18
2. PLAN DIRECTEUR PRODUCTION	19
2.1. Introduction	19
2.2. Méthodologie	19
2.2.1. Modélisation du système électrique	19
2.2.2. Modélisation du réseau gazier	22
2.2.3. Optimisation	23
2.2.4. Contraintes d'investissements et d'exploitation	23
2.3. Plan optimal d'investissement à court-terme 2018-2022	25
2.3.1. La mise en œuvre des projets décidés pour satisfaire la demande croissante	25
2.3.2. Vers un déploiement progressif des énergies renouvelables	27
2.3.3. La disponibilité du gaz naturel, un défi pour les 5 prochaines années.....	29
2.3.4. Opportunités et défis d'un réseau 100% interconnecté.....	34
2.4. Plan optimal d'investissement à moyen-terme 2023-2029	35
2.4.1. L'exploitation du potentiel hydroélectrique régional : Une priorité	38
2.4.2. Une forte intégration des énergies renouvelables pour un mix énergétique optimal	39
2.4.3. Diversifier les ressources thermiques pour limiter l'exposition au risque et à la volatilité	41

2.4.4.	Le réseau interconnecté pour mieux partager les ressources.....	42
2.5.	Plan optimal d'investissement à long-terme 2030-2033.....	45
2.5.1.	Vers une exploitation optimale des ressources hydroélectriques économiquement rentables.....	47
2.5.2.	Vers un réseau toujours plus maillé	48
2.5.3.	Flexibilité et Fiabilité les enjeux à long-terme	49
2.6.	Synthèse	50
3.	PLAN DIRECTEUR TRANSPORT	53
3.1.	Méthodologie	53
3.1.1.	Analyses statiques.....	53
3.1.2.	Analyses dynamiques.....	58
3.2.	Plan de développement à court terme - 2022	58
3.2.1.	Vers un système interconnecté.....	58
3.2.2.	Modélisation du réseau de l'EEEOA - 2022	60
3.2.3.	Études statiques.....	63
3.2.4.	Analyses dynamiques.....	70
3.2.5.	Fonctionnement technique du réseau en 2022.....	82
3.3.	Plan de développement à l'horizon 2025.....	84
3.3.1.	Accroître la sécurité du système	84
3.3.2.	Modélisation du réseau de l'EEEOA - 2025	88
3.3.3.	Études statiques.....	90
3.3.4.	Analyses dynamiques.....	92
3.3.5.	Conclusions et recommandations pour 2025.....	96
3.4.	Plan de développement à long terme-2033	96
3.4.1.	Accroître le partage des ressources.....	96
3.4.2.	Modélisation du réseau de l'EEEOA - 2033	103
3.4.3.	Études statiques.....	105
3.4.4.	Exploitation du réseau avec une part croissante des énergies renouvelables	115
4.	OPPORTUNITÉS AU-DELÀ DES FRONTIÈRES DE L'EEEOA.....	118
4.1.	Interconnexion avec l'Afrique du Nord via le Maroc.....	118
4.1.1.	Etude technique	118
4.1.2.	Etude économique.....	133
4.1.3.	Conclusion	138
4.2.	Opportunités de connexion avec le Pool Energétique d'Afrique Centrale	138
4.2.1.	Méthodologie.....	139
4.2.2.	Résultats	140
4.2.3.	Conclusion	142

4.3. Opportunités de connexion avec Cap Vert.....	143
ANNEXE A : PLAN DIRECTEUR PRODUCTION	144
Investissement à court-terme par pays.....	144
Investissement à moyen-terme par pays	151
Investissement à long-terme par pays	156
ANNEXE: PLAN DIRECTEUR TRANSPORT	159
Renforcements nationaux – 2022.....	159
Renforcements nationaux – 2025.....	164
Renforcements nationaux – 2033.....	165
Développement du modèle dynamique.....	168
Analyse de stabilité en petits signaux	171
Méthodologie pour l'évaluation de la sécurité dynamique (DSA).....	177
Resultats de l'évaluation de sécurité dynamique (DSA)	178
Etude de stabilité en fréquence.....	180

TABLE DES FIGURES

Figure 1: Noeuds électriques modélisés pour le plan directeur production.....	20
Figure 2: Répartition des projets décidés par technologie, à horizon 2022 (en MW)	25
Figure 3: Répartition des projets candidats sélectionnés par technologie, à horizon 2022 (en MW), incluant les projets solaires potentiels identifiés	26
Figure 4: Mix énergétique EEEEOA, par technologie, à horizon 2022 (en MW)	27
Figure 5: Evolution attendue des coûts d'investissement pour des projets solaires photovoltaïques Source: IRENA)	28
Figure 6: Evolution des besoins en gaz naturel dans la région du WAPP	32
Figure 7: Evolution des besoins en gaz naturel dans la région du WAPP (hors Nigéria)	33
Figure 8: Répartition des coûts marginaux moyens par pays à en 2022	35
Figure 9: Répartition des projets décidés à moyen terme pour l'ensemble de l'EEEOA, par type de fuel.....	36
Figure 10: Répartition des projets décidés à moyen terme pour l'ensemble de l'EEEOA, par type de fuel incluant les projets solaires potentiels identifiés	37
Figure 11: Mix énergétique de l'EEEOA à moyen terme, prenant en compte l'ensemble des projets solaires potentiels identifiés	38
Figure 12: Dispatch économique de la région à moyen terme (2029), prenant en compte l'ensemble des projets solaires potentiels identifiés	41
Figure 13: Evolution des coûts marginaux moyens par pays entre 2022 et 2030	43
Figure 14: Répartition des coûts marginaux moyens de la région à 12h en 2025	44
Figure 15: Répartition des coûts marginaux moyens de la région à 21h en 2025	45
Figure 16: Répartition des investissements à long terme par type de fuel, incluant les projets solaires potentiels identifiés	46
Figure 17: Mix énergétique de la région à l'issue de l'étude (2033), prenant en compte l'ensemble des projets solaires potentiels identifiés	47
Figure 18: Coûts marginaux moyens à 12h à l'issue de l'étude (2033).....	48
Figure 19: Coûts marginaux moyens à 21h à l'issue de l'étude (2033).....	49
Figure 20: Evolution du mix énergétique (en GWh)), prenant en compte l'ensemble des projets solaires potentiels identifiés	51
Figure 21: Evolution du mix énergétique (en %)), prenant en compte l'ensemble des projets solaires potentiels identifiés	52
Figure 22: Niveau de détail typique modélisé afin de représenter le réseau haute tension .	55
Figure 29: Schéma unifilaire de la région de l'EEEOA	56
Figure 24: Modèle de connexion des générateurs.....	57
Figure 25: Points critiques du réseau de transport au moyen terme - 2022	60
Figure 26: Pointe de charge vs courbe d'irradiation solaire.....	64
Figure 27: Visualisation des flux de puissance active – Pointe asynchrone 2022	66
Figure 28: Contingence ne respectant pas le critère N-1-2022 scénario de pointe asynchrone statique	67
Figure 29: Résultats des analyses de stabilité en petits signaux - 2022 Peak.....	71
Figure 30: Vitesse des unités de Manantali (MA) et EGBIN 2 (NI) après la perte d'une unité à EGBIN 2 – 2022 Pointe.	71
Figure 31: Résultats de stabilité en petits signaux - 2022 creux.	73
Figure 32: Transitoires de tension et d'angle suite à la perte d'interconnexion NI-TB, 2022 Point cas initial.....	74
Figure 33: Transitoires de tension et d'angle suite à la perte de l'interconnexion NI-TB, 2022 Pointe avec R4 et R5.	75

Figure 34: Vitesse et angle des machines après la perte de l'interconnexion MA - CIV, 2022 Pointe avec R4 et R5.	75
Figure 35: Vitesse et angle des machines après la perte de l'interconnexion MA - CIV, 2022 Pointe avec R4 et R5.	76
Figure 36: Vitesse et angle des machines après la perte de l'interconnexion MA – CIV, 2022 Pointe avec R4 R5 et R2-A.	76
Figure 37: Ecroutement de tension le long de CLSG suite au déclenchement de la ligne Linsan (GU) – Kamakwie (SL) – 2022 Pointe R4, R5 et R2-A.	77
Figure 38: Transitoires de tension en Burkina Faso et Niger suite à la perte d'un circuit de l'interconnexion BU - NR, 2022 Pointe avec R4, R5 et R2.	78
Figure 39: Réponse du système à la perte d'une unité à Akosombo à T = 50s, 2022 pointe avec R4, R5 et R2.	80
Figure 40: Schéma du système EEEOA interconnecté par 2022.	82
Figure 41: Points de connexion dorsale médiane.	86
Figure 42: Labé - Koukoutamba Ligne.	88
Figure 43: Transitoires de tension – perte de l'interconnexion NI-TB – avec et sans dorsale médiane - 2025 pointe.	93
Figure 44: Transitoires de vitesse – perte de l'interconnexion NI-TB – avec dorsale médiane - 2025 pointe.	94
Figure 45: Transitoires de vitesse avec dorsale médiane- 850 MW importation au Nigeria - 2025 pointe.	95
Figure 46: Transitoires de vitesse et angulaires – perte de l'interconnexion MA-CIV - 2025 pointe.	96
Figure 47: Chemin proposé de la dorsale Ouest 330 kV.	99
Figure 48: Nouvelle ligne 330 kV Bolgatanga- Juale – Dawa.	101
Figure 49: Tracé proposé du deuxième circuit de OMVG ouest.	102
Figure 50: Impact de l'inertie sur le taux de changement de fréquence (ROCOF) [ENTSO-e]	117
Figure 51: Modèle équivalent du réseau européen.	119
Figure 52: Proposition d'interconnexion AC 400 kV reliant le système existant (les nouveaux équipements sont affichés en noir, les bus existants sont colorés en bleu).	122
Figure 53: Angles des générateurs – Court circuit tri-phasé à 10s (élimination 10.1s) – connexion intermédiaire à NOUAKCHOTT – 0 MW.	124
Figure 54: Puissance active et réactive sur l'interconnexion AC - Court circuit tri-phasé à 10s (élimination 10.1s) – connexion intermédiaire à NOUAKCHOTT – 0 MW.	125
Figure 55: Angles des générateurs – Court circuit tri-phasé à 10s (élimination 10.1s) – pas de connexion intermédiaire à NOUAKCHOTT – 200 MW.	125
Figure 56: Puissance active et réactive sur l'interconnexion AC - Court circuit tri-phasé à 10s (élimination 10.1s) – pas de connexion intermédiaire à NOUAKCHOTT – 200 MW.	126
Figure 57: Angles des générateurs – Court circuit tri-phasé à 10s (élimination 10.1s) – pas de connexion intermédiaire à NOUAKCHOTT – 500 MW.	126
Figure 58: Puissance active et réactive sur l'interconnexion AC - Court circuit tri-phasé à 10s (élimination 10.1s) – pas de connexion intermédiaire à NOUAKCHOTT – 500 MW.	127
Figure 59: Lien HVDC bipolaire proposé ± 320 kV (les nouveaux équipements sont affichés en noir, les bus existants sont colorés en bleu, la connexion entre les convertisseurs et le réseau AC n'est pas présentée en détail).	128
Figure 60: Fréquence aux deux bornes HVDC lors de l'offre de support de fréquence après une contingence de Kaduna G à t = 10s.	130
Figure 61: Flux de puissance actif sur le lien CCHT Quand offre de support de fréquence après une panne de Kaduna G à t = 10s.	130

Figure 62: Flux électrique pour une exportation de 0 MW - 0 MW solaire pv (les nombres pourpres représentent les charges MW / MVar, les nombres verts représentent les MW / MVar de génération, ... / ... près des bus représentent les tensions et angles de bus, les nombres près des lignes représentent le chargement en %)	131
Figure 63: Flux électrique pour une exportation de 1000 MW - 1000 MW solaire pv (les nombres pourpres représentent les charges MW / MVar, les nombres verts représentent les MW / MVar de génération, ... / ... près des bus représentent les tensions et angles de bus, les nombres près des lignes représentent le chargement en %)	132
Figure 64: Parc de production du Maroc en 2017, par type de fuel	133
Figure 65: Parc de production du Maroc en 2033, par type de fuel	134
Figure 66: Illustration schématique de la comparaison des coûts entre les connexions HVDC et AC (source: ABB)	136
Figure 67: Echanges optimaux entre l'Afrique du Nord et l'Afrique de l'Ouest en 2033	137
Figure 68: Projet de tracé de l'interconnexion Inga-Calabar	139
Figure 69: Exportations du CAPP vers l'EEEOA pour un tarif de 40 USD/MWh	140
Figure 70: Exports du CAPP vers l'EEEOA pour un tarif de 40 USD/MWh (2033).....	141
Figure 71: Modèle de charge « réseau de distribution »	169
Figure 72: Incident dimensionnant pour l'analyse DSA	177

TABLE DES TABLEAUX

Tableau 1: Besoins en gaz naturel par source (unités : mmscfd)	33
Tableau 2: Liste des projets hydroélectriques du plan directeur à moyen terme.....	39
Tableau 3: Investissements centrales hydroélectriques sur le long terme.....	47
Tableau 4: Limites opérationnelles	54
Tableau 5: Niveaux de tension modélisés pour chaque pays	55
Tableau 6 :Interconnexions décidées (après 2017).....	61
Tableau 7: Niveau de charge- Pointe asynchrone 2022.....	62
Tableau 8: Niveau de charge - Creux 2022	63
Tableau 9: Bilans des pays – Pointe asynchrone 2022.....	64
Tableau 10: Flux aux interconnexion – Pointe asynchrone 2022.....	65
Tableau 11: Liste des contingences simples problématiques – Pointe 2022.....	67
Tableau 12: Bilans des pays – Creux synchrone 2022	68
Tableau 13: Flux aux interconnexions – Creux synchrone 2022.....	69
Tableau 14: Liste des contingences problématiques – Creux 2022.....	70
Tableau 15: Liste des modes avec un taux d'amortissement inférieure à 5% (2022 Pointe) 70	
Tableau 16: Liste des modes avec un taux d'amortissement inférieure à 5,5% - 2022 Creux.	72
Tableau 17: Résultats de l'analyse de stabilité de fréquence-2022 Peak avec R2, R3 et R4.	79
Tableau 18: Résultats de l'analyse de stabilité de fréquence-2022 hors pointe avec R2, R4 et R5.	81
Tableau 19: Liste des recommandations pour améliorer la stabilité dynamique à court terme.	84
Tableau 20: Augmentation du TTC entre le Nigeria et l'EEEOA	86
Tableau 21: Niveau de charge – Pointe asynchrone 2025.....	89
Tableau 22: Bilans des pays – Pointe 2025.....	90
Tableau 23: Flux aux interconnexions– Pointe 2025.....	92
Tableau 24: Liste des contingences problématiques (nationales) – Pointe 2025	92
Tableau 25: Augmentation de TTC avec la dorsale ouest 330 kV	97
Tableau 26: Niveau de charge – Pointe asynchrone 2033.....	104
Tableau 27: Niveau de charge – Scénario renouvelable 2033.....	104
Tableau 28: Niveau de charge – Creux 2033	105
Tableau 29: Bilans des pays – Pointe 2033.....	106
Tableau 30: Flux aux interconnexions– Pointe 2033.....	108
Tableau 31: Liste des contingences problématiques (nationales) – Pointe 2033	109
Tableau 32: Bilans des pays – Scénario renouvelable 2033.....	109
Tableau 33: Dispatch de production – Scénario renouvelable 2033.....	110
Tableau 34: Flux aux interconnexions- Scénario renouvelable 2033.....	112
Tableau 35: Liste des contingences problématiques (nationales) – Scénario renouvelable 2033.....	112
Tableau 36: Dispatch de génération – Creux 2033	112
Tableau 37: Bilans des pays – Scénario creux 2033.....	113
Tableau 38: Flux aux interconnexions - Scénario creux 2033.....	115
Tableau 39: Liste des contingences problématiques (nationales) – Creux 2033.....	115
Tableau 40: Paramètres de la machine représentant le système ENTSO-E (Europe).....	120
Tableau 41: Paramètres du gouverneur (IEEEG1) de l'équivalent ENTSO-E (Europe).....	120
Tableau 42: Paramètres de l'Exciter (IEEET1) de l'équivalent ENTSO-E (Europe)	121

Tableau 43: Paramètre de la ligne 400kV.....	122
Tableau 44: Comparaison entre technologie CSC and VSC.....	128
Tableau 45: Résultats de l'étude sur l'interconnexion de l'EEEOA avec le PEAC.....	142
Tableau 46: Récapitulatif des projets de production investis à horizon 2022 au Bénin	144
Tableau 47: Récapitulatif des projets de production investis à horizon 2022 au Burkina Faso	144
Tableau 48: Récapitulatif des projets de production investis à horizon 2022 en Côte d'Ivoire	145
Tableau 49: Récapitulatif des projets de production investis à horizon 2022 en Gambie... ..	145
Tableau 50: Récapitulatif des projets de production investis à horizon 2022 au Ghana	146
Tableau 51: Récapitulatif des projets de production investis à horizon 2022 en Guinée....	146
Tableau 52: Récapitulatif des projets de production investis à horizon 2022 en Guinée-Bissau	147
Tableau 53: Récapitulatif des projets de production investis à horizon 2022 au Libéria	147
Tableau 54: Récapitulatif des projets de production investis à horizon 2022 au Mali.....	147
Tableau 55: Récapitulatif des projets de production investis à horizon 2022 au Niger.....	148
Tableau 56: Récapitulatif des projets de production investis à horizon 2022 au Nigeria....	149
Tableau 57: Récapitulatif des projets de production investis à horizon 2022 au Sénégal..	150
Tableau 58: Récapitulatif des projets de production investis à horizon 2022 au Sierra Leone	150
Tableau 59: Récapitulatif des projets de production investis à horizon 2022 au Togo	150
Tableau 60: Investissements à moyen terme 2023-2029 au Bénin	151
Tableau 61: Investissements à moyen terme 2023-2029 au Burkina Faso	151
Tableau 62: Investissements à moyen terme 2023-2029 au Burkina Faso	151
Tableau 63: Investissements à moyen terme 2023-2029 en Gambie	152
Tableau 64: Investissements à moyen terme 2023-2029 en Ghana	152
Tableau 65: Investissements à moyen terme 2023-2029 en Guinée	152
Tableau 66: Investissements à moyen terme 2023-2029 en Guinée-Bissau.....	153
Tableau 67: Investissements à moyen terme 2023-2029 au Libéria.....	153
Tableau 68: Investissements à moyen terme 2023-2029 au Sénégal	153
Tableau 69: Investissements à moyen terme 2023-2029 au Niger	153
Tableau 70: Investissements à moyen terme 2023-2029 au Nigeria	154
Tableau 71: Investissements à moyen terme 2023-2029 au Sénégal	155
Tableau 72: Investissements à moyen terme 2023-2029 au Sierra Leone	155
Tableau 73: Investissements à moyen terme 2023-2029 au Togo	156
Tableau 74: Investissements à long terme 2030-2033 au Bénin	156
Tableau 75: Investissements à long terme 2030-2033 au Burkina Faso	156
Tableau 76: Investissements à long terme 2030-2033 en Côte d'Ivoire	157
Tableau 77: Investissements à long terme 2030-2033 au Ghana	157
Tableau 78: Investissements à long terme 2030-2033 en Guinée	157
Tableau 79: Investissements à long terme 2030-2033 en Guinée-Bissau	157
Tableau 80: Investissements à long terme 2030-2033 au Libéria.....	158
Tableau 81: Investissements à long terme 2030-2033 au Mali	158
Tableau 82: Investissements à long terme 2030-2033 au Niger	158
Tableau 83: Investissements à long terme 2030-2033 au Nigeria	159
Tableau 84: Investissements à long terme 2030-2033 au Sénégal	159
Tableau 85: Investissements à long terme 2030-2033 au Togo	159
Tableau 86: Caractéristiques du modèle dynamique de charge type « réseau de distribution »	170
Tableau 87: Liste des unités avec PSS installé - 2022.....	171
Tableau 88: Résultats complets de l'analyse DSA - 2022.....	179
Tableau 89: Allocation des réserves opérationnelles – 2022 pointe de charge	181

TABLE DES ACRONYMES

ABN	<i>Autorité du bassin du Niger</i>
ADB	<i>Asian Development Bank</i>
AFD	<i>Agence Française de développement</i>
AIE	<i>Agence Internationale de l'Energie</i>
ARREC	<i>Autorité de Régulation Régionale du secteur de l'Electricité de la CEDEAO</i>
BIO	<i>Centrale biomasse</i>
CAPEX	<i>Coûts du Capital (Capital Expenditure)</i>
CC	<i>Cycle Combiné</i>
CEB	<i>Communauté Electrique du Bénin</i>
CEDEAO	<i>Communauté Economique des États de l'Afrique de l'Ouest</i>
CEET	<i>Compagnie Energie Electrique du Togo</i>
DGE	<i>Direction Générale de l'Energie</i>
CDN	<i>Contributions Déterminées au niveau National</i>
CIC	<i>Centre d'Information et de Coordination de l'EEEOA</i>
CIE	<i>Compagnie Ivoirienne d'Electricité</i>
CI-ENERGIES	<i>Côte D'Ivoire Energies</i>
CLSG	<i>Boucle Côte d'Ivoire – Libéria – Sierra Leone – Guinée</i>
CO	<i>Cycle Ouvert</i>
COAL	<i>Charbon</i>
COD	<i>Démarrage de l'exploitation (Commercial Operation Date)</i>
CP	<i>Charbon Pulvérisé</i>
CSP	<i>Energie solaire concentrée</i>
CUE	<i>Coût de l'énergie non desservie (Cost of Unserved Energy)</i>
(D)DO	<i>Diesel ordinaire</i>
DAM	<i>Avec lac de retenue</i>
DI	<i>Groupe diesel</i>
DNI	<i>Irradiation Directe Normale (Direct Normal Irradiation)</i>
DSO	<i>Société de distribution d'électricité (Distribution System Operator)</i>
(E)ENS	<i>(Espérance d')énergie non desservie ((Expected) Energy Not Served)</i>
EAGB	<i>Electricidade e Aguas da Guine-Bissau</i>
EDG	<i>Electricité de Guinée</i>
EDM	<i>Electricité du Mali</i>
EDSA	<i>Electricity Distribution Supply Authority</i>
EEEOA	<i>Système d'Echange d'Energie Electrique Ouest Africain</i>
EGTC	<i>Electricity Generation and Transmission Company</i>
EIB	<i>Banque Européenne d'investissement (European Investment Bank)</i>
EnR (ou ENR)	<i>Energies Renouvelables</i>
EUR (ou €)	<i>Euro</i>
FCFA	<i>Francs CFA</i>

Version finale

FMI	<i>Fonds Monétaire International</i>
(A)GAO (WAGP(A))	<i>(Autorité du) Gazoduc de l'Afrique de l'Ouest (Western Africa Gas Pipeline (Association))</i>
GENCO	<i>Société de production d'électricité (GENeration Corporation)</i>
GHI	<i>Irradiation Horizontale Globale (Global Horizontal Irradiation)</i>
GNL	<i>Gaz Naturel Liquéfié</i>
GO	<i>Gasoil</i>
GRIDCo	<i>Compagnie de transport d'électricité du Ghana</i>
GRT	<i>Gestionnaire du réseau de transport (Transmission System Operator)</i>
GT (ou TG)	<i>Turbine à gaz</i>
GWh	<i>Giga Watt heure</i>
HFO	<i>Fioul lourd</i>
HRSG	<i>Chaudière de récupération (Heat Recovery Steam Generator)</i>
HYD	<i>Centrale hydroélectrique</i>
IFD	<i>Institution de Financement du Développement</i>
IFI	<i>Institution de financement internationale</i>
IPP	<i>Producteur Indépendant (Independant Power Producer)</i>
IPT	<i>Transporteur privé d'électricité (Independant Power Transporter)</i>
IRENA	<i>Agence internationale des énergies renouvelables (International Renewable Energy Agency)</i>
JET	<i>Jet A1</i>
LCO	<i>Brut léger</i>
LCOE	<i>Coût moyen de l'énergie produite (Levelized Cost of Electricity)</i>
LEC	<i>Liberia Electricity Corporation</i>
LFC	<i>Lit Fluidisé Circulant</i>
LFO	<i>Fioul léger</i>
LOLE	<i>Espérance de perte de charge (Loss of Load Expectation)</i>
LOLP	<i>Probabilité de perte de charge (Loss of Load Probability)</i>
MMBTU	<i>Million British Thermal Unit</i>
Mpc/j	<i>Millions de pieds cube/jour</i>
MRU	<i>Union de la Rivière Mano (Mano river Union)</i>
N/A	<i>Non disponible (not available)</i>
NAWEC	<i>National Water and Electricity Company</i>
NG	<i>Gaz naturel</i>
NIGELEC	<i>Société Nigérienne d'Electricité</i>
NTP	<i>Ordre d'exécution (Notice to proceed)</i>
O&M	<i>Operation & Maintenance</i>
OCDE	<i>Organisation de coopération et de développement économiques</i>
OLTC	<i>Changeur de prises en charge (On Load Tap Changer)</i>
OMVG	<i>Organisation de Mise en Valeur du fleuve Gambie</i>
OMVS	<i>Organisation de Mise en Valeur du fleuve Sénégal</i>
ONEE	<i>Office National de l'Electricité et l'Eau Potable (Maroc)</i>
OPEX	<i>Coûts d'exploitation (Operating Expenditure)</i>
PCI	<i>Pouvoir Calorifique Inférieur</i>

PEAC	<i>Pool Energétique d'Afrique Centrale</i>
PIB	<i>Produit Intérieur Brut</i>
PPA	<i>Contrat d'achat d'électricité (Power Purchase Agreement)</i>
PPP	<i>Partenariat Public Privé</i>
PSS	<i>Power System Stabilizer</i>
pu	<i>Par unité (per unit)</i>
PV	<i>Centrale Photovoltaïque</i>
ROR	<i>au fil de l'eau (Run Of River)</i>
SAIDI	<i>Indicateur de la durée moyenne de coupures sur le système (System Average Interruption Duration Index)</i>
SAIFI	<i>Indicateur de la fréquence moyenne de coupures sur le système (System Average Interruption Frequency Index)</i>
SBEE	<i>Société Béninoise d'Energie Electrique</i>
SENELEC	<i>Société nationale d'électricité du Sénégal</i>
SOGEM	<i>Société de Gestion de l'Energie de Manantali</i>
SONABEL	<i>Société nationale d'électricité du Burkina</i>
ST (ou TV)	<i>Turbine à vapeur</i>
SVC	<i>Compensation de puissance réactive (Static Var Compensation)</i>
TCN	<i>Transmission Company of Nigeria</i>
UE	<i>Union Européenne</i>
UFSR (FSRU)	<i>Unité Flottante de Stockage et Regazéification (Floating Storage and Regaseifaction Unit)</i>
USD (ou US\$ ou \$)	<i>Dollar Américain</i>
VRA	<i>Volta River Authority</i>
VS	<i>Valeur Standard</i>
WT	<i>Eolienne</i>

1. INTRODUCTION

1.1. Contexte

La Communauté économique des États de l'Afrique de l'Ouest (CEDEAO) est une communauté économique régionale d'une superficie de 5.1 millions de km carrés, qui englobe 17% du continent africain. Avec une population de plus de 300 millions d'habitants en 2017, les États membres de la CEDEAO abritent environ un tiers de la population de l'Afrique subsaharienne.

La CEDEAO a été créée avec pour mandat de promouvoir l'intégration économique dans tous les domaines d'activité. Les quinze États membres sont le Bénin, le Burkina Faso, le Cap-Vert, la Côte d'Ivoire, la Gambie, le Ghana, la Guinée, la Guinée-Bissau, le Libéria, le Mali, le Niger, le Nigéria, le Sénégal, la Sierra Leone et le Togo. Le Traité de la CEDEAO (également connu sous le nom de Traité de Lagos) a établi la communauté lors de sa signature à Lagos, au Nigeria, le 28 mai 1975.

L'une des étapes les plus importantes de l'intégration économique dans le domaine de l'énergie a été la création, en 2006, du système d'Echange d'Energie Electrique Ouest-Africain (EEEOA). L'EEEOA favorise l'intégration des systèmes énergétiques nationaux des 14 pays continentaux de la CEDEAO dans un marché régional unifié de l'électricité avec pour objectif ultime de fournir à moyen et long-terme une énergie régulière et fiable à un coût compétitif pour les citoyens de la région de la CEDEAO.

Cependant, la région, caractérisée par une grande diversité culturelle, linguistique, démographique et territoriale (ressources naturelles), est confrontée à d'importants défis notamment d'accès à l'énergie durable de sa population. Les Etats membres de la CEDEAO sont toutefois animés d'une volonté commune d'offrir "une énergie abordable, fiable, durable et moderne pour tous", conformément aux trois objectifs principaux de l'initiative Énergie durable pour tous (SE4All) lancée par le Secrétaire Général des Nations Unies.

Les pays d'Afrique de l'Ouest ont une opportunité unique d'atteindre leurs objectifs grâce à leur potentiel renouvelable encore largement sous-exploité (incluant l'énergie solaire, éolienne et hydro-électrique). La transformation énergétique se fera à la fois sur le réseau et hors réseau. Il s'agit du développement de mini-réseaux avec une production d'énergie hybride, des projets renouvelables centralisés et décentralisés potentiellement couplés à une demande plus flexible, grâce à des technologies de stockage et de compteurs intelligents.

Plusieurs initiatives telles que l'*initiative africaine sur les énergies renouvelables* et la *Politique de la CEDEAO sur les énergies renouvelables* soutiennent cette transformation. Toutefois, une telle révolution nécessite un financement, une feuille de route et une coopération internationale. Dans ce contexte, le système d'Echanges d'Energie Electrique Ouest Africain joue un rôle majeur en soutenant le développement de grands projets énergétiques dans la sous-région.

1.2. Objectifs du projet

Le Système d'Echanges d'Énergie Électrique Ouest Africain soutient la coopération et favorise le développement de projets régionaux. En 2012, l'Autorité des chefs d'État et de gouvernement de la CEDEAO a approuvé, par le biais de l'Acte complémentaire A / SA.12 / 02/12, une liste de 59 projets prioritaires pour la sous-région issus du plan directeur révisé de la CEDEAO préparé par Tractebel.

Compte tenu de :

- l'évolution du paysage énergétique,
- du contexte socio-économique de l'Afrique de l'Ouest au cours des cinq dernières années et
- des difficultés dans la mobilisation de financement public dans la sous-région, le développement du système électrique en Afrique de l'Ouest s'est vu s'écarter de ses objectifs par rapport à la vision 2011. Un grand nombre de défis affectent l'efficacité des services publics sur plusieurs aspects, y compris les points de vue financiers, réglementaires, techniques et organisationnels.

La feuille de route du développement énergétique de la région de l'EEEOA devrait également être influencée par l'augmentation de la pénétration des sources d'énergie renouvelables (EnR). Grâce à la diminution significative des coûts et aux engagements pris vers une transition énergétique durable, de nombreux pays de l'EEEOA ont révisé leurs objectifs d'EnR et lancé des projets solaires et éoliens.

Par conséquent, même si certains projets phares de production et de transport ont vu le jour, de nombreux autres restent en développement ou ont été fortement retardés. En parallèle, certains nouveaux projets non anticipés ont émergé.

Dans ce contexte, l'étude présente quatre objectifs principaux distincts :

- Évaluer l'**État de mise en œuvre** des projets prioritaires identifiés en 2011 à travers la compréhension des principaux obstacles au développement de ces projets et l'identification des enseignements tirés qui seront pris en compte lors de l'actualisation du plan directeur ;
- Identifier les **principaux défis et facteurs critiques** affectant la performance des sociétés d'électricité dans leurs activités de service public et proposer des **plans d'actions** et de mesures correctives afin d'adresser ces contraintes à la pérennité de leurs services sur les aspects politiques, réglementaires et financiers;
- Évaluer les opportunités et les contraintes liées au déploiement de **sources d'énergie renouvelable** dans le système électrique sous-régional (potentiel, économie, contraintes réseau,...);
- Présenter une vision claire, globale et cohérente du développement futur des installations de production et de transport d'électricité avec une liste de **projets prioritaires** pour Afrique de l'Ouest prenant en compte les nouveaux moteurs de la production et de la consommation d'électricité, tout en intégrant le développement actuel du système d'énergie au niveau national et régional et en proposant des recommandations pour faciliter la mise en œuvre des projets.

Cela conduira à une **actualisation du plan directeur de la CEDEAO pour la production et le transport de l'énergie électrique**, une étude exhaustive qui fournit une base rationnelle pour la prise de décision et la mise en œuvre dans le secteur de l'énergie.

1.3. Organisation du rapport de mise à jour du plan directeur révisé de la CEDEAO pour le développement de la capacité de production et de transport d'énergie électrique

Le rapport est divisé en cinq tomes principaux correspondant aux cinq livrables principaux de l'étude

TOME 1 : Résumé Exécutif

Le Tome 1 est la synthèse du Rapport Final de mise à jour du plan directeur révisé de la CEDEAO. Il contient les principales recommandations de l'étude quant au développement futur du parc de production et du réseau de transport ainsi qu'une liste de projets prioritaires et la stratégie d'implémentation de ces projets.

TOME 2 : Etat des lieux de la situation actuelle du système électrique et perspectives

Le Tome 2 consiste en un recueil des données et hypothèses utilisées dans le cadre de ce projet, et en particulier pour l'actualisation du plan directeur production transport.

TOME 3 : Défis et plans d'action des sociétés d'électricité

Le Tome 3 vise à présenter les défis et facteurs critiques affectant l'efficacité, la performance et la pérennité des services des utilités membres de l'EEEOA ainsi qu'à recommander un plan de mesures correctives permettant de traiter ces facteurs critiques de manière transverse.

TOME 4 : Plan directeur production-transport

Le Tome 4 est consacré aux résultats du schéma directeur production-transport : Il présente un plan de développement robuste et optimal du point de vue économique tout en tenant compte de l'état actuel du secteur de l'énergie en Afrique de l'Ouest et des possibilités de développement des sources d'énergie renouvelables dans la région tout en garantissant la stabilité technique du système interconnecté

TOME 5 : Programme d'investissement prioritaire et stratégie de mise en œuvre

Le Tome 5 s'intéresse à réaliser un retour d'expérience sur la mise en œuvre du plan directeur 2012-2025 de la CEDEAO et à évaluer les causes des écarts entre ce qui était initialement prévu et ce qui a concrètement été réalisé permettant ainsi de prendre en considération certains effets pour l'élaboration du plan directeur actualisé 2017-2033. Ainsi, une nouvelle liste de projets d'investissement prioritaires est établie sur la base du plan directeur production-transport et une stratégie est recommandée pour la mise en œuvre progressive de ces projets.

1.4. Objectifs du Tome 4

Le présent tome présente les résultats de la phase de développement du secteur électrique et vise à présenter le plan optimal de développement du parc de production et du réseau de transport ouest-africain.

L'objectif de ce plan directeur est de trouver l'optimum combiné entre le développement d'installations de production à l'échelle régionale et le développement du système de transport intra-régional pour permettre la fourniture d'électricité de manière fiable et à moindre coût. Cette optimisation doit prendre en compte d'un point de vue technologique la classification des ressources renouvelables et hydroélectriques, les technologies thermiques optimales pour la région et les normes d'interconnexion appropriées. Il s'appuie sur les schémas directeurs de production régionaux, sous-régionaux et nationaux existants. Il doit également prendre en compte les plans d'urgence identifiés au niveau régional ou au niveau de chaque pays. Ce schéma directeur de production a également été vérifié avec précision par l'évaluation de la performance statique et dynamique du système global (génération et transport) afin d'assurer le fonctionnement optimal du système interconnecté.

Notons que le plan directeur se focalise sur le système ouest-africain. Néanmoins, dans un objectif d'exhaustivité, les opportunités de connexion au-delà des frontières de l'EEEOA sont également évoquées dans ce rapport :

- Du point de vue technique et économique pour une potentielle interconnexion avec le Maroc via la Mauritanie ;
- Du point de vue économique pour une potentielle interconnexion avec le Pool Energétique d'Afrique Centrale.

2. PLAN DIRECTEUR PRODUCTION

2.1. Introduction

Le plan directeur production correspond au plan d'investissement optimal à court, moyen et long terme dans les différentes unités de production.

Ce plan directeur est issu d'une optimisation complexe, dont le but est de déterminer les investissements optimaux à réaliser pour pouvoir obtenir le système électrique dont les coûts actualisés sont les plus faibles.

Au niveau de la production, l'optimisation porte uniquement sur la sélection des unités candidates, qui sont actuellement en cours d'étude, ou d'unités standards proposées par le consultant. Les unités existantes et décidées font effectivement partie intégrante du plan directeur de manière obligatoire.

Concernant la présentation des résultats du plan directeur, l'approche qui a été choisie ici consiste à mettre en avant les grandes tendances qui se matérialisent sur le court terme (2018-2022), le moyen terme (2022-2029) et le long terme (au-delà de 2030). Le but de cette approche est de permettre aux lecteurs de ce rapport de pouvoir avoir directement une vue d'ensemble sur l'évolution optimale du parc de production de la région.

Le plan directeur présenté ci-dessous se concentre sur le scénario de référence, dans lequel aucune interconnexion avec d'autres pays ne faisant pas partie de la CEDEAO n'est considérée. Ensuite, les impacts d'éventuelles interconnexions avec le Maroc ou le PEAC sont analysées dans des sections dédiées.

2.2. Méthodologie

L'établissement d'un plan directeur production-transport se base sur le développement d'un modèle mathématique représentant le système énergétique de la région dans un logiciel adapté.

Le logiciel utilisé dans la présente étude est PRELE. Ce dernier, développé par Tractebel, est dédié à la planification des systèmes sur le long-terme et a donc pour objectif de déterminer les investissements et les conditions d'exploitation du système de telle sorte à minimiser le coût global du système.

2.2.1. Modélisation du système électrique

Le réseau électrique ouest-africain a donc été modélisé dans PRELE, sous la forme de divers nœuds électriques reliés entre eux au moyen de lignes de transport.

2.2.1.1. NŒUD ÉLECTRIQUE

Chaque nœud électrique représente une zone géographique dans laquelle sont agrégées la charge électrique ainsi que la production disponible. Le choix adéquat du nombre de nœuds électriques résulte d'un compromis entre la complexité augmentant avec le nombre de nœuds et le niveau de détail nécessaire, nécessitant un nombre minimum de nœuds.

Ainsi, certains Etats-membres dont la taille du réseau est relativement petite sont représentés sous la forme d'un seul nœud : c'est le cas de la Gambie, de la Guinée Bissau, du Liberia, et de la Sierra Leone. D'autres Etats-membres dont les réseaux sont de taille plus conséquente ont été modélisés en utilisant plusieurs nœuds. En particulier, deux nœuds ont été utilisés pour représenter le Bénin (nord et sud), le Burkina Faso (Ouagadougou et Bobo-dioulasso), la Côte d'Ivoire (nord et sud), le Ghana (nord et sud), la Guinée (nord et sud-est), le Mali (Bamako et Sikasso), le Niger (Niamey et nord), le Sénégal (Dakar et Tambacounda) et le Togo (nord et sud) dans le modèle PRELE. Le Nigeria, quant à lui, est séparé en trois nœuds différents (sud, nord et est).



Figure 1: Nœuds électriques modélisés pour le plan directeur production

Pour chacun de ces nœuds, l'évolution de la charge ainsi que de la production sont renseignées dans le modèle.

2.2.1.2. MODÉLISATION DE LA DEMANDE

La demande est modélisée dans PRELE par une courbe de charge journalière typique des Etats-membres, dont la pointe évolue sur l'horizon considéré selon la prévision de la demande réalisée dans le rapport de collecte de données.

Lorsqu'un état-membre est constitué de plusieurs nœuds, un prorata¹ a été réalisé sur la demande totale pour la répartir sur ces différents nœuds.

2.2.1.3. MODÉLISATION DES UNITÉS DE PRODUCTION

Les unités de production sont, quant à elles, réparties au sein des différents nœuds du modèle PRELE, en reprenant leurs caractéristiques principales, à savoir :

- Puissance disponible
- Technologie
- Consommation de fuel
- Taux d'indisponibilité pour maintenance planifiée
- Taux d'indisponibilité pour cause de panne fortuite
- Coût d'investissement
- Coûts opérationnels
- Date de mise en service
- ...

A ce niveau, il y a lieu de distinguer les unités existantes, qui font partie du système dès l'année de départ considérée, des unités en projet pouvant être intégrées au système dans les années futures. Pour rappel, les unités de production en projet ont-elles-mêmes été classifiées lors de la phase de collecte de données en projets décidés ou candidats selon les critères suivants :

- **Unités décidées** : unités dont la construction est en cours ou a été décidée pour une date précise de mise en service (études terminées et financement assuré)
- **Unités candidates** : unités pour lesquelles les études ne sont pas encore terminées ou pour lesquelles le financement n'a pas encore été trouvé

Les unités décidées sont obligatoirement intégrées dans le plan d'investissement, en prenant en considération leur date de mise en service. Les unités candidates, quant à elles, peuvent être sélectionnées par PRELE pour agrandir le parc de production existant, si cela fait sens d'un point de vue économique, et ce, à partir d'une date de mise en service donnée.

Il faut encore mentionner que PRELE peut également décider d'investir dans des **unités de production standards**, ne faisant pas partie des listes des projets recueillies auprès des Etats-membres, mais qui peuvent se révéler intéressantes sur le plan techno-économique.

2.2.1.4. PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE

Les unités de production d'énergie renouvelable considérées dans l'étude sont :

- **Les centrales hydroélectriques**
- **Les centrales solaires photovoltaïques**
- **Les éoliennes**

¹ Prorata réalisé sur base de la demande des postes présents dans la zone géographique que le nœud recouvre

Pour chacune de ces technologies, une courbe de production est considérée dans l'optimisation en fonction :

- Du site et des caractéristiques du projet dans le cas des centrales hydroélectriques ;
- De la situation géographique pour les centrales solaires photovoltaïques et les éoliennes. En particulier, les courbes suivantes sont prises en considération:
 - Des courbes solaires représentant l'évolution de l'irradiation solaire au cours des 24 heures de la journée dans les différentes zones géographiques de l'étude
 - Des courbes de vent représentant la vitesse du vent au cours des 24 heures de la journée dans les différentes zones géographiques de l'étude

2.2.1.5. LIGNE DE TRANSPORT

Les différents nœuds électriques sont reliés entre eux par des lignes de transport. De nouveau, la même approche est utilisée concernant les lignes **existantes, décidées et candidates**. PRELE peut ainsi décider d'investir dans une ligne de transport candidate, si cet investissement fait baisser le coût total du système.

Ces lignes sont insérées dans le modèle en mentionnant leurs principales caractéristiques :

- Capacité
- Longueur
- Pertes (en per unit)
- Coûts d'investissement
- Tension
- Date de mise en service
- ...

2.2.2. Modélisation du réseau gazier

En parallèle du modèle électrique, PRELE permet l'intégration d'un réseau gazier, afin de pouvoir modéliser de façon réaliste la production des unités utilisant du gaz comme combustible principal.

De manière analogue au réseau électrique, le réseau gazier est basé sur l'existence de nœuds reliés éventuellement entre eux par des gazoducs.

Dans le cadre du présent plan directeur, le réseau gazier suivant a été considéré :

- **Nœuds gaziers :**
 - Les pays suivants ont été considérés comme des **nœuds gaziers producteurs**, étant donné leurs ressources en gaz existantes :
 - § Nigeria
 - § Ghana
 - § Côte d'Ivoire
 - § Sénégal
 - Au-delà de 2025, il devient possible d'investir dans **des projets gaziers de type GNL** (« gaz naturel liquéfié ») dans les pays suivants :
 - § Ghana

- § Côte d'Ivoire
- § Sénégal
- § Bénin
- § Togo
- Enfin, les **nœuds gaziers consommateurs** recouvrent les pays suivants :
 - § Nigeria
 - § Ghana
 - § Côte d'Ivoire
 - § Sénégal
 - § Bénin
 - § Togo
- **Gazoduc** : le seul gazoduc qui a été considéré dans l'étude est le WAGP (West African Gas Pipeline) partant du Nigeria et reliant le Bénin, le Togo et le Ghana.

Les ressources associées à chaque nœud et au gazoduc sont celles mentionnées dans le tome 2 du présent document.

2.2.3. Optimisation

Le modèle PRELE décrit précédemment forme un grand programme linéaire sous contraintes dont la fonction objectif consiste à minimiser le coût total actualisé des investissements et de l'exploitation.

Les résultats principaux de l'optimisation sont, pour chaque année de la période de planification :

- Les puissances installées des unités de production devant être installées à chaque nœud avec leurs coûts d'investissement ;
- Les capacités de transfert des différentes lignes de transport devant être installées entre les différents nœuds avec leurs coûts d'investissement ;
- L'énergie produite par chaque unité de production avec leurs coûts de production ;
- La puissance fournie par chaque unité aux différentes heures de la journée ainsi que la puissance transmise à chaque heure sur les différentes lignes ;
- La déplétion des ressources gazières à chaque nœud et le coût associé de la consommation de gaz
- Les quantités de gaz transitant dans le gazoduc

Ces résultats servent donc de base pour l'élaboration du plan directeur production transport qui est proposé en ce document.

2.2.4. Contraintes d'investissements et d'exploitation

Certaines contraintes additionnelles ont été introduites dans l'optimisation quant aux possibilités d'investissement dans les différents types d'unité de production dans chacun des pays, afin de rendre le programme d'investissement plus réaliste.

2.2.4.1. CONTRAINTES INVESTISSEMENTS CYCLES COMBINÉS AU NIGERIA

Il a été décidé d'imposer au Nigeria une contrainte d'investissement dans les unités à cycle combiné de maximum 1000 MW par année², cette limite passant à 1500 MW par année dès 2030. Le but de cette contrainte est de limiter les investissements dans ces unités de cycles

2.2.4.2. CONTRAINTES PROJET CANDIDAT CHARBON

En ce qui concerne les projets charbon, le scénario de référence du plan directeur production qui est présenté ci-dessous n'a considéré que les projets charbon décidés, laissant de côté les possibilités d'investissement dans les unités candidates.

Ce choix a été réalisé afin prendre en considération plusieurs facteurs concernant cette technologie :

- les réticences des différents bailleurs de fonds à l'heure actuelle pour investir dans les centrales au charbon, au regard de l'impact négatif de cette dernière sur l'environnement ;
- le fait que les ressources énergétiques importantes de la région en hydroélectricité, gaz et renouvelables sont largement suffisantes pour couvrir les besoins de la région en proposant un mix énergétique suffisamment diversifié et à un coût abordable ;
- la faible flexibilité de ce type de centrale, qui s'accorde mal avec les besoins de flexibilité importants étant donné la pénétration importante du renouvelable attendue ;
- les coûts environnementaux importants associés au charbon, qui une fois intégrés au coût global de la technologie, la rendent peu intéressante pour la sous-région

2.2.4.3. MINIMUM TECHNIQUE

Des minimums techniques ont également été imposés à différents types d'unité :

- Centrales hydroélectriques : minimum 30% pour des raisons d'irrigation
- Centrales cycles combinés : minimum 40% pour des raisons techniques
- Centrales charbon : minimum 40% pour des raisons techniques également

² Cette limite étant reprise du dernier Master Plan du Nigeria

2.3. Plan optimal d'investissement à court-terme 2018-2022

2.3.1. La mise en œuvre des projets décidés pour satisfaire la demande croissante

Cette première période du plan directeur est naturellement dominée par la mise en service des **projets décidés**. Ceux-ci comptabilisent au total **8 386 MW** de puissance installée dont la répartition par technologie est représentée à la figure ci-dessous. Les installations fonctionnant au gaz naturel représentent la majeure partie de ces investissements décidés (57%, soit 4 455 MW). La disponibilité du gaz sera donc un sujet majeur pour les 5 années à venir et devra dès lors être assurée pour garantir la viabilité du présent plan directeur.

Les plus grosses unités décidées sont donc naturellement des cycles combinés au Nigeria (Azura 450 MW, Okpai II 300 MW et AFAM III 240 MW) et au Ghana et en Côte d'Ivoire (Cenpower 360 MW, Rotan 330 MW, Amandi 240 MW au Ghana ; Ciprel V 412 MW et Azito 253 MW en Côte d'Ivoire).

De nombreuses centrales hydroélectriques sont également planifiées sur le court-terme, notamment en Guinée (Souapiti 450 MW, Fomi 90 MW, Kogbedou 58 MW et Frankonedou 22 MW), mais aussi au Mali (Gouina 140 MW), au Niger (Kandadji 130 MW), au Sénégal (Sambangalou 128 MW), en Côte d'Ivoire (Gribo-popoli 112 MW, Singrobo 44 MW) et au Nigeria (Zungeru 700 MW, Kashimbilla 40 MW).

Au niveau de la technologie solaire photovoltaïque, la plupart des projets décidés sont développés au Niger (210 MW), puis au Burkina Faso (105 MW), ensuite au Ghana (102 MW), en Côte d'Ivoire (100 MW) et au Mali (50 MW).

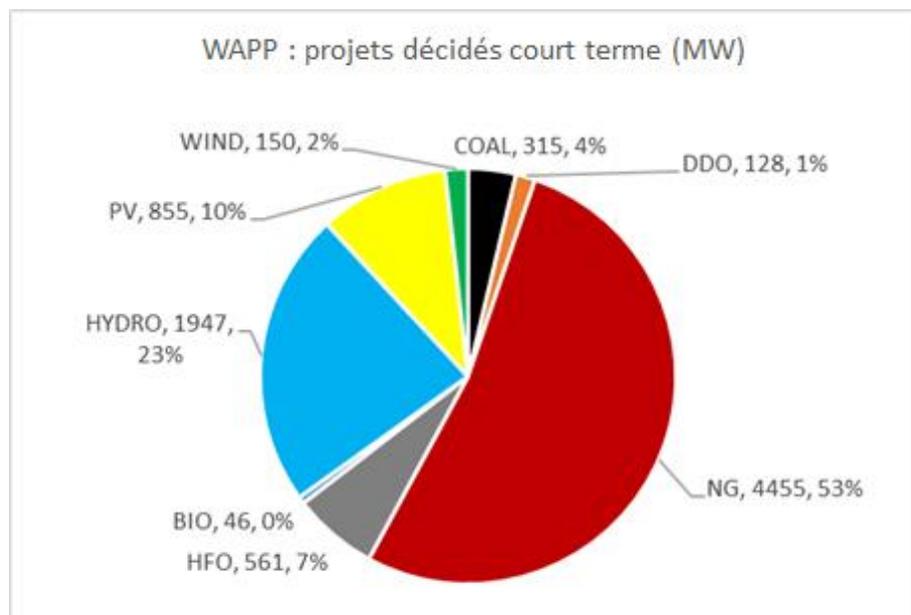


Figure 2: Répartition des projets décidés par technologie, à horizon 2022 (en MW)

A ces projets décidés s'ajoutent 1633 MW de nouveaux projets thermiques et hydroélectriques nécessaires pour satisfaire la demande de pointe. Ainsi, les projets candidats les plus importants qui ressortent de l'optimisation à court-terme sont le cycle combiné d'Egbin 2+ (première tranche de 1200 MW) au Nigeria, ainsi que la centrale hydroélectrique de Boutoubre (156 MW) en Côte d'Ivoire.

En outre, le consultant a identifié des projets solaires PV potentiels à hauteur de 2602 MW qui permettraient de réduire de manière importante le coût de l'énergie dans la sous-région, compte tenu de la décroissance importante des prix des technologies renouvelables (et en particulier solaire) sur l'horizon considéré. Le volume de projets potentiels prend en compte le potentiel solaire de la sous-région mais aussi les limites d'investissement et d'exploitation, qui sont proportionnelles à la taille du système.

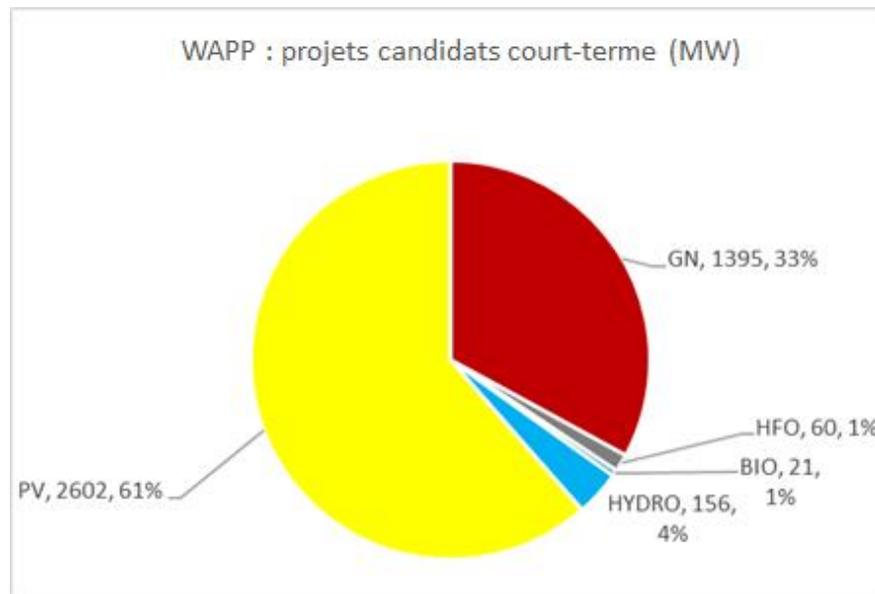


Figure 3: Répartition des projets candidats sélectionnés par technologie, à horizon 2022 (en MW), incluant les projets solaires potentiels identifiés

Le mix énergétique optimal qui ressort de l'optimisation et qui résulte des différents investissements énoncés plus haut est représenté à la figure ci-dessous. On constate que la part de la technologie solaire photovoltaïque commence à se faire une place dans le mix énergétique de la région, comptant pour 4% de la production annuelle d'énergie. Il apparaît clairement également que le gaz naturel continue à jouer un rôle majeur dans l'approvisionnement énergétique de la sous-région.

Le lecteur peut se référer à l'annexe A pour un détail complet des différents projets investis par les Etats-Membres.

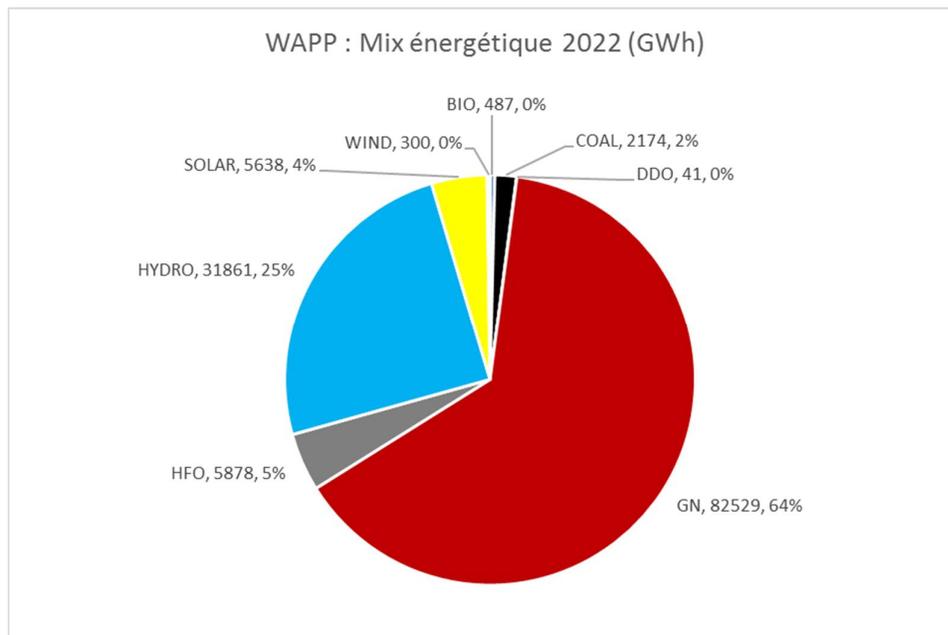


Figure 4: Mix énergétique EEEOA, par technologie, à horizon 2022 (en MW)

2.3.2. Vers un déploiement progressif des énergies renouvelables

Comme cela a été mentionné à la section ci-dessus, il est suggéré d'augmenter, court-terme, la part du renouvelable dans la capacité de production de la région.

Ainsi, les centrales hydroélectriques devraient jouer un rôle de plus en plus important dans le mix énergétique conventionnel.

En outre, un volume important de centrales solaires photovoltaïques potentielles ont été identifiées qui devraient représenter une partie importante de la nouvelle capacité installée, en complément des projets thermique et hydroélectriques déjà décidés. L'énergie éolienne et la biomasse devraient rester plus marginales à court-terme compte tenu de la structure de coûts et du potentiel limité dans la sous-région.

2.3.2.1. DÉVELOPPEMENT DES CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES

L'horizon de court-terme est caractérisé par la mise en service de nombreuses unités de production hydroélectriques totalisant 2103 MW. Parmi celles-ci, la plupart sont des unités décidées (1947 MW) et seule Boutoubre 156 MW ressort de l'optimisation en tant que projet candidat.

Néanmoins, la plupart des projets hydro verront le jour sur l'horizon de moyen terme, comme cela sera détaillé plus loin. Cela s'explique par la durée de construction des projets de grande envergure qui est souvent de l'ordre de 4 ans, dépassant ainsi l'horizon court-terme tel que défini dans cette étude.

2.3.2.2. DÉVELOPPEMENT DES CENTRALES SOLAIRES PHOTOVOLTAÏQUES

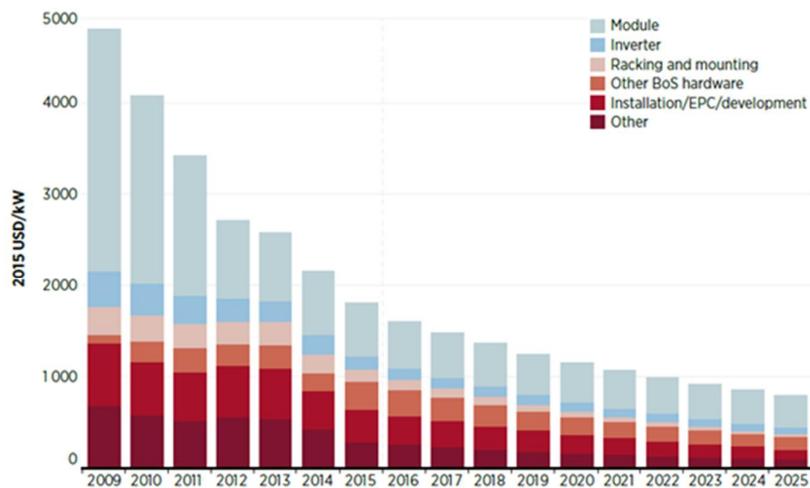
La pénétration des centrales solaires photovoltaïques dans le parc de production de la région s'explique par plusieurs facteurs.

Le premier tient à la hausse des coûts associés aux centrales thermiques, étant donné notamment les hausses attendues du prix des différents fuels utilisés (voir tome 2).

Le second est lié à la saturation des projets hydroélectriques qui totalisent 2100 MW.

Le troisième facteur est la chute importante des prix attendue pour le solaire photovoltaïque, comme cela est rappelé à la Figure 5. En effet, alors que le coût moyen d'un projet solaire au début de l'étude est de 1500 USD/kW, celui-ci n'est plus que de 1000 USD/kW en 2022, soit une réduction de 33% en 5 ans.

Néanmoins, malgré cette chute importante des prix, le développement de cette technologie à grande échelle n'est justifié a priori que dans le nord de la région, étant donné que les conditions d'irradiation dans le sud ne sont pas suffisantes pour justifier des investissements importants à l'horizon 2022.



Source: IRENA analysis and Photon Consulting, 2016

Figure 5: Evolution attendue des coûts d'investissement pour des projets solaires photovoltaïques Source: IRENA)

Sur les 3 457 MW de projets solaires proposés, 855 MW sont décidés, 1352 MW sont des projets candidats déjà identifiés par les pays et retenus par l'optimisation et 1250 MW sont des projets potentiels additionnels. La taille de ces projets potentiels devrait varier de 50 à 250 MW, en fonction de la localisation du projet, de la demande locale, de la capacité à exporter la production et de la disponibilité des terres.

2.3.2.3. DEVELOPPEMENT MARGINAL DE L'ENERGIE EOLIENNE

Outre les projets décidés (150 MW au Sénégal), l'analyse économique ne fait pas ressortir le développement de projets éoliens comme une priorité à court-terme. En effet, compte tenu du faible potentiel de la sous-région et du coût de la technologie, les autres alternatives que sont l'énergie solaire et l'énergie hydroélectrique apparaissent comme plus intéressantes d'un point de vue économique.

Du point de vue du coût en effet, la technologie éolienne est reconnue comme une technologie mature et les tendances de réduction des coûts sont moins brutales que celles observées pour le photovoltaïque notamment. Néanmoins, les effets d'échelle permettront une réduction progressive de ce coût qui, combiné à la saturation des autres ressources, permettra l'essor des ressources éoliennes à plus long-terme.

2.3.2.4. DES INVESTISSEMENTS EN PHASE AVEC LES OBJECTIFS FIXÉS EN MATIÈRE DE RENOUVELABLE

Le mix énergétique 2022 de la région présenté Figure 4 plus haut montre que les investissements dans les énergies renouvelables permettent d'atteindre jusqu'à 29% de production renouvelable dans le mix énergétique en 2022 (dont 25% venant de l'hydro et 4% du solaire), ce qui est légèrement en-dessous de l'objectif de la CEDEAO 2020 (35% de production renouvelable incluant le grand hydro). Ce léger retard s'explique par le retard accumulé ces dernières années dans la mise en œuvre des projets. Ce retard devrait se résorber progressivement, notamment grâce à l'expérience acquise par les états membres dans le suivi de tels projets.

2.3.3. La disponibilité du gaz naturel, un défi pour les 5 prochaines années

Comme cela a déjà été observé plus haut, les investissements dans les centrales gaz représentent la partie la plus importante des investissements avec 5 780 MW à installer d'ici 2022 dans toute la région, soit 46% de la totalité des investissements considérés.

Avec ces nouveaux investissements, la part des technologies utilisant le gaz naturel dans le mix énergétique monte à 64% en 2022. Il est donc clair que la disponibilité du gaz va jouer un rôle crucial pour garantir la viabilité du plan directeur présenté dans ce rapport.

Approche à moindre risque pour satisfaire la demande gazière

Compte tenu de l'importance de la ressource gazière pour l'approvisionnement fiable en électricité en Afrique de l'Ouest, il a été étudié l'impact de l'indisponibilité de cette ressource sur les résultats du plan directeur et de la variabilité du coût du gaz.

Concernant la **disponibilité de la ressource**, la dépendance de la sous-région à une seule source d'approvisionnement engendre un risque majeur pour les pays.

A côté du Nigéria qui concentre 77% de la consommation de gaz de la région en moyenne sur l'horizon de l'étude, les pays pour lesquels la disponibilité du gaz est également cruciale sont le Ghana, la Côte d'Ivoire et le Sénégal. Le Ghana et la Côte d'Ivoire sont caractérisés par des réserves indigènes qui sont amenées à décroître dans le temps. Ces pays devront donc garantir la sécurité d'approvisionnement via d'autres sources de gaz, que ce soient des unités LNG ou encore le WAGP. L'exploitation des ressources gazières au Sénégal est quant à elle prévue de commencer en 2025 et les besoins en gaz sont supposés croître jusqu'à 183 mmscfd à l'horizon 2033.

Au Bénin, le développement des projets de centrales gaz à cycle combiné, dont notamment le projet régional de 450 MW appelle également au développement des infrastructures d'approvisionnement en gaz. La proposition qui est faite dans ce plan directeur est de renforcer la fiabilité du WAGP, en prévoyant des possibilités d'approvisionnement en gaz non seulement en provenance du Nigéria, mais aussi depuis le Ghana. Le Togo pourrait également bénéficier d'un tel développement du réseau gazier.

En conclusion, il est conseillé de diversifier les sources d'approvisionnement : Sources indigènes au Nigéria, au Ghana, en Côte d'Ivoire et, à moyen-terme, au Sénégal, auxquelles s'ajoutent des sources de gaz importé via des terminaux GNL recommandés en Côte d'Ivoire et au Ghana, ou encore via le GAO.

Enfin, du point de vue du **coût du gaz**, les analyses menées ont montré qu'une variation de ce facteur ne modifiait pas significativement le plan optimal d'investissement à l'horizon de l'étude. Un léger glissement des projets renouvelables (hydro et solaire) est néanmoins observé en cours de période. Toutefois, compte tenu du fait que le coût du gaz naturel représente environ 45% du coût total (investissement + exploitation) du plan directeur sur la période d'étude, toute variation du coût de la ressource affecte le coût total d'exploitation de manière significative.

2.3.3.1. DE L'IMPORTANCE DE SÉCURISER L'APPROVISIONNEMENT EN GAZ NATUREL

Etant donné que les possibilités d'investissement dans les projets de type GNL ne commencent qu'en 2022, la disponibilité de gaz sur la période va dépendre en grande partie de la fiabilité des ressources propres à chaque pays (Nigeria, Ghana, Côte d'Ivoire et Sénégal), ainsi que du gazoduc de l'Afrique de l'Ouest.

En l'absence de ressources gazières, les pays seraient contraints d'exploiter les centrales avec des fuels lourds ou, dans le pire des cas, de stopper l'exploitation des centrales thermiques, ce qui aurait des conséquences négatives sur l'économie et sur la population.

Dès lors, l'objectif prioritaire à court-terme réside dans la sécurisation de l'approvisionnement en gaz.

2.3.3.2. DES INVESTISSEMENTS DANS DES TERMINAUX GNL DÈS 2022

Comme cela a été présenté dans la section 2 relative à la méthodologie, le plan directeur considère l'investissement dans des unités GNL dès 2022. L'installation de telles infrastructures doit cependant être justifiée sur le plan économique, étant donné les coûts d'investissement ainsi que le coût plus important du gaz issu de ces installations.

Néanmoins, malgré ces surcoûts relativement importants, l'optimisation indique qu'il est intéressant d'investir dans des unités GNL dès 2022 **au Ghana et en Côte d'Ivoire**, afin de pouvoir alimenter des cycles combinés qui ne tournent pas à plein régime, faute de gaz disponible. Pour rappel, le Ghana et la Côte d'Ivoire disposeront effectivement respectivement de 2040 MW et de 1468 MW de cycles combinés en 2022.

Les besoins estimés en MW thermiques (MWth) de GNL pour le Ghana et la Côte d'Ivoire à l'horizon de l'étude (en 2033) sont de respectivement 3500 MWth et 2500 MWth.

Il est recommandé d'installer une première phase de ces unités dès 2022 de 1000 MWth dans ces deux pays afin de pouvoir utiliser pleinement les unités de cycles combinés qui y sont développées.

Il faut encore noter qu'il est recommandé que le terminal GNL du Ghana serve également à alimenter le Bénin via le gazoduc de l'Afrique de l'Ouest, afin de compléter l'approvisionnement insuffisant provenant du Nigeria, étant donné la taille relativement importante des projets à cycle combiné au Bénin (BID, projet régional Maria Gleta).

2.3.3.3. DE L'IMPORTANCE D'INVESTIR DANS DES CYCLES COMBINÉS

Pour rappel, les centrales à cycle combiné sont composées d'une turbine ou plusieurs turbines à gaz et d'une turbine à vapeur. Leur principe de fonctionnement repose sur l'utilisation de la chaleur des fumées d'échappement en sortie de la (les) turbines à gaz pour produire de la vapeur qui est ensuite détendue dans la turbine à vapeur.

Cette technique permet d'atteindre des rendements jusqu'à 62% avec la technologie actuelle, ce qui est beaucoup plus important que les rendements associés à l'utilisation d'une turbine à gaz seule (dite à cycle ouvert) qui tournent autour de 34%.

Ces centrales à cycle combiné sont néanmoins moins flexibles que les centrales à cycle ouvert. Cependant, si l'on considère dans ce plan directeur que ces centrales sont principalement destinées à tourner en base, il est plus intéressant sur le plan économique d'investir dans des unités de type cycle combiné.

Cela se vérifie dans l'optimisation étant donné que les deux projets candidats de centrales au gaz qui ressortent sont les centrales à cycle combiné d'Egbin au Nigeria et de Maria Gleta (projet régional de l'EEEOA) au Bénin.

Selon ce principe, il sera également intéressant de convertir les nombreuses centrales à cycle ouvert du Nigeria en cycle combiné à moyen et long terme.

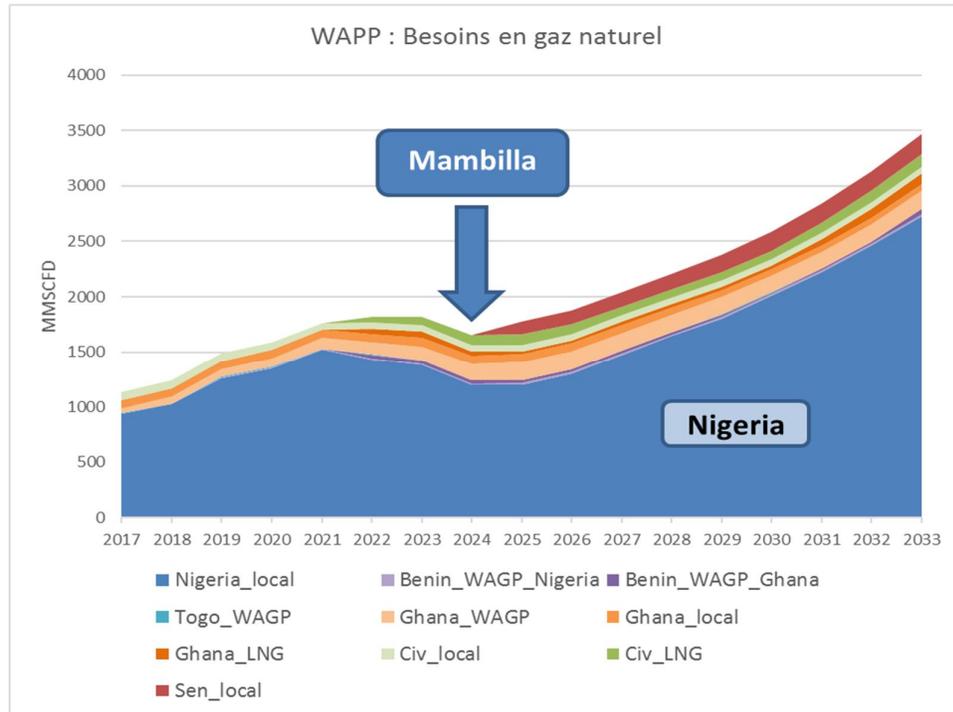
2.3.3.4. LE GAZ POUR REMPLACER LE HFO ET LE DDO

Pour finir, il y a encore lieu de remarquer que l'augmentation du gaz dans le mix énergétique se fait principalement au détriment de la consommation du HFO et du DDO qui ne contribuent plus qu'à concurrence de 5% en 2022 (alors qu'ils représentaient encore 14% en 2017).

Néanmoins, faute d'alternative possible à court-terme, les pays situés à l'ouest de la région (Sénégal, Gambie, Guinée-Bissau, Sierra Leone et Mali) utiliseront encore ces fuels lourds jusqu'en 2022 pour assurer leurs besoins énergétiques.

Cela est dû principalement au fait que le développement du gaz local au Sénégal, tout comme la majeure partie des projets hydro en Guinée (plus de 1300 MW), n'arriveront qu'à l'horizon 2025.

Les deux figures ci-dessous illustrent les besoins en gaz naturel pour alimenter les centrales thermiques de la sous-région tout au long de l'étude. Ceux-ci triplent sur l'horizon de 15 ans considéré et passent de 1133 mmscfd en 2017 à 3470 mmscfd en 2033. On constate toutefois une légère baisse attendue de ces besoins lors de l'année de mise en service de la centrale de Mambilla de 3050 MW en 2024 (cfr le tableau repris ci-dessous).



Version finale

Figure 6: Evolution des besoins en gaz naturel dans la région du WAPP

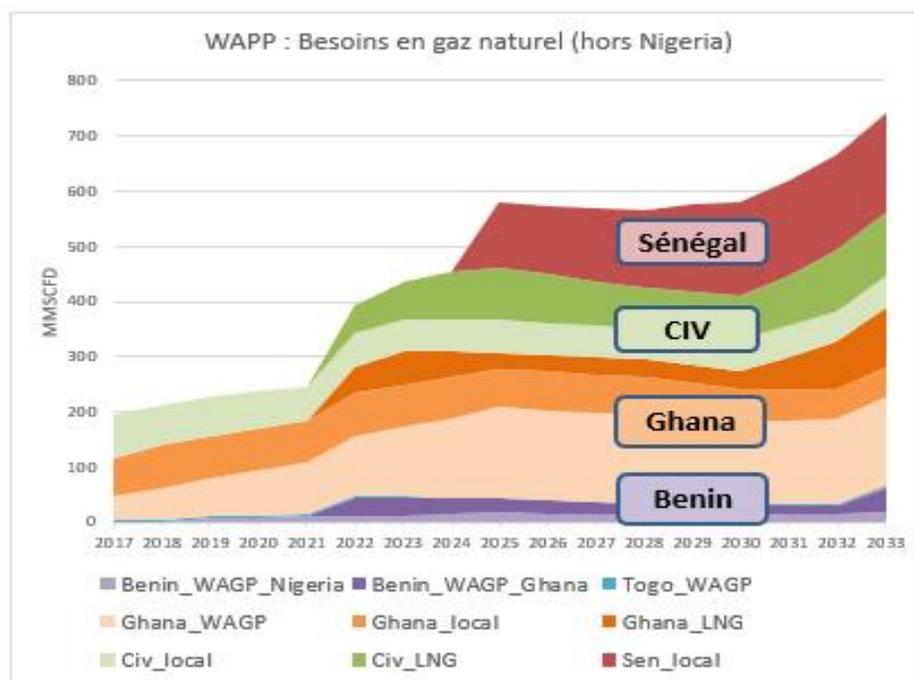


Figure 7: Evolution des besoins en gaz naturel dans la région du WAPP (hors Nigeria)

Sources	Nigeria local	Benin WAGP (Nigeria)	Benin WAGP (Ghana)	Togo WAGP	Ghana WAGP	Ghana local	Ghana LNG	CIV local	CIV LNG	Senegal local	TOTAL
2017	938	0	0	3	44	70	0	77	0	0	1133
2018	1025	0	0	4	59	77	0	75	0	0	1242
2019	1260	7	0	4	68	77	0	72	0	0	1491
2020	1350	8	0	5	80	77	0	67	0	0	1593
2021	1517	9	0	6	93	77	0	62	0	0	1776
2022	1428	11	32	6	108	77	48	61	48	0	1833
2023	1377	13	30	3	126	77	61	59	67	0	1830
2024	1196	14	29	3	144	75	45	59	87	0	1667
2025	1199	17	26	1	165	68	32	58	95	119	1781
2026	1302	16	22	0	165	70	30	58	89	122	1878
2027	1474	16	19	1	164	69	32	57	80	131	2047
2028	1641	16	17	1	162	66	33	56	73	141	2213
2029	1804	16	17	3	158	60	33	56	76	160	2389
2030	2006	16	15	3	152	56	33	56	80	169	2592
2031	2223	15	15	3	152	56	59	56	91	174	2851
2032	2465	14	15	3	155	55	84	57	109	174	3140
2033	2729	17	43	3	159	55	107	57	115	183	3470

Tableau 1: Besoins en gaz naturel par source (unités : mmscfd)

Version finale

2.3.4. Opportunités et défis d'un réseau 100% interconnecté

La région de l'Afrique de l'Ouest est caractérisée par des disparités en termes de ressources énergétiques. En effet, certains pays disposent de ressources gazières, principalement à l'Est de la région (Nigéria, Ghana, Côte d'Ivoire et bientôt le Sénégal³), d'autres, plus au nord, bénéficient de conditions d'irradiation solaire favorables pour le développement des technologies photovoltaïques (Mali, Burkina Faso, Niger). D'autres encore recensent des potentiels hydroélectriques importants, comme c'est le cas pour la Guinée, le Sierra Leone ou encore le Libéria.

Ces différences appellent donc naturellement à la mise en place d'un grand réseau interconnectant tous les pays de la région. Cette recommandation qui était déjà l'un des grands messages du précédent plan directeur, est d'autant plus d'actualité depuis l'introduction des nouvelles formes d'énergie renouvelable, comme le solaire photovoltaïque, dans le mix énergétique de la région.

Un réseau interconnecté permettra effectivement le transfert de cette énergie solaire du nord vers le sud de la région durant la journée, et durant la soirée et la nuit, le transfert dans le sens inverse d'électricité provenant de centrales hydroélectriques ou thermiques.

Sur l'horizon de court-terme considéré dans cette section, l'essentiel des projets d'interconnexion sont des projets décidés, qui seront abordés de manière détaillée dans le plan directeur transport. À ce stade, on peut toutefois mentionner que ces interconnexions vont permettre de faire baisser considérablement le coût marginal moyen pour l'ensemble des Etats-membres de la région de 96 USD/MWh en 2017 à 75 USD/MWh en 2022, soit une diminution de plus de 21% sur 5 ans.

La répartition des coûts marginaux en 2022 est représentée à la figure ci-dessous. On y observe clairement les tendances qui ont été relevées jusqu'à présent.

En effet, les coûts marginaux les plus faibles sont observés au sud-est de la région (Côte d'Ivoire, Ghana, Togo, Bénin et Nigeria) qui bénéficie d'accès à des ressources gazières et qui a développé de nombreux projets de cycles combinés à l'horizon 2022. Le Niger fait également partie de ces pays à coûts marginaux faibles, étant donné le développement de la centrale au charbon de Salkadamna.

Ensuite les pays dans lesquels de nombreux projets renouvelables se développent (Guinée, Burkina Faso, Mali) présentent des coûts marginaux un peu plus élevés étant donné la présence d'unités thermiques fonctionnant au fuel lourd qui doivent être activées quand le renouvelable n'est plus exploitable⁴.

Enfin, les pays se situant à l'ouest de la région font face aux coûts marginaux les plus importants, étant donné le recours aux unités thermiques au fuel lourd tournant en base (Sénégal, Gambie, Guinée Bissau, Sierra Leone, et Liberia).

³ Suite à la découverte d'un champ gazier sur le site de Grand-Tortue - Ahmeyim, à la frontière entre le Sénégal et la Mauritanie.

⁴ La nuit pour la technologie solaire photovoltaïque, ou les périodes de saison sèches pour les unités hydroélectriques.

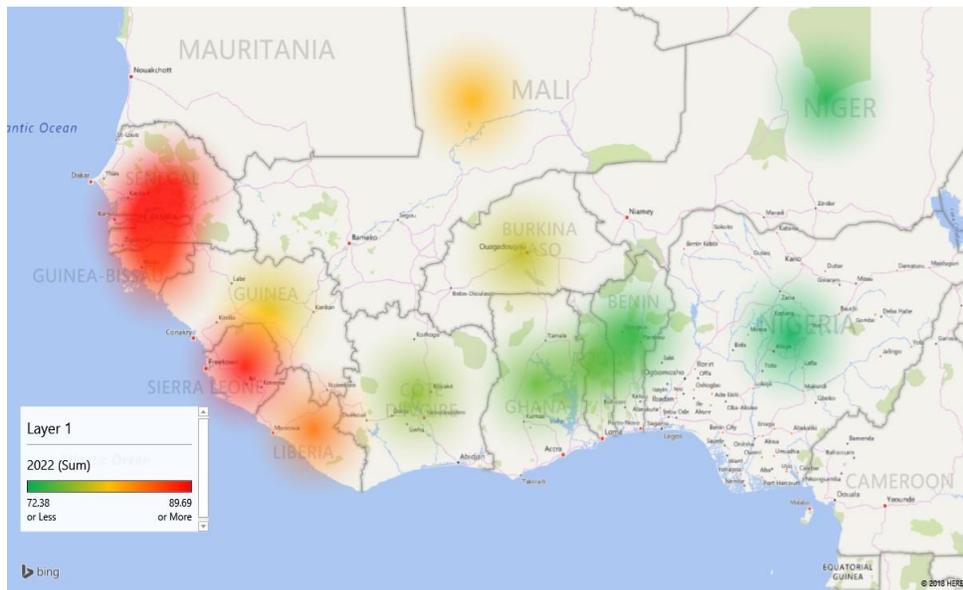


Figure 8: Répartition des coûts marginaux moyens par pays à en 2022

Le défi principal pour l'horizon de moyen et long terme qui suivent dans cette analyse va être de continuer à développer ce réseau afin de pouvoir exploiter et partager les différentes ressources de la région : que ce soit en termes d'énergie hydroélectrique avec la mise en service attendue de nombreux projet hydroélectriques à l'horizon de moyen terme 2025 ; ou que ce soit en termes de ressources solaires dont l'exploitation au moyen de la technologie photovoltaïque est amenée à croître très rapidement à moyen et long terme ; ou bien encore en termes de ressources gazières avec les ressources nouvelles au Sénégal dont le début de l'exploitation est attendue pour 2025.

2.4. Plan optimal d'investissement à moyen-terme 2023-2029

L'horizon de moyen-terme considéré dans ce plan directeur s'étend de 2023 à 2029. Sur cette période, la majeure partie des projets qui seront implémentés sont des projets candidats, étant donné que la majeure partie des projets décidés a été mise en service avant 2023.

En effet, sur les 13 721 MW de projets de production décidés qui ont recensés lors de la collecte de données, 8 386 MW auront été instaurés avant 2023, ce qui laisse 5357 MW à mettre encore en service à moyen-terme.

Sur ces 5357 MW de projets décidés, le plus important est la centrale hydroélectrique de Mambilla au Nigéria, d'une capacité installée de 3050 MW. Parmi les autres projets, on compte 1322 MW relatifs à des projets hydroélectriques de plus petite taille, 2x350 MW pour les deux phases de la centrale charbon de San Pedro en Côte d'Ivoire et 285 MW pour la centrale au gaz ALAOJI 2+ au Nigéria.

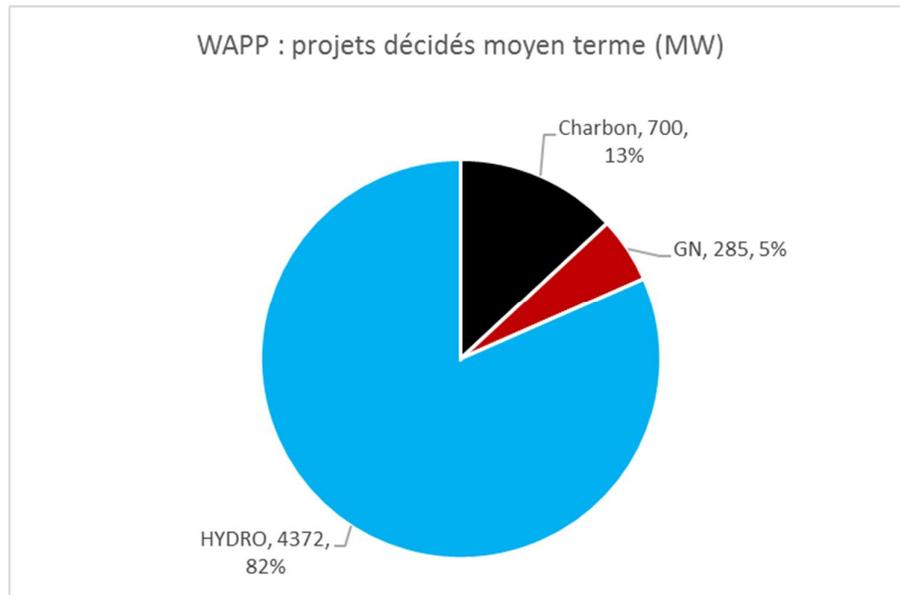


Figure 9: Répartition des projets décidés à moyen terme pour l'ensemble de l'EEEOA, par type de fuel

Compte tenu du fait que la pointe de charge devrait passer de 21 331 MW en 2022 à 36 397 MW en 2029 selon la prévision de la demande présentée dans le tome 2, les projets décidés ne suffiront pas à garantir la sécurité d'approvisionnement. Ainsi, en complément des projets décidés une capacité installée conventionnelle additionnelle de 9868 MW (8872 MW thermiques et 996 MW hydroélectriques) sera nécessaire.

A côté de ces projets conventionnels, le présent plan directeur a identifié des projets solaires potentiels pour un total de 15 828 MW qui devront permettre de réduire le coût de l'énergie électrique de façon importante et qui permettront à la sous-région de participer au développement durable.

Parmi ces 15.8 GW de projets potentiels, les études de réseau réalisées dans le plan directeur transport ci-dessous ont validé l'intégration de 5.4 GW, et plus précisément, de 3.4 GW entre 2022 et 2025 et 2.0 GW entre 2025 et 2029, portant ainsi la capacité installée en solaire photovoltaïque à 6.8 GW en 2025 et 8.8 GW en 2029. Des études techniques approfondies seront toutefois nécessaires pour confirmer l'intégration des 10.4 GW restant.

Enfin, quelques projets éoliens potentiels ont également été identifiés à la fin de l'horizon de moyen terme considéré ici.

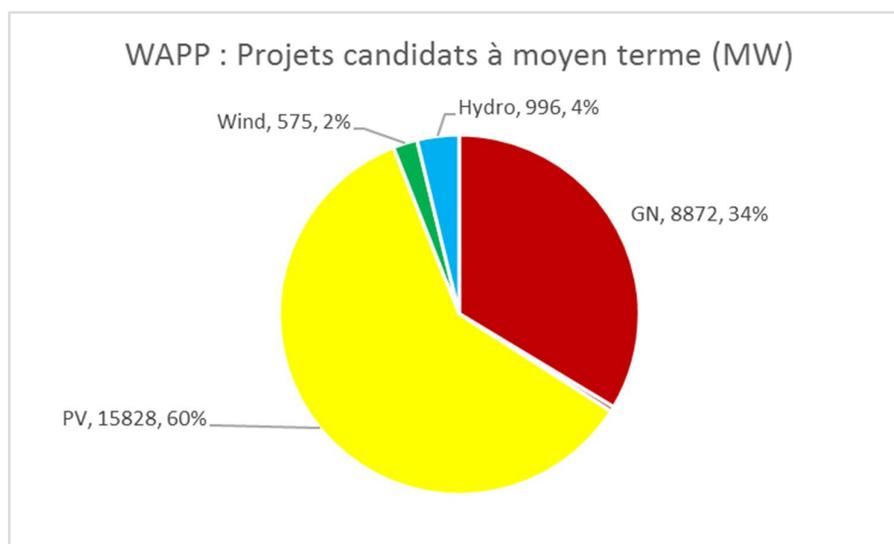


Figure 10: Répartition des projets décidés à moyen terme pour l'ensemble de l'EEEOA, par type de fuel incluant les projets solaires potentiels identifiés

Les conséquences de ce plan d'investissement sur le mix énergétique à la fin de l'horizon de moyen terme (soit en 2029) sont représentées à la figure ci-dessous. On observe que la technologie solaire photovoltaïque connaît l'augmentation la plus importante comparé à la situation 2022, représentant 13% de la production énergétique totale de la région, si l'ensemble du potentiel identifié est effectivement exploité (correspondant à une puissance installée de 19.2 GW en 2029). Toutefois, si l'on ne prend en compte que les projets solaires dont l'intégration a été prouvée sur le plan technique (correspondant à une puissance installée de 8.8 GW en 2029), la contribution de cette technologie au mix de la sous-région passerait à 6%.

Les centrales au gaz produisent toujours la majeure partie de l'électricité (60%). L'hydroélectricité est stable et tourne autour des 24% de production. La technologie éolienne apparaît dans le mix énergétique à moyen terme, mais toujours faiblement avec seulement 1% de l'énergie totale produite de la région.

L'autre fait marquant est la quasi disparition de l'utilisation des fuels lourds et du diesel à l'horizon 2029. L'exploitation des ressources de gaz désormais aussi bien à l'est qu'à l'ouest de la région⁵, ainsi que le développement des interconnexions entre les différents Etats-membres permettra effectivement de se passer de ces fuels chers et polluants à moyen terme.

Le lecteur peut se référer à l'annexe A pour un détail complet des différents projets investis par les Etats-Membres.

⁵ Suite à la découverte d'un champs gazier important à la frontière entre le Sénégal et la Mauritanie

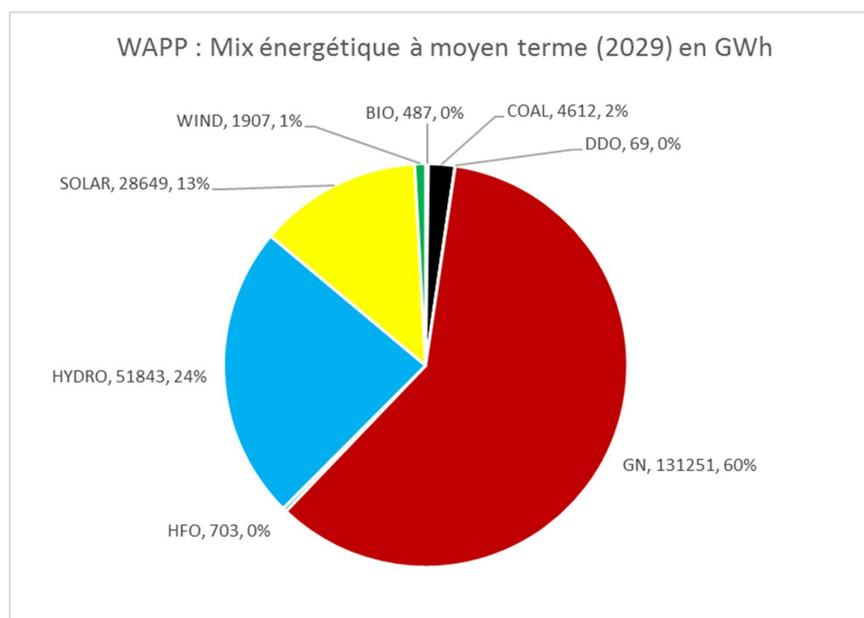


Figure 11: Mix énergétique de l'EEEOA à moyen terme, prenant en compte l'ensemble des projets solaires potentiels identifiés

2.4.1. L'exploitation du potentiel hydroélectrique régional : Une priorité

La période de moyen-terme dont il est question dans cette section est caractérisée par la mise en service de nombreuses centrales hydroélectriques. En effet, comme cela a été mentionné dans l'introduction, plus de 5000 MW (dont une majorité de projets décidés) devront être mis en service à l'horizon 2029.

Les pays concernés par cet essor hydroélectrique sont principalement le Nigéria, la Guinée et la Sierra Leone. Certains projets sont également prévus en Côte d'Ivoire et au Togo. La liste de ces projets est reprise au tableau ci-dessous.

PAYS	PROJET	STATUT	TECHNOLOGIE	PUISSANCE INSTALLEE (MW)	MISE EN SERVICE
Côte d'Ivoire	LOUGA	Décidé	Hydro	224	2023
Côte d'Ivoire	TIBOTO	Décidé	Hydro	112.5	2028
Guinée	AMARIA	Décidé	Hydro	300	2023
Guinée	MORISANAKO	Sélectionné	Hydro	100	2025
Guinée	GRAND KINKON ⁶	Sélectionné	Hydro	291	2023
Guinée	KOUKOUTAMBA	Décidé	Hydro	294	2024
Guinée	BONKON DIARIA	Sélectionné	Hydro	174	2025

⁶ Des études récentes ont indiqué que la puissance de la centrale de Grand Kinkon pourrait être finalement plus faible que les 291 MW prévus (130 MW)

Guinée	TIOPO	Sélectionné	Hydro	120	2028
Guinée	DIARAGUÔLA	Sélectionné	Hydro	72	2029
Nigeria	MABON	Sélectionné	Hydro	39	2023
Nigeria	MAMBILLA	Décidé	Hydro	3050	2024
Sierra Leone	BUMBUNA II	Décidé	Hydro	132	2023
Sierra Leone	BUMBUNA III (Yiben)	Décidé	Hydro	66	2023
Sierra Leone	BENKONGOR I	Sélectionné	Hydro	34.8	2023
Sierra Leone	BENKONGOR II	Sélectionné	Hydro	80	2025
Sierra Leone	BENKONGOR III	Sélectionné	Hydro	85.5	2026
Togo	ADJARALA	Décidé	Hydro	147	2026
Togo	SARAKAWA	Décidé	Hydro	24.2	2023
Total Hydro				5357	

Tableau 2: Liste des projets hydroélectriques du plan directeur à moyen terme

Parmi tous ces projets, Mambilla, à l'est du Nigeria est celui qui possède la taille la plus importante, avec 3050 MW. En Guinée, ce plan directeur prévoit la mise en service de 1351 MW à moyen terme avec notamment Amaria (300 MW) et Koukoutamba (294 MW). Au Sierra Leone, ce sont les sites de Bumbuna et de Benkongor qui vont accueillir 400 MW. Enfin, on notera également les projets décidés de Tiboto en Côte d'Ivoire et d'Adjarala au Togo.

2.4.2. Une forte intégration des énergies renouvelables pour un mix énergétique optimal

Comme nous l'avons démontré plus haut, l'horizon de moyen terme voit s'agrandir de manière significative la part du renouvelable dans le mix énergétique de la région. En effet, en 2029, l'électricité produite dans toute la région d'Afrique de l'Ouest pourrait provenir à 38% de technologies utilisant des énergies renouvelables, dont 24% d'hydroélectricité, 13% de solaire photovoltaïque et 1% d'énergie éolienne.

Analyse de risque concernant l'intégration d'énergies renouvelables intermittentes

En l'absence de toute contrainte, l'optimisation économique sélectionne l'option à moindre coût pour satisfaire la demande à l'horizon de l'étude. Dans ce contexte, on observe un seuil de coût en deçà duquel l'option solaire PV devient marginalement plus intéressante que les options thermiques en Afrique de l'Ouest. L'existence de ce palier a deux effets :

- D'une part, avant le franchissement de ce seuil qui interviendra aux alentours de 2025 selon les hypothèses du plan directeur, les investissements dans les projets solaires PV dans la sous-région restent marginaux si l'on s'en réfère à des critères économiques uniquement ;
- D'autre part, l'année charnière (année où le seuil d'investissement est franchi), les volumes d'investissement sont considérables (plusieurs dizaines de GW investis en une seule année)

La prise en compte du risque dans le plan directeur nous permet de nous écarter de ce scénario qui, bien qu'économiquement optimal, est difficile à mettre en œuvre en pratique. Afin de prendre en compte les capacités financières limitées des états membres de l'EEEOA, compte tenu notamment du fait que les projets renouvelables ont une forte intensité de capital ; afin de prendre en compte également les limites techniques liées à l'intégration dans le réseau encore fragile de l'EEEOA, il a été décidé de définir une limite sur l'investissement annuel par pays. Ainsi, la puissance maximale pouvant être installée par année pour chaque technologie a été établie à 10% de la demande du pays. Cette contrainte a plusieurs effets :

- Elle a été définie de façon à permettre d'atteindre, à l'horizon de l'étude, un volume d'investissement renouvelable proche de celui observé dans le cas optimal du point de vue économique;
- Elle permet une meilleure répartition des investissements dans le temps, avant et après l'année charnière;
- Elle permet une meilleure répartition géographique des investissements, les pays du Nord de la région n'étant plus, à eux seuls, responsables de l'ensemble des projets renouvelables

Le programme d'optimisation utilisé pour effectuer ce plan directeur a identifié des projets solaires PV potentiels très importants dans la sous-région pouvant atteindre jusqu'à 15.8 GW sur 7 ans, ce qui représente potentiellement plus de 2 GW chaque année dans la région.

La répartition géographique des investissements dépend, d'une part, de l'irradiance dans les pays, et d'autre part du niveau de demande, le second point ayant pour objectifs de répartir les investissements afin de limiter les risques et faciliter l'accès aux capitaux. Ainsi, des projets potentiels importants ont été identifiés au Burkina Faso, au Mali, au Niger mais aussi au Nord du Nigéria, du Bénin, du Togo, du Ghana et de la Côte d'Ivoire. En outre, la chute attendue des coûts de la technologie PV implique que des investissements dans le sud de la région commencent à être rentables sur la fin de l'horizon de moyen terme (c'est-à-dire, à partir de 2026).

Au niveau de la technologie éolienne, certains projets commencent à se justifier à la fin de l'horizon de moyen terme, notamment au Nigéria.

Le dispatch économique typique de la journée de pointe résultant de ces différents investissements en 2029, et prenant en compte la totalité des 15.8 GW de projets solaires potentiels identifiés, est affiché à la figure ci-dessous. On y observe clairement la prédominance de l'énergie photovoltaïque durant la journée, cette dernière fournissant pratiquement 50% de l'énergie consommée dans la région à midi.

Cette figure illustre la synergie possible entre les ressources hydroélectrique et solaire. Ainsi, l'hydroélectricité est majoritairement réservée pour la pointe du soir ainsi que pendant la nuit, lorsque l'énergie solaire est indisponible, même si le productible hydraulique est maintenu à un minimum technique durant la journée, notamment pour des questions d'irrigation.

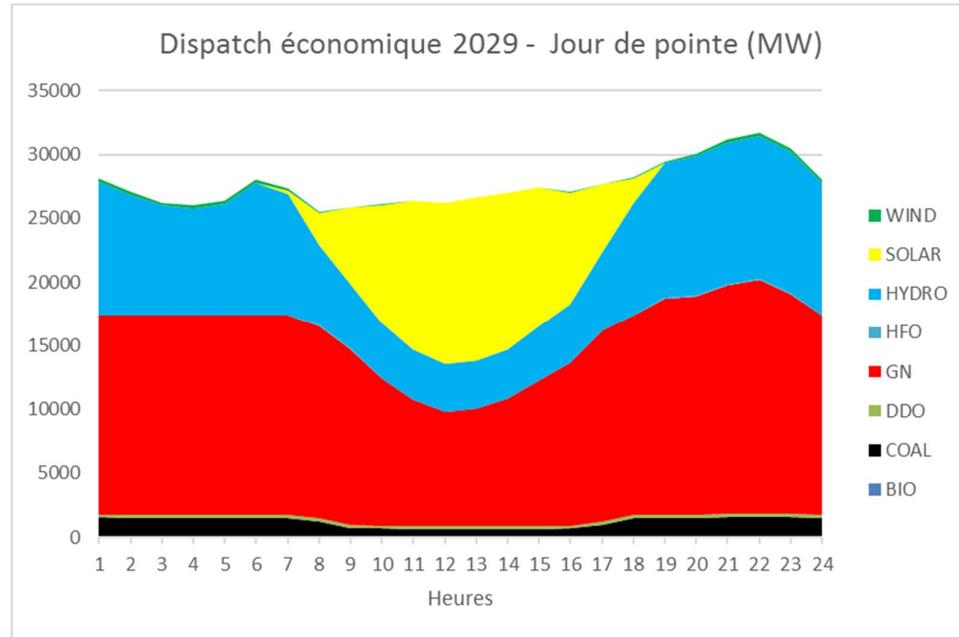


Figure 12: Dispatch économique de la région à moyen terme (2029), prenant en compte l'ensemble des projets solaires potentiels identifiés

2.4.3. Diversifier les ressources thermiques pour limiter l'exposition au risque et à la volatilité

A côté des investissements réalisés dans les énergies renouvelables, il est essentiel de continuer à investir dans des unités thermiques pour pouvoir rencontrer la demande sans cesse croissante de la région lorsque les ressources renouvelables sont indisponibles, mais aussi pour continuer d'améliorer la fiabilité du réseau.

Le moyen terme est ainsi également caractérisé par le développement de centrales au gaz, et ce, non seulement dans la partie est de la région, mais également à l'ouest, suite à la découverte du champ gazier au Sénégal.

Version finale

Les besoins de la région en unités thermiques sur l'horizon de moyen terme sont estimés à 9.2 GW. L'essentiel de cette capacité est destiné au Nigeria, avec près de 8 GW qu'il est recommandé d'installer entre 2023 et 2029. Au Sénégal, compte tenu du potentiel offert par le champ gazier grand tortue, l'optimisation propose le développement de cycles combinés pour une puissance totale de 750 MW dès 2025. Enfin, un projet de cycle combiné gaz de 450 MW est également conseillé au Ghana⁷ pour la fin de la période (soit à l'horizon 2029).

Au Nigeria, 4.8 GW de projets de cycles combinés ont été recensés lors de la collecte de données (notamment Egbin, Ethiopie, Caleb Inland, Alaoji, Geregou, Omotosho, Calabar Odukpani et Gbarain Ubie). Néanmoins, cela est insuffisant pour couvrir les 8 GW nécessaires sur la période. Dès lors, 3.2 GW de projets de cycles combinés complémentaires sont nécessaires au Nigeria entre 2023 et 2029. D'un point de vue pratique, il est recommandé de développer ces projets sur des sites de centrales à gaz à cycle ouvert existants, afin de les transformer en cycle combiné.

En ce qui concerne le charbon, on notera encore la mise en service en 2026 de la centrale charbon de San Pedro I en Côte d'Ivoire, d'une capacité de 350 MW, avec une seconde tranche prévue en 2029.

La diversité géographique des projets thermiques proposés et la variété des ressources fossiles utilisés (indigènes ou importées) permettent une plus grande sécurité d'approvisionnement, garantissant l'approvisionnement électrique de la sous-région même en cas de défaut d'approvisionnement de l'une des sources ;

2.4.4. Le réseau interconnecté pour mieux partager les ressources

Les projets renouvelables potentiels identifiés sur le moyen terme ainsi que le développement du réseau interconnecté tirent les coûts marginaux de l'ensemble de la région vers le bas. Ceux-ci pourraient en effet passer de 80.6 USD/MWh en 2022 à 49 USD/MWh en 2029.

⁷ Potentiellement sur le site d'Aboadze

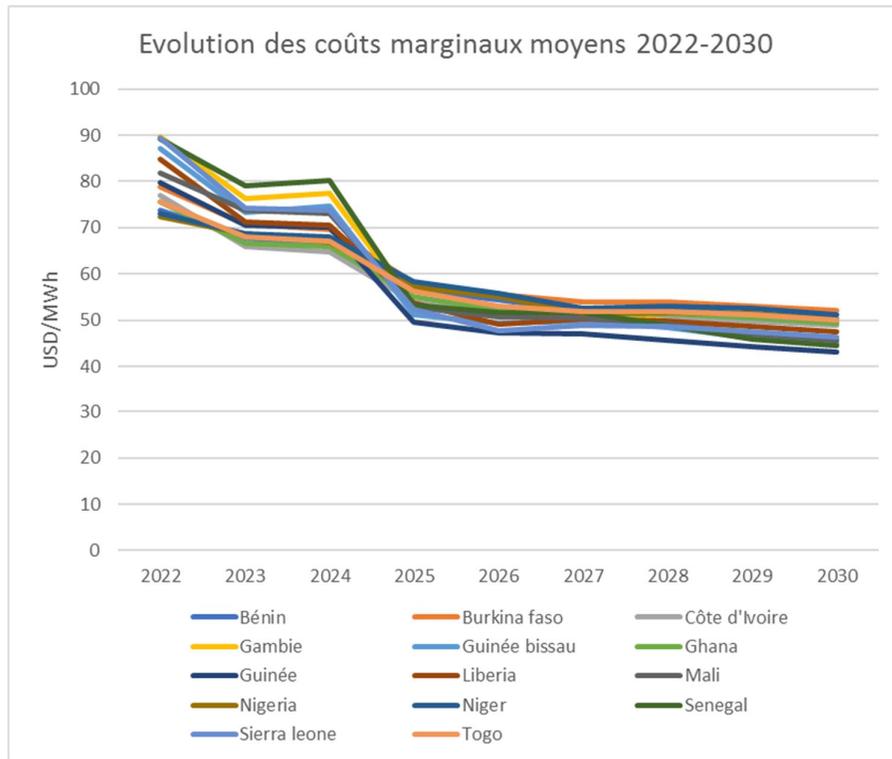


Figure 13: Evolution des coûts marginaux moyens par pays entre 2022 et 2030

Au-delà de cette baisse généralisée des coûts marginaux dans la région, on peut noter également que ces derniers varient fortement selon l'heure du jour considéré. En effet, si l'on analyse la situation en pleine journée, soit 12h, on observe les coûts marginaux tels que représentés à la figure ci-dessous. Ceux-ci sont naturellement plus faibles dans le Nord de la région (où l'essentiel de l'électricité est produit par la technologie solaire photovoltaïque) ainsi qu'en Guinée et au Sierra Leone dans lesquelles de nombreuses centrales hydroélectriques sont désormais actives.

On voit donc clairement l'importance de développer le réseau interconnecté afin de pouvoir partager ces ressources renouvelables et notamment les axes attenants à la Guinée, ainsi que la dorsale sud reliant le Nigeria au Bénin, Togo, Ghana et Côte d'Ivoire et la dorsale nord entre le Nigeria, le Niger et le Burkina Faso.

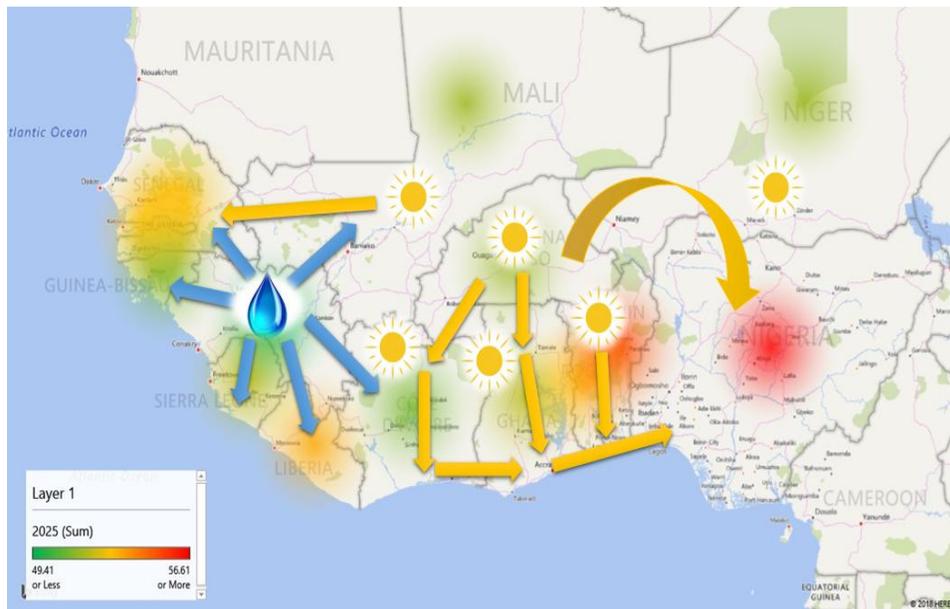


Figure 14: Répartition des coûts marginaux moyens de la région à 12h en 2025

Durant la pointe du soir à 21h, la situation est différente. Les pays du nord, tels que le Mali, le Burkina Faso et le Niger doivent désormais importer, étant donné l'absence d'énergie solaire. Ils font donc face aux coûts marginaux les plus importants à cet instant. Ces imports proviennent principalement des pays possédant des ressources gazières qui font tourner leurs centrales à cycles combinés (principalement le Nigeria, le Ghana, la Côte d'Ivoire et le Sénégal). On observe sur la figure ci-dessous que les flux observés à 12h sont inversés le soir.

Ainsi, le Nigeria exporte le soir via les dorsales sud et nord alors que le Sénégal exporte vers le Mali et la Gambie. Notons encore que la situation autour de la Guinée reste relativement stable au cours d'une journée (à savoir un export pratiquement permanent vers ses pays voisins).

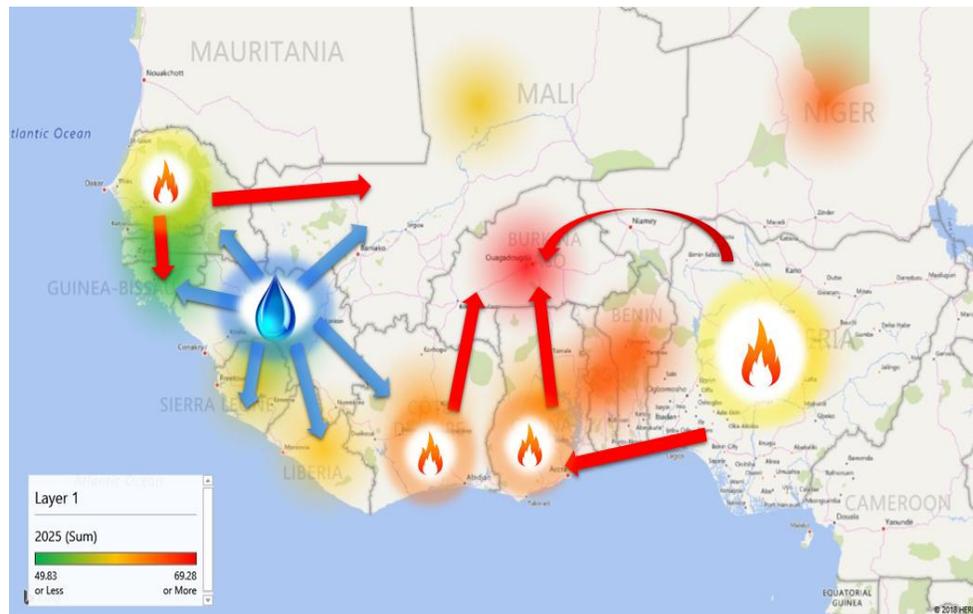


Figure 15: Répartition des coûts marginaux moyens de la région à 21h en 2025

Ces considérations concernant les flux seront abordées plus en détail dans le cadre du plan directeur transport ci-dessous, mais elles permettent déjà d'avoir un aperçu de grandes tendances qui vont guider l'évolution du réseau.

2.5. Plan optimal d'investissement à long-terme 2030-2033

La période de long terme considéré dans la présente étude couvre les années 2030 jusque 2033. Sur cet intervalle de long terme, la demande continue de croître de manière exponentielle dans la région, la prévision de la demande de pointe synchrone de la région passant effectivement de 36.4 GW en 2029 à 50.8 GW en 2033.

Les investissements nécessaires pour faire face à cette augmentation continue de la demande sont estimés à 14981 MW pour la production thermique et 562 MW pour la production hydroélectrique.

Outre ces projets conventionnels, des projets potentiels solaires et éoliens ont été identifiés dans le cadre de cette étude pour un montant pouvant atteindre 16 700 MW pour le solaire PV et 750 MW pour l'éolien.

Concernant les projets solaires, les simulations techniques réalisées dans le plan directeur développé au chapitre 3 ci-dessous ont validé l'intégration de 1.9 GW entre 2030 et 2033, portant la capacité solaire totale de la sous-région à au moins 10.7 GW au terme de l'étude. Des études techniques approfondies seront toutefois nécessaires pour confirmer l'intégration des 14.8 GW restant.

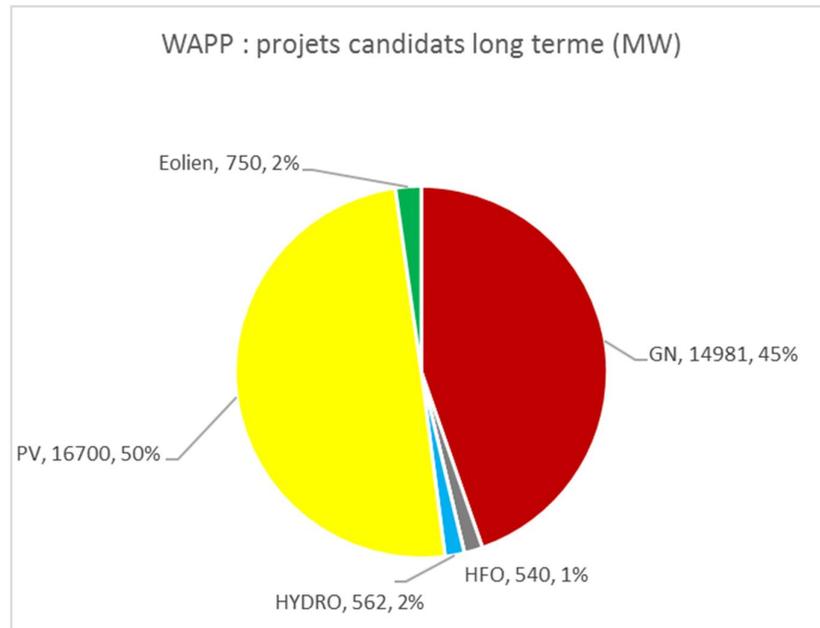


Figure 16: Répartition des investissements à long terme par type de fuel, incluant les projets solaires potentiels identifiés

Comparativement à la période de moyen-terme, on peut constater que les investissements dans des unités hydroélectriques sont proportionnellement très réduits. En effet, les projets les plus intéressants économiquement ont été pris en compte à l'horizon moyen-terme et les projets candidats restants n'apparaissent pas comme une option économiquement viable pour l'alimentation électrique de la sous-région à l'horizon 2033.

A l'inverse, les investissements dans les centrales thermiques sont proportionnellement plus importants. Cela est nécessaire afin de pouvoir garantir une fiabilité suffisante du réseau interconnecté, ces défis de fiabilité grandissant à mesure que le renouvelable prend une part de plus en plus importante dans le mix énergétique de la région.

Le mix énergétique à la fin de l'horizon de l'étude est repris ci-dessous. La part de la production attribuable aux énergies renouvelables est de 36% en 2033, dont 18% pour les centrales hydroélectriques, 17% pour le solaire photovoltaïque si l'ensemble du potentiel identifié est effectivement exploité (correspondant à une puissance installée de 36 GW en 2033) et 1% pour l'énergie éolienne. Toutefois, si l'on ne prend en compte que les projets solaires dont l'intégration a été prouvée sur le plan technique (correspondant à une puissance installée totalisant 10.7 GW en 2033), la contribution de cette technologie au mix de la sous-région passerait de 17% à 5%.

La majeure partie de l'électricité de la région émane néanmoins des centrales au gaz (62%), dont 77% est fournie par le Nigéria. Les centrales au charbon produisent quant à elles de 2% de l'énergie totale.

Le lecteur peut se référer à l'annexe A pour un détail complet des différents projets investis par les Etats-Membres.

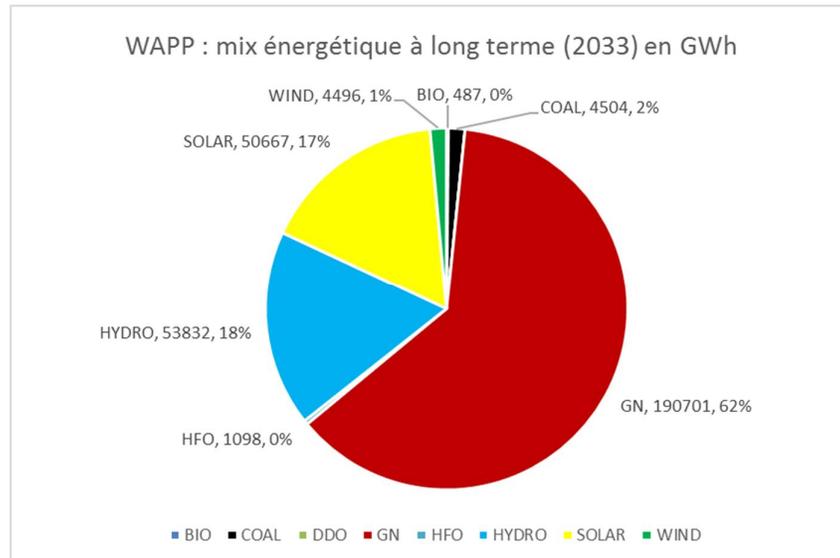


Figure 17: Mix énergétique de la région à l'issue de l'étude (2033), prenant en compte l'ensemble des projets solaires potentiels identifiés

2.5.1. Vers une exploitation optimale des ressources hydroélectriques économiquement rentables

Certaines centrales hydroélectriques sortent de l'optimisation sur cet horizon de long terme, dont 3 en Guinée (Boureya, Fetor et Lafou) et 1 à la frontière entre le Libéria et la Sierra-Leone (Mano). Ces centrales totalisent 562 MW au total, auxquelles devrait s'ajouter un projet sur la rivière Saint-Paul pour une capacité entre 360MW et 585 MW qui devra faire l'objet d'une étude spécifique

PAYS	PROJET	STATUT	TECHNOLOGIE	FUEL	PUISSANCE INSTALLEE (MW)	MISE EN SERVICE
Guinée	BOUREYA	Sélectionné	Hydro	HYDRO	160	2030
Guinée	FETOR	Sélectionné	Hydro	HYDRO	124	2031
Guinée	LAFOU	Sélectionné	Hydro	HYDRO	98	2032
Libéria	Mano	Sélectionné	Hydro	HYDRO	180	2032
Libéria	Saint-Paul	A l'étude	Hydro	HYDRO	360-585	>2030

Tableau 3: Investissements centrales hydroélectriques sur le long terme

Ces projets sont sélectionnés dans l'actuel plan directeur au vu de leur intérêt économique, mais également pour leur capacité à compenser la variabilité des énergies renouvelables (solaires et éoliennes).

Néanmoins, il faut encore mentionner que les deux raisons énoncées ci-dessus (à savoir les raisons économiques et d'intégration du renouvelable) ne sont pas les seules justifiant les investissements dans les centrales hydroélectriques. Dès lors, certains projets qui ne sortent pas de la présente optimisation, et qui, dès lors, n'ont pas de vocation régionale, pourraient néanmoins être développés pour d'autres usages (comme l'irrigation par exemple).

2.5.2. Vers un réseau toujours plus maillé

Les projets potentiels identifiés dans la technologie solaire photovoltaïque dans les régions nord de l'EEEOA ainsi que le développement du potentiel hydro à l'ouest de la région (essentiellement autour de la Guinée) rendent encore plus flagrants les différences de coûts marginaux au milieu de la journée à 12h, comme l'on peut s'en apercevoir sur la figure ci-dessous.

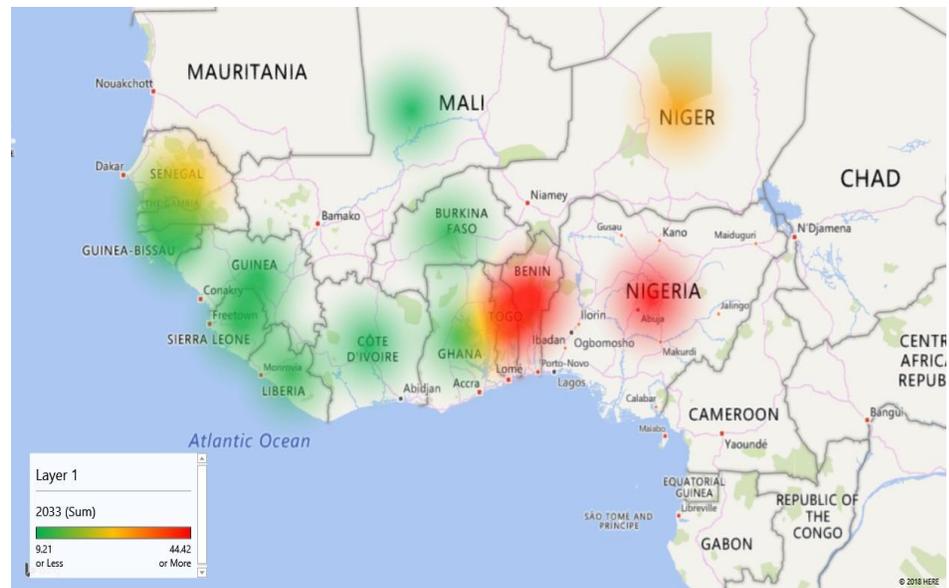


Figure 18: Coûts marginaux moyens à 12h à l'issue de l'étude (2033)

On observe effectivement que l'ouest et le nord de la région sont caractérisés par les coûts marginaux les plus faibles à midi, étant donné l'abondance de ressources solaires et hydro.

A l'ouest de la région, ce sont principalement les ressources hydroélectriques qui sont utilisées, principalement en Guinée, au Sierra Leone, au Libéria et au Mali. Il est intéressant que ces ressources soient partagées via les réseaux OMVS, OMVG et CLSG.

L'est de la région est quant à lui caractérisé par des coûts marginaux plus importants, notamment au Nigéria où les centrales thermiques au gaz tournent en base. Il existe donc un intérêt économique à exporter l'électricité peu chère générée dans les pays au nord (Burkina Faso et Niger) et à l'ouest (Côte d'Ivoire et Ghana) vers le Nigéria, en passant par le Togo et le Bénin.

Cela renforce le constat, qui avait été fait à moyen terme, selon lequel il est essentiel de développer le réseau dans cette partie est de la région afin de pouvoir transférer l'énergie des pays du nord et de l'ouest vers le Nigéria (en passant par le Togo et le Bénin).

Lors de la pointe du soir (à 21h), la situation est pratiquement inversée (voir figure ci-dessous). On constate en effet que les pays du Nord qui utilisaient principalement l'énergie solaire (comme le Mali, le Burkina Faso et le Niger) font désormais face à des coûts marginaux beaucoup plus importants. Ces pays vont donc désormais importer principalement depuis les pays qui disposent de ressources gazières (le Nigéria, le Ghana, la Côte d'Ivoire et le Sénégal) ou hydroélectriques (la Guinée principalement).

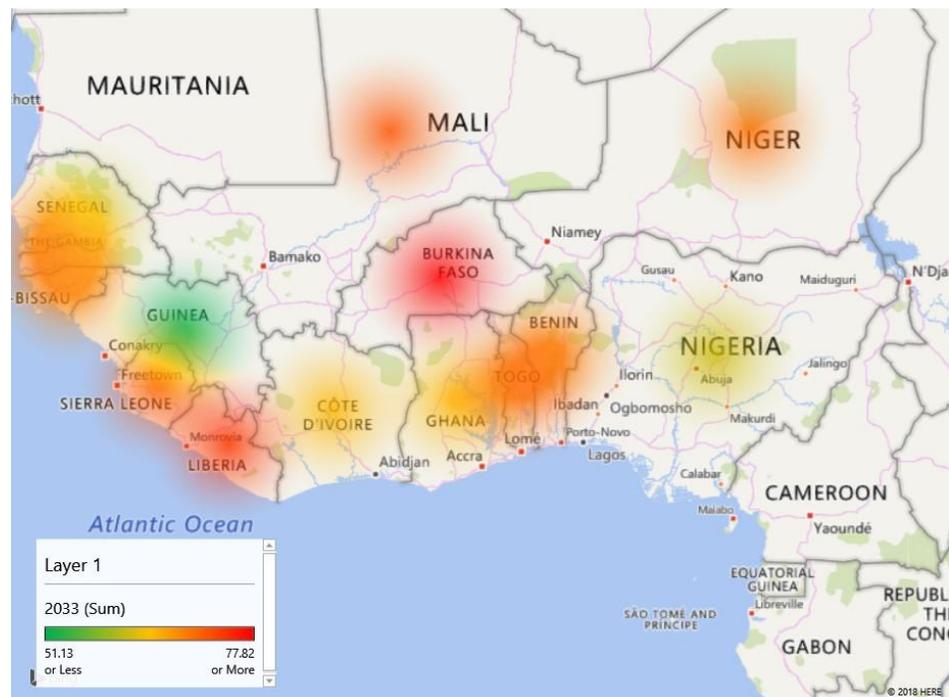


Figure 19: Coûts marginaux moyens à 21h à l'issue de l'étude (2033)

2.5.3. Flexibilité et Fiabilité les enjeux à long-terme

Le plan directeur est réalisé dans le but d'amener l'espérance de perte de charge (LOLE⁸) à 24 heures par an dans l'ensemble de la région à l'horizon de l'étude en 2033, tout en considérant un système interconnecté où le soutien mutuel est possible pour compenser le manque de génération dans un pays donné.

Le LOLE est un critère probabiliste qui indique le nombre prévu d'heures dans une année au cours desquelles la demande dépasse la capacité de production disponible, entraînant l'incapacité à fournir la totalité de la charge sans mesures d'atténuation.

⁸ Loss of load expectation

Ce critère a été intégré dans les simulations. Il en résulte que des investissements supplémentaires doivent être réalisés dans des unités thermiques essentiellement à partir de 2030. Cela explique notamment pourquoi les investissements dans les centrales gaz sont proportionnellement plus importants sur l'horizon de long terme par rapport aux autres horizons, comme cela a été mentionné au début de la présente section. Ces investissements sont repris en en annexe.

En ce qui concerne les cycles combinés, le Nigeria en comptabilise 9000 MW. Un projet CC de 369 MW sort également en Côte d'Ivoire à Songon. Enfin, il est recommandé au Sénégal de continuer son développement de centrales à cycle combiné à concurrence de 900 MW sur le long terme.

A côté de ces projets de cycles combinés, on constate que le plan directeur production prévoit également le développement de turbines à gaz en cycle ouvert, notamment au Nigeria pour 3500 MW, au Ghana pour 300 MW et en Côte d'Ivoire pour 300 MW. Ces investissements sont nécessaires pour des raisons de flexibilité, mais aussi pour des raisons de fiabilité, afin de pouvoir garantir le respect du LOLE de 24h/an.

Enfin, il faut encore mentionner que, pour ces mêmes raisons de flexibilité et de fiabilité, mais aussi pour des raisons de sécurité d'approvisionnement, il est recommandé aux pays ne disposant pas de ressources gazières de développer des cycles combinés de petite taille (typiquement 60 MW). Ceux-ci sont repris dans le tableau détaillé du plan directeur production en annexe A de ce document.

Tous ces investissements supplémentaires en unités thermiques expliquent pourquoi les coûts marginaux restent stables autour de 49 USD/MWh sur la période de long terme considérée, de 2030 à 2033.

Par ailleurs, le stockage par batterie devra jouer un rôle majeur dans l'amélioration de la flexibilité et l'accroissement de la sécurité d'approvisionnement de la sous-région. Compte tenu de l'évolution attendue du coût des technologies de stockage, les batteries pourraient supplanter une partie des investissements dans les turbines à gaz à l'horizon de l'étude.

2.6. Synthèse

Du point de vue de la capacité installée, pour satisfaire la pointe de demande de 2033 (50.8 GW), les centrales thermiques devront atteindre 45.4 GW à l'horizon 2033, et les centrales hydroélectriques couvriront 12.8 GW.

Afin de réduire les coûts de l'énergie électrique et de réduire l'empreinte écologique du secteur, des projets renouvelables (solaire et éolien) potentiels ont été identifiés et recommandés pour une capacité totale atteignant 37.5 GW. Les simulations réalisées dans le plan directeur transport au chapitre 3 ci-dessous ont validé l'intégration technique de 12.1 GW de ces projets renouvelables intermittents au terme de l'étude. Le développement des 25.4 GW additionnels (pour couvrir les 37.5 GW) pourra être porté par les pays et nécessitera donc des études techniques supplémentaires.

Du point de vue du mix énergétique, la technologie solaire photovoltaïque représenterait 17 % de l'énergie produite à l'horizon de l'étude si l'ensemble des projets potentiels était effectivement exploités. La part importante du gaz naturel dans le mix énergétique apparaît clairement également sur la Figure 20, ce gaz remplaçant le HFO et le DDO à l'horizon de l'étude. Enfin, on constate que la part de l'hydroélectricité dans le mix énergétique, après avoir augmenté à moyen terme, décroît finalement au terme de l'étude, compte tenu du fait que tous les projets économiquement intéressants ont été mis en œuvre.

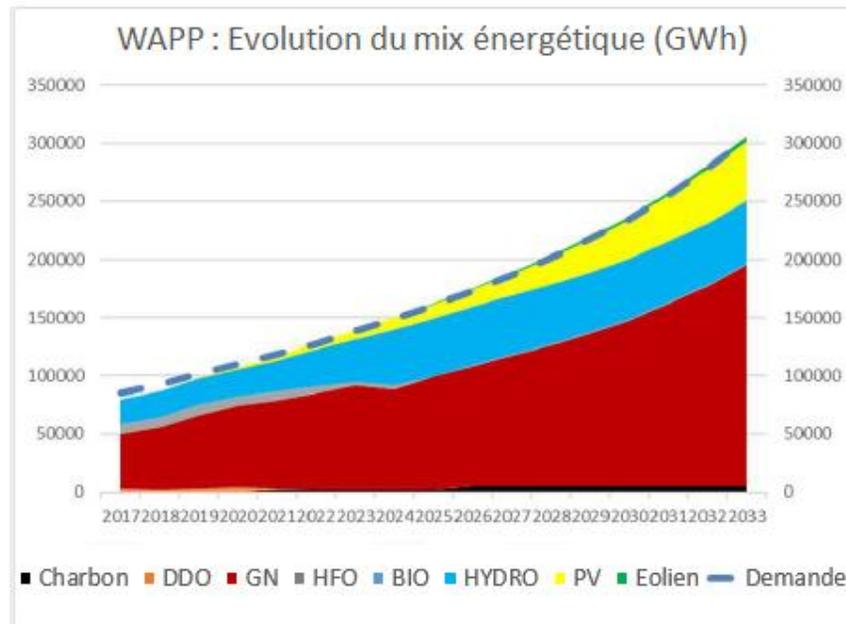


Figure 20: Evolution du mix énergétique (en GWh) , prenant en compte l'ensemble des projets solaires potentiels identifiés

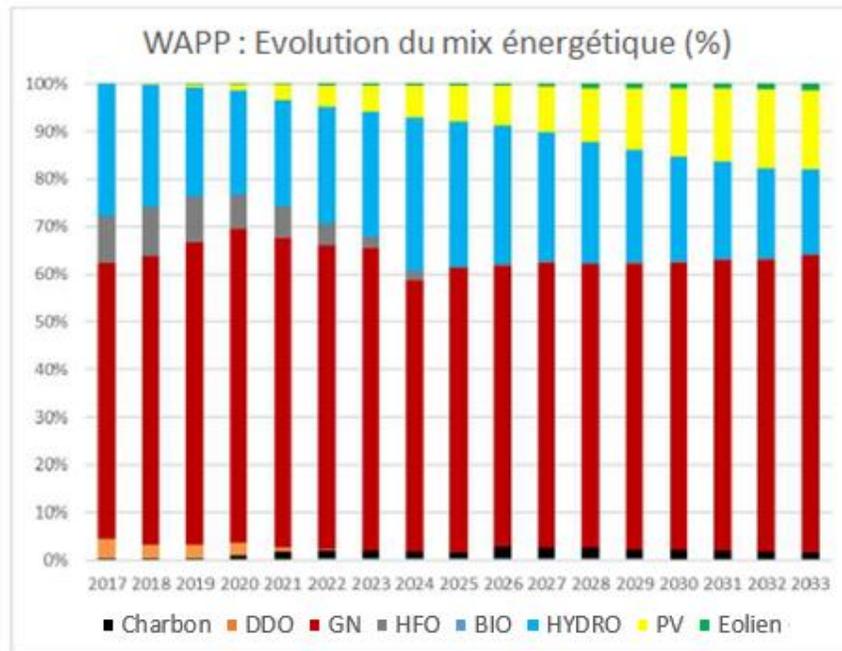


Figure 21: Evolution du mix énergétique (en %), prenant en compte l'ensemble des projets solaires potentiels identifiés

3. PLAN DIRECTEUR TRANSPORT

L'objectif de ce chapitre est de présenter le réseau de transport et son évolution au cours de la période d'étude 2018 - 2033. Cette analyse technique suit directement l'analyse économique et a pour objectif de valider que les résultats économiques sont techniquement réalisables au cours de la période d'étude.

Cette faisabilité technique sera étudiée sur 3 horizons différents (sélectionnés avec les États membres lors de la réunion du projet en mai 2018) ; respectivement 2022, 2025 et 2033. Différents scénarios seront évalués au cours de ces différentes années cibles afin de tester le système et d'évaluer ses limites. Des analyses statiques seront effectuées pour les trois années cibles et des analyses dynamiques seront réalisées pour les deux premières années-cibles.

L'horizon temporel de 2022, qui comprend principalement des projets de production et de transport décidés, sera étudié. L'objectif principal de cette année d'étude est d'analyser et d'identifier les points les plus faibles du réseau afin d'interconnecter ensemble les différentes zones qui ne sont actuellement pas synchronisées. Les conclusions de ces analyses serviront de base aux investissements prioritaires qui devraient être réalisés afin de synchroniser la région en respectant les contraintes de sécurité.

L'objectif de l'étude de l'année 2025 est de vérifier que les échanges économiques prévus par l'optimisation sont réalisables sur le plan technique et de résoudre les points faibles identifiés lors de l'étude de l'année 2022 afin de créer un réseau qui peut opérer sainement sous la condition N-1.

Enfin, l'année 2033 sera étudiée afin de déterminer les besoins de renforcement attendus à long terme qui satisferont les échanges économiques et le niveau d'intégration renouvelables découlant de l'analyse économique. La structure du réseau de référence de 2033 a été construite sur base de :

- Pour le réseau national : les informations extraites des plans directeurs ainsi que les informations collectées au cours de la phase de collecte des données;
- Pour le renforcement des interconnexions, l'étude économique a évalué la taille optimale des capacités de transfert entre les différentes zones.

Ce chapitre décrit d'abord la méthodologie adoptée et les hypothèses adoptées lors la modélisation du réseau EEEOA. Les différents scénarios et les résultats des différentes analyses sont ensuite expliqués dans le reste du chapitre et les différentes priorités d'investissement sont détaillées.

3.1. Méthodologie

3.1.1. Analyses statiques

L'objectif de l'analyse statique est de visualiser les flux sur les lignes et les tensions dans toutes les sous-stations du réseau interconnecté. Sur base des résultats de l'écoulement de charge, les renforts nécessaires peuvent être effectués afin de satisfaire au mieux les contraintes opérationnelles.

Les critères de sécurité N-1 sont appliqués à partir de l'année d'étude 2025. Les limites opérationnelles autorisées en situation normale (N) et en situation de contingence simple (N-1) sont indiquées dans le tableau suivant. La liste des contingences analysées concerne tous les équipements de niveaux de tension supérieur et égal à 225 kV.

Charge maximale des éléments du réseau de transport

Élément	État N (Situation normale)	État N-1 (Situation sous contingence)
	% puissance nominale	% puissance nominale
Lignes	100%	110%
Transformateurs	100%	120%
Tensions	± 5	± 10

Tableau 4: Limites opérationnelles

3.1.1.1. CRÉATION DU MODÈLE RÉSEAU

Le modèle du réseau haute tension a été construit à partir de la situation existante (2017) qui a été validée avec chaque pays lors de l'atelier dédié.

L'objectif du plan directeur de l'EEEOA est d'identifier, au niveau régional, les besoins de renforcement et de challenger les réseaux de haute tension existants de chaque pays contre les interactions qui pourraient apparaître entre les pays. Pour cette raison, seuls les éléments et les niveaux de tension du réseau étant maillés et pouvant être directement impactés par l'interconnexion des pays d'Afrique de l'Ouest ont été modélisés.

Le Tableau 5 ci-dessous résume les niveaux de tension qui ont été modélisés pour chaque pays. L'image ci-dessous montre un exemple typique de la modélisation qui a été faite. Le réseau à haute tension (en rouge dans l'exemple) a été modélisé ainsi que le niveau de tension du réseau maillé (vert dans l'exemple) qui peut être affecté lors d'échanges d'énergie au niveau régional. La charge est connectée au niveau de basse tension derrière des transformateurs de distribution.

Le modèle d'écoulement de charge complet tel qu'il a été développé est représenté à la Figure 23 où la partie supérieure représente la partie occidentale du EEEOA et la partie inférieure représente la partie orientale. Il est clair que ces deux réseaux sont interconnectés sous un seul modèle synchrone dans les études qui ont été effectuées.

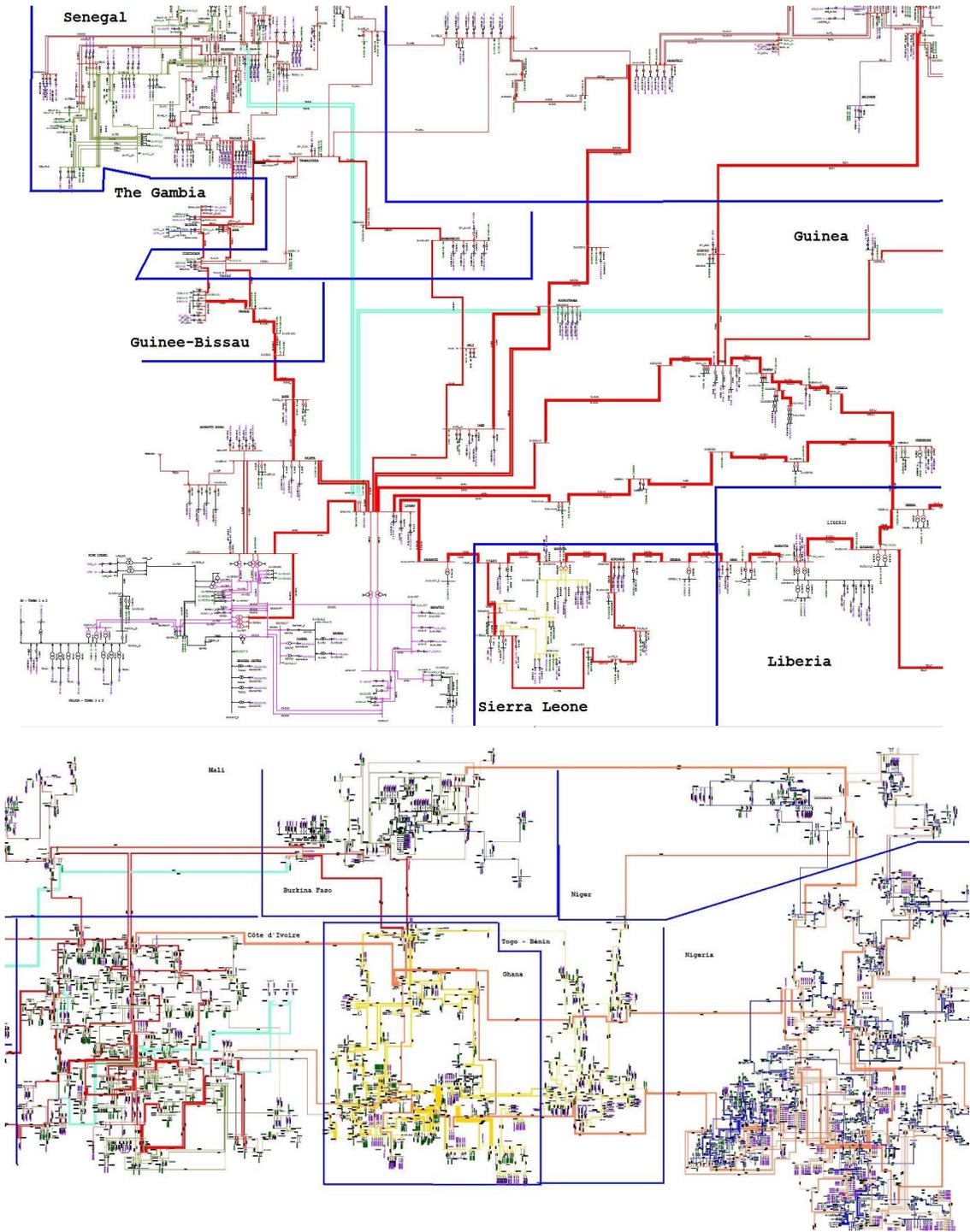


Figure 23: Schéma unifilaire de la région de l'EEEOA

Version finale

3.1.1.2. CHARGE

Le niveau de charge modélisé est basé sur les résultats de la prévision de la demande présentée dans le Tome 2.

Le facteur de puissance modélisé dans le modèle du réseau existant (2017) a été utilisé pour les années suivantes et maintenu constant jusqu'en 2025. La charge avec un facteur de puissance inférieur à 0,9 a toutefois été élevée à 0,9 en 2033. Pour cette année d'étude de 2033, le facteur de puissance du Nigeria a été adapté à 0,95 conformément au plan directeur TCN.

Pour chaque pays, les plans directeurs nationaux ont été utilisés lorsque ceux-ci ont été mis à disposition afin d'évaluer la répartition des charges futures sur les postes du réseau haute tension.

3.1.1.3. GÉNÉRATION

Chaque unité de production est modélisée derrière son transformateur élévateur, comme illustré à la Figure 24.

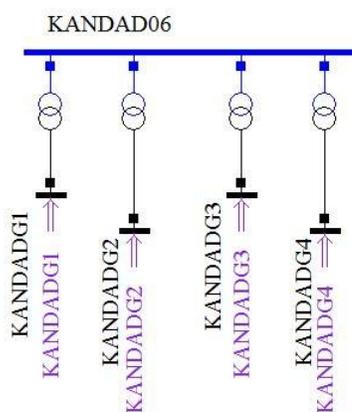


Figure 24: Modèle de connexion des générateurs

La modélisation des nouvelles centrales a été réalisée en supposant que les machines tournantes (centrales hydro-électriques, unités thermiques, biomasse) ont un $\text{Cos}\phi$ (facteur de puissance) de 0,85 en production de puissance réactive et $\text{Cos}\phi$ de 0,95 en absorption. Le transformateur élévateur est modélisé avec une puissance apparente de la taille de l'unité connectée.

La génération renouvelable comme les éoliennes et les panneaux photovoltaïques sont modélisés avec un $\text{Cos}\phi$ de 0,95 en absorption et en production de puissance réactive. Il est supposé que les nouvelles technologies à ce jour permettent de telles gamme de puissance réactive et les capacités nouvellement construites devraient être équipés de technologies permettant d'atteindre ces spécificités.

3.1.1.4. TRANSPORT

Les nouvelles lignes de transport sont modélisées en utilisant les mêmes paramètres (par kilomètre) que les lignes similaires récemment construites dans le pays ou la région d'intérêt.

3.1.2. Analyses dynamiques

L'objectif des analyses dynamiques est d'évaluer les marges de stabilité du système pour assurer la sécurité de son fonctionnement synchrone. Les résultats de l'analyse statique sont pris comme input des études dynamiques. Les analyses effectuées sont les suivantes :

- **Analyse de stabilité en petits signaux** : visant à évaluer la réponse du système à de petites variations de puissance typiques du fonctionnement normal, telles que la commutation des disjoncteurs et la variation des charges. Le résultat de l'analyse mettra en évidence les oscillations de puissance insuffisamment amorties qui pourraient compromettre la stabilité du système.
- **Analyse de sécurité dynamique** : visant à évaluer la capacité du système à supporter des transitoires électriques et à récupérer un point de fonctionnement durable. Cette analyse peut être considérée comme une extension des critères de sécurité N-1. Suite à la perte de plusieurs éléments clés du réseau de transmission, la stabilité transitoire et de tension du système sera évaluée.
- **Analyse de la stabilité en fréquence** : visant à évaluer la capacité du système à supporter des transitoires impliquant des déséquilibres de puissance et à stabiliser la fréquence du système sans activer des mesures défensives. Dans cette analyse, la réponse inertielle et primaire du système est testée.

La description du modèle dynamique est présentée dans en Annexe. La méthodologie de chaque étude est détaillée en Annexe

3.2. Plan de développement à court terme - 2022

3.2.1. Vers un système interconnecté

Le réseau électrique ouest-africain étant actuellement exploité entre plusieurs blocs différents, les échanges entre pays sont actuellement limités au partage des ressources entre un pays et ses voisins proches. Ce partage des ressources nécessite que des **lignes de transport à haute tension** soient construites entre les pays afin de permettre le partage des ressources de la partie la plus orientale de la région à la partie la plus occidentale (du Nigeria au Sénégal) et ainsi permettre le fonctionnement du réseau électrique ouest-africain en **un seul réseau synchrone**.

Actuellement, au 1^{er} janvier 2018, les différents blocs synchrones sont opérées comme suit :

- Bloc A : Burkina Faso, Ghana, Côte d'Ivoire, une partie du Mali (jusqu'à Bamako) et une partie du réseau du Togo/Bénin.
- Bloc B : Sénégal, Mauritanie et une partie du Mali (jusqu'à Bamako)
- Bloc C : Nigeria, Niger et partie du Togo/Bénin
- Les autres pays de l'EEEOA ne sont pas connectés entre eux par le réseau haute tension (HV) et fonctionnent de manière isolée. Ces pays sont la Guinée, la Guinée-Bissau, la Gambie, le Libéria et la Sierra Leone.

À court terme, ces trois blocs asynchrones doivent être interconnectés afin de fonctionner sous un système interconnecté synchrone. En outre, les pays actuellement isolés seront connectés à la zone synchrone unique, ce qui leur permettra de partager et de profiter des ressources de leurs pays voisins.

Actuellement, les trois blocs existants qui sont exploitées de façon asynchrone sont exploitées de cette manière en raison de problèmes techniques et de stabilité. En réalité, les lignes d'interconnexion sont construites et disponibles, mais la nature actuellement instable du réseau électrique ne permet pas d'opérer sous une seule région synchrone.

À court terme, l'objectif d'opérer le réseau en une région synchrone est principalement lié à la stabilité du système. Afin d'augmenter la stabilité du système et d'atteindre un fonctionnement sûr d'une zone synchrone unique, la mise en service de nouvelles lignes d'interconnexion est primordiale. Deuxièmement, l'importance du CIC (Centre d'Information et de Coordination) est ici mise en avant en raison de ses différents rôles afin d'exploiter un réseau interconnecté. Ces deux aspects sont manifestement une nécessité à l'horizon court terme et devraient être une priorité afin d'exploiter le réseau de l'EEEOA de façon synchrone.

En termes de stabilité, l'opération du système synchrone de l'EEEOA sera le plus difficile dans ses premières années de fonctionnement. Le réseau présente de longues distances, des topologies différentes et quelques frontières faiblement interconnectées, généralement à l'interface entre les blocs synchrones actuels.

Les principaux problèmes de stabilité ont été détectés aux interfaces entre les blocs synchrones existants, en particulier :

- Le système de l'EEEOA interconnecté sera soumis à des **modes interzonaux** (grands groupes d'unités de production oscillant en opposition les uns aux autres après de petites perturbations sur le réseau) en raison de longues distances. L'étude récemment finalisée "WAPP Synchronization Study" a déjà recommandé l'installation de PSS supplémentaires mais cette mesure devrait être étendue avant la synchronisation de l'ensemble du système de l'EEEOA avec un réglage spécifique pour amortir les oscillations interzonales. En particulier, un mode interzonal dangereux a été détecté entre le bloc synchrone C et le reste de l'EEEOA.
- L'interface entre les blocs C et B n'est pas sécurisée. La stabilité de l'ensemble du système est compromise lors de la perte d'une des lignes. Un schéma spécial de protection (SPS) est recommandé afin d'opérer le réseau en toute sécurité compte tenu des échanges économiques prévus entre le Nigéria et le reste du EEEOA.
- L'interface entre les blocs A et B n'est pas sécurisée car elle est composée d'uniquement deux lignes de transport à simple terre. La stabilité de l'ensemble du système est compromise chaque fois que l'une des lignes est défaillante. Un ensemble minimum de renforts est proposé pour sécuriser l'interface.
- Le support de tension est insuffisant dans différentes zones du système de l'EEEOA. Une fois synchronisées, les instabilités de tension peuvent facilement évoluer dans des problèmes de stabilité pour l'ensemble du système. Les zones les plus problématiques ont été identifiées et des mesures correctives ont été proposées.

Les problèmes identifiés dans les études statiques et dynamiques sont représentés dans la figure ci-dessous.

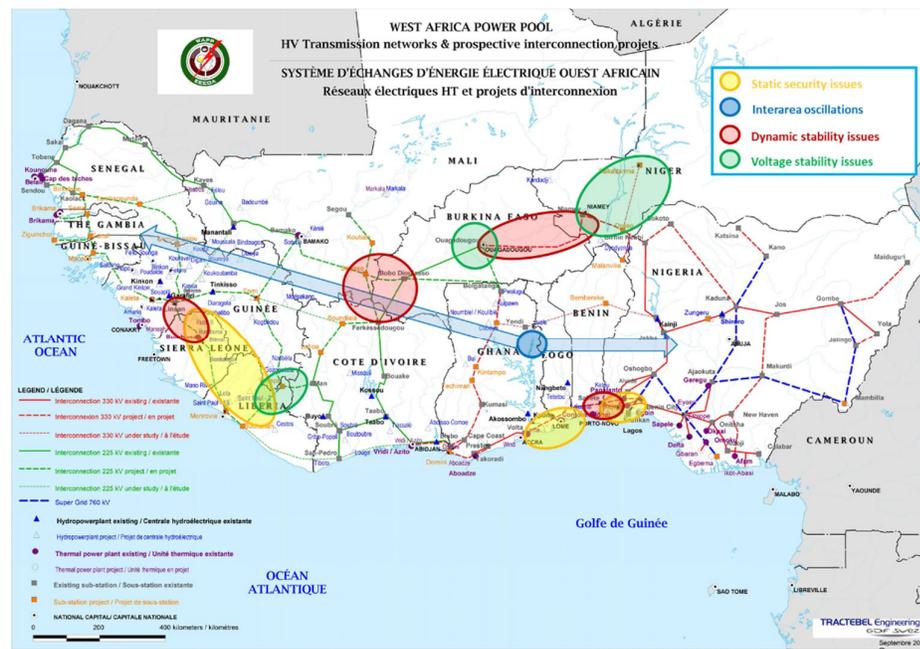


Figure 25: Points critiques du réseau de transport au moyen terme - 2022

3.2.2. Modélisation du réseau de l'EEEOA - 2022

Les hypothèses et les informations utilisées pour créer le modèle 2022 du EEEOA sont décrites dans les sections qui suivent.

3.2.2.1. PROJETS D'INTERCONNEXION DÉCIDÉS

Le modèle du réseau existant a été pris comme point de départ afin de créer le modèle 2022 du réseau EEEOA.

A l'horizon court terme de 2022, les interconnexions suivantes, indiquées dans le Tableau 6, sont décidées et seront considérées comme mises en service. Ces lignes d'interconnexion sont considérées comme construites et entièrement opérationnelles en 2022. De cette manière, le bloc A sera connectée au bloc C par la mise en service de la ligne Sakete (Bénin) – Davié (Togo) – Volta (Ghana) 330 kV et de la Dorsale Nord (Nigéria – Niger – Burkina). La mise en service de la ligne OMVG et de la ligne Guinée – Mali interconnectera la Guinée au Mali et les blocs A et B. En outre, cette interconnexion entre la Guinée et le Mali créera un lien direct avec le projet de ligne « CLSG ». Les pays isolés comme le Sierra Leone et le Libéria seront reliés par le premier circuit de la ligne CLSG. Il en est de même pour la Gambie et la Guinée Bissau qui seront connecté par la ligne OMVG.

Pays	Interconnexion HT	Niveau de tension [kV]	Puissance nominale [MVA]	Année de mise en service	Longueur [km]	Simple (SC) / double terne (DC)
CI-LI-SL-GU	CLSG	225	330	2020	1303	DC
GH-BU	Bolgatanga-Ouagadougou	225	330	2018	198	SC
GH-TO	Volta-Davié (Lomé)	330	1000	2019	340	SC
TO-BN	Davié-Sakete	330	1000	2019		SC
BU-NR-NI-BN	Dorsale Nord	330	777	2022	832	DC
SE-GA-GB-GU	OMVG	225	330	2020	1677	SC
MA-SE	Kayes-Tambacounda	225	330	2020	288	DC
SE-MAU	Noukchott-Tobene	225	330	2020	425	DC
MA-MAU	Kayes-Kiffa	225	330	2021	420	DC
TO-BN	Porga-Dapaong	161	178	2022	83	SC
TO-GH	Dapaong – Bawku	161	178	2022	53	SC
GU-MA	N'Zérékoré – FOMI – Bamako	225	330	2022	1074	DC

Tableau 6 : Interconnexions décidées (après 2017)

3.2.2.2. RENFORCEMENTS NATIONAUX

En plus de ces interconnexions, les éléments ajoutés au modèle existant afin de créer le réseau 2022 sont résumés par pays en Annexe B. Ces renforcements sont fondés sur les plans directeurs nationaux et régionaux et sur base des informations collectées lors de l'atelier de validation du modèle existant. Il convient de noter que la plupart de ces projets nationaux ont été considérés comme décidés et n'ont pas fait l'objet d'une optimisation en raison de l'horizon à court terme de 2022 et de la vision régionale de ce plan directeur.

3.2.2.3. DÉFINITION DES SCÉNARIOS – ANNÉE CIBLE 2022

Les niveaux de demande qui ont été modélisés dans les différents scénarios étudiés pour 2022 sont détaillés dans le paragraphe suivant.

Pour l'année cible 2022, deux scénarios différents ont été analysés :

- La pointe du soir asynchrone
- Le creux synchrone sous pénétration renouvelable maximale

Dans le scénario de pointe, la charge modélisée correspond à **charge de pointe annuelle asynchrone** de chaque pays. Ce scénario dans lequel chaque pays observe sa pointe de charge en même temps est une façon conservatrice d'analyser les besoins de renfort sur le réseau interconnecté. Ce niveau de charge est présenté dans le Tableau 7. Le facteur de charge convenu dans le modèle existant (2017) a été conservé pour cette année d'étude.

Pays	Pointe de charge 2022
Bénin	359 MW
Burkina Faso	471 MW
Côte d'Ivoire	2013 MW
Gambie	140 MW
Ghana	3217 MW
Guinée	551 MW
Guinée Bissau	105 MW
Libéria	166 MW
Mali	680 MW
Niger	430 MW
Nigéria	11500 MW
Sénégal	944 MW
Sierra Leone	428 MW
Togo	328 MW
Total	21331 MW

Tableau 7: Niveau de charge- Pointe asynchrone 2022

Le niveau de charge modélisé dans le scénario de creux est tel qu'illustré dans le Tableau 8. Ce niveau de charge correspond au niveau de **creux de charge synchrone annuel**.

Pays	Creux de charge 2022	Pourcentage de la pointe (%)
Bénin	165 MW	46%
Burkina	269 MW	57%
Côte d'Ivoire	1047 MW	52%
Gambie	62 MW	44%
Ghana	2155 MW	67%
Guinée	242 MW	44%
Guinée Bissau	46 MW	44%
Libéria	73 MW	44%
Mali	415 MW	61%
Niger	228 MW	53%

Version finale

Pays	Creux de charge 2022	Pourcentage de la pointe (%)
Nigeria	5980 MW	52%
Sénégal	548 MW	58%
Sierra Leone	188 MW	44%
Togo	151 MW	46%
Total	11568 MW	51%

Tableau 8: Niveau de charge - Creux 2022

3.2.2.4. COMPENSATION DE L'INTERCONNEXION DORSALE NORD

Le système de compensation du projet Dorsale Nord a été revu récemment. En plus de la compensation shunt déjà prévue et incluse dans le modèle, une compensation en série pourrait être ajoutée sur la ligne. Cette compensation en série n'est pas incluse dans le modèle d'étude. Toutefois, il convient de noter que cela pourrait avoir une incidence sur le transfert maximal de puissance entre le Niger / Nigéria et l'EEEOA et sur les moyens nécessaires en termes de contrôle de la tension, sans toutefois modifier les résultats de cette étude de planification régionale.

3.2.3. Études statiques

Cette section présente les résultats des simulations pour les différents scénarios qui ont été testés en 2022. Le bilan de chaque pays est présenté ainsi que la répartition de la génération et les résultats pour chaque scénario. Une attention particulière sera donnée ici à l'analyse de la synchronisation de l'EEEOA en 2022 et les investissements nécessaires afin de permettre le fonctionnement du réseau interconnecté de façon stable.

3.2.3.1. POINTE ASYNCHRONE - 2022

Dans ce scénario, il est considéré qu'aucune énergie renouvelable n'est produite par les parcs photovoltaïques du fait que la pointe apparaît pendant les heures du soir. Cet aspect est représenté à la Figure 26.

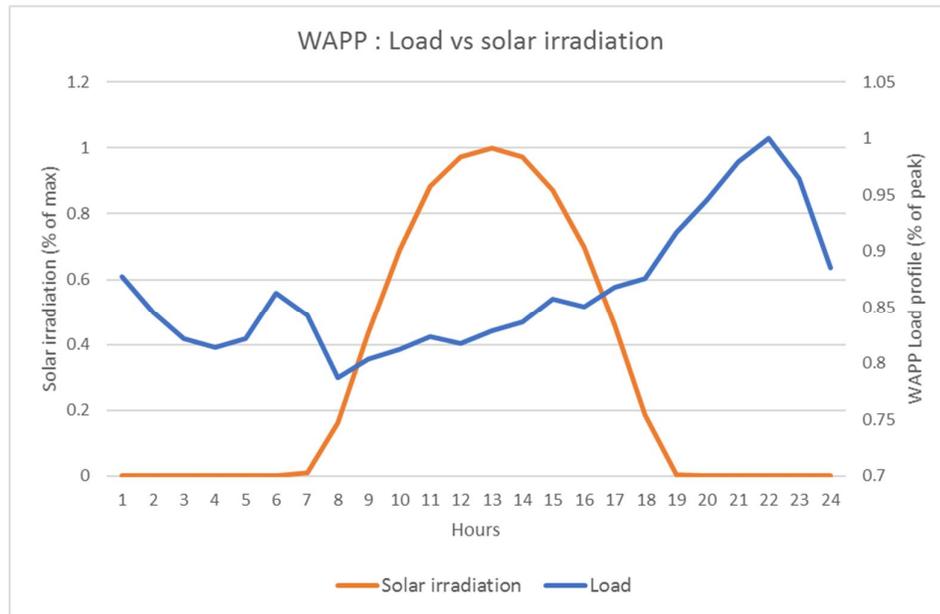


Figure 26: Pointe de charge vs courbe d'irradiation solaire

Les unités de production disponibles ainsi que la répartition de production à la pointe sont basées sur les résultats de l'analyse économique. Les bilans des pays qui sont représentés dans le Tableau 9 sont une conséquence directe des résultats de l'analyse économique. Dans ce scénario de pointe, similairement à l'énergie solaire, l'énergie éolienne est également supposée être inexistante. En outre, on suppose que les centrales hydro-électriques sont opérées à leur capacité maximale.

Pays	Bilan à la pointe
Burkina	-361 MW
Côte d'Ivoire	141 MW
Gambie	-28 MW
Ghana	21 MW
Guinée	464 MW
Guinée Bissau	-62 MW
Libéria	-84 MW
Mali	-60 MW
Niger	-62 MW
Nigeria	663 MW
Sénégal	-91 MW
Sierra Leone	-299 MW
Togo-Bénin	-229 MW

Tableau 9: Bilans des pays – Pointe asynchrone 2022

Nom de la ligne	Niveau de tension (kV)	Pays du nœud d'origine	Pays du nœud receveur	Flux de puissance active (MW)	Chargement – courant (%)
Ikeja West_330-Sakete_330-1	330	NI	TB	302.6	52.9
Goroubanda_330-Ouaga Est_330-1	330	NR	BU	140.7	44.4
Goroubanda_330-Ouaga Est_330-2	330	NR	BU	140.7	44.4
Birnin Kebbi_330-Zabori_330-1	330	NI	NR	129	40.7
Birnin Kebbi_330-Zabori_330-2	330	NI	NR	129	40.7
Linsan_225-Kamakwie_225-1	225	GU	SL	117.4	34.5
Linsan_225-Kamakwie_225-2	225	GU	SL	117.4	34.5
Kayes_225-Bakel_225-1	225	MA	SE	95.4	37.4
Katsina_132-Gazaou_132-1	132	NI	NR	78.5	85.2
Boke_225-Salthinho_225-1	225	GU	GB	73.2	22.2
Siguiri_225-Sanakoroba_225-1	225	GU	MA	66.6	20.7
Siguiri_225-Sanakoroba_225-2	225	GU	MA	66.6	20.7
Man_225-Yekepa_225-1	225	CI	LI	56.4	18.5
Man_225-Yekepa_225-2	225	CI	LI	56.4	18.5
Bolgatanga_330-Bobo_330-1	330	GH	BU	53.5	11.3
Bolgatanga_330-Bobo_330-2	330	GH	BU	53.5	11.3
Davié_330-Dawa_330-1	330	TB	GH	49.2	5.6
Tanaf_225-Soma_225-1	225	SE	GA	30.3	9.1
Mano_225-Kenema_225-1	225	LI	SL	30.1	8.8
Mano_225-Kenema_225-2	225	LI	SL	30.1	8.8
Birnin Kebbi_132-Dosso_132-1	132	NI	NR	28.1	30.8
Cinkassé_161-Bawku_161-1	161	TB	GH	27.6	16.5
Mansoa_225-Tanaf_225-1	225	GB	SE	27.5	11.3
Zabori_330-Malanville_330-1	330	NR	TB	24.1	7.4
Lomé (Aflao) 1_161-Aflao Ghana_161-1	161	TB	GH	19.9	29.3
Bobo_330-Sikasso_330-1	330	BU	MA	17.8	2.5
Bobo_330-Sikasso_330-2	330	BU	MA	17.8	2.5
N'Zérékore_225-Yekepa_225-1	225	GU	LI	13.9	4.3
N'Zérékore_225-Yekepa_225-2	225	GU	LI	13.9	4.3
Kayes_225-Tambacounda_225-1	225	MA	SE	11.7	6.5
Kayes_225-Tambacounda_225-2	225	MA	SE	11.7	6.5
Ferkéssédougou_225-Sikasso_225-1	225	CI	MA	11.2	3.4
Ferkéssédougou_225-Kodeni_225-1	225	CI	BU	10.9	3.5
Asiekpe PST_161-Lomé (Aflao) 1_161-1	161	GH	TB	3.1	17.7
Soma_225-Kaolack_225-1	225	GA	SE	2.4	3.9
Mali_225-Sambangalou_225-1	225	GU	SE	2.4	2.3
Bolgatanga_225-Ouaga Sud_225-1	225	GH	BU	1.9	7.6
Elubo_225-Bingerville_225-1	225	GH	CI	1.7	10.2

Tableau 10: Flux aux interconnexion – Pointe asynchrone 2022

Version finale

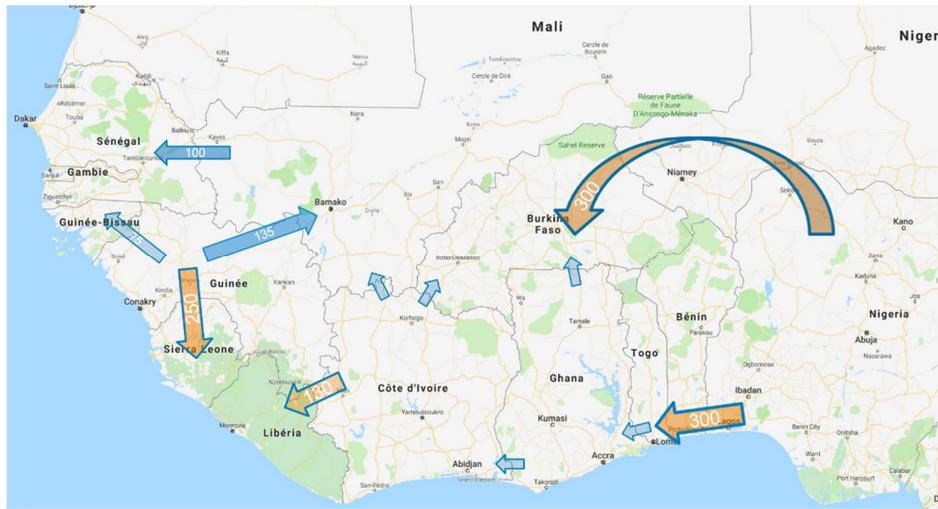


Figure 27: Visualisation des flux de puissance active – Pointe asynchrone 2022

Sur base des simulations d'écoulement de charge à la pointe, on observe que les flux est-ouest sont significatifs en raison de l'importance des exportations du Nigeria. La majeure partie de la puissance exportée du Nigeria étant envoyée aux pays importateurs du Togo, du Bénin et du Burkina, la Dorsale Nord et l'interconnexion Ikeja Ouest – Sakete sont tous deux chargés à environ 50% de leur capacité thermique.

Dans la partie ouest de la région, le pays exportateur qu'est la Guinée envoie principalement sa puissance par l'intermédiaire de la ligne CLSG vers le Sierra Leone et le Libéria qui manquent de capacités de production pour satisfaire leur pointe de charge de manière économique.

Une observation générale faite est que la plupart des lignes d'interconnexions ne sont pas très chargées à la pointe de charge 2022, ce qui donne la place à de plus grands échanges entre les pays en cas de situations d'urgence ou de scénarios peu probables. Il faut remarquer que les simulations dynamiques présentées dans la section suivante soulignent d'autres limitations dues aux limites de stabilité et que les conclusions en sont fort différentes.

Il a été observé que les tensions au Niger ne peuvent pas être maintenues dans leurs limites opérationnelles dans la partie est où de longues lignes de 132 kV sont présentes. L'augmentation de la charge dans cette région crée une chute de tension à Zinder qui est en deçà de la limite de 0,95 p.u. A cet horizon court terme, ces problèmes de tension ont été résolus par l'ajout de bancs de condensateurs dans les zones connectées de façon radiale par de longues lignes de 132 kV.

Compte tenu du peu d'années d'ici 2022 et le nombre de lignes déjà décidées et nécessitant d'être construites, l'application du critère N-1 n'est pas réaliste et n'a pas été appliquée au réseau 2022. La liste des équipements problématiques sous contingence simple (N-1) est présentée ci-dessous. Seules les contingences et surcharges ayant un intérêt régional sont indiquées dans le tableau ci-dessous. Ces faiblesses identifiées sont analysées et détaillées dans l'analyse dynamique (section suivante).

Contingence	Surcharge
CLSG	Effondrement de tension à l'extrémité qui est devenu radialement connecté
Ikeja Ouest 330 kV – Sakete 330 kV-1	Effondrement de tension dans la région de Lagos
Volta 330 kV – Asogli 330 kV-1	Surcharge du double circuit Davié – Lomé 161 kV
Ouaga sud est 225 kV – Ouaga Sud 225 kV-1	Surcharge de la ligne Patte D'Oie - Ouaga sud est 132 kV

Tableau 11: Liste des contingences simples problématiques – Pointe 2022



Figure 28: Contingence ne respectant pas le critère N-1-2022 scénario de pointe asynchrone statique

3.2.3.2. SYNCHRONOUS OFF-PEAK 2022

Les résultats du scénario de creux de charge synchrone qui a été étudié sont indiqués ci-dessous. Tableau 12 montre les bilans de chaque pays dans ce scénario. Ces bilans sont représentatifs de la répartition de puissance économique et des échanges qui résultent de l'optimisation.

Pays	Bilans au creux de charge
Burkina	-1 MW
Côte d'Ivoire	29 MW
Gambie	18 MW
Ghana	32 MW
Guinée	264 MW
Guinée Bissau	24 MW

Version finale

Pays	Bilans au creux de charge
Libéria	- 2 MW
Mali	- 103 MW
Niger	134 MW
Nigeria	-252 MW
Sénégal	49 MW
Sierra Leone	- 55 MW
Togo-Bénin	- 125 MW

Tableau 12: Bilans des pays – Creux synchrone 2022

Dans le cas de creux étudié ici, la production renouvelable injectée sur le réseau est considérée comme étant de 100% pour les unités PV et éoliennes. Ce scénario permet d'identifier si la totalité de l'injection possible peut être évacuée par le réseau.

Les flux sur les lignes d'interconnexion sont indiqués dans le tableau ci-dessous.

Nom de la ligne	Niveau de tension (kV)	Pays du nœud d'origine	Pays du nœud receveur	Flux de puissance active (MW)	Chargement – courant (%)
Dawa_330-Davié_330-1	330	GH	TB	131.5	20.3
Zabori_330-Birnin Kebbi_330-1	330	NR	NI	88.7	28.4
Zabori_330-Birnin Kebbi_330-2	330	NR	NI	88.7	28.4
Sakete_330-Ikeja West_330-1	330	TB	NI	77.1	12.6
Siguiro_225-Sanakoroba_225-1	225	GU	MA	70	22.4
Siguiro_225-Sanakoroba_225-2	225	GU	MA	70	22.4
Bobo_330-Bolgatanga_330-1	330	BU	GH	66.2	15.3
Bobo_330-Bolgatanga_330-2	330	BU	GH	66.2	15.3
Bingerville_225-Elubo_225-1	225	CI	GH	63.6	20.2
Sikasso_330-Bobo_330-1	330	MA	BU	56.1	12.6
Sikasso_330-Bobo_330-2	330	MA	BU	56.1	12.6
N'Zérékore_225-Yekepa_225-1	225	GU	LI	49.4	14.5
N'Zérékore_225-Yekepa_225-2	225	GU	LI	49.4	14.5
Yekepa_225-Man_225-1	225	LI	CI	42.1	12.4
Yekepa_225-Man_225-2	225	LI	CI	42.1	12.4
Ferkéssédougou_225-Kodeni_225-1	225	CI	BU	40.4	16.5
Asiekpe PST_161-Lomé (Aflao) 1_161-1	161	GH	TB	29.2	23.7
Bakel_225-Kayes_225-1	225	SE	MA	28.7	14.1
Aflao Ghana_161-Lomé (Aflao) 1_161-1	161	GH	TB	26.4	23.2
Bawku_161-Cinkassé_161-1	161	GH	TB	23.5	22.2
Linsan_225-Kamakwie_225-1	225	GU	SL	21	7.7
Linsan_225-Kamakwie_225-2	225	GU	SL	21	7.7
Soma_225-Kaolack_225-1	225	GA	SE	20.8	11.2
Tambacounda_225-Kayes_225-1	225	SE	MA	17.6	5.4
Tambacounda_225-Kayes_225-2	225	SE	MA	17.6	5.4
Ouaga Est_330-Goroubanda_330-1	330	BU	NR	17	34.5
Ouaga Est_330-Goroubanda_330-2	330	BU	NR	17	34.5
Salthinho_225-Boke_225-1	225	GB	GU	16.5	7.2
Katsina_132-Gazaou_132-1	132	NI	NR	16.1	38.2
Mansoa_225-Tanaf_225-1	225	GB	SE	14.4	9.1
Dosso_132-Birnin Kebbi_132-1	132	NR	NI	13.3	12.7
Ferkéssédougou_225-Sikasso_225-1	225	CI	MA	13.3	7.5
Bolgatanga_225-Ouaga Sud_225-1	225	GH	BU	12.8	4.2
Mano_225-Kenema_225-1	225	LI	SL	6.7	5.6
Mano_225-Kenema_225-2	225	LI	SL	6.7	5.6
Malanville_330-Zabori_330-1	330	TB	NR	6.7	6.8
Tanaf_225-Soma_225-1	225	SE	GA	2.7	3.3
Mali_225-Sambangalou_225-1	225	GU	SE	1.6	2.5

Tableau 13: Flux aux interconnexions – Creux synchrone 2022

Version finale

Le Tableau 14 montre les contingences qui sont problématiques dans le cas de creux de charge en 2022. Il est à noter que la contingence indiquée ici dans le tableau est liée à la production de Asogli 2 et que la modification de la puissance de celle-ci pourrait éliminer la surcharge observée.

Contingence	Surcharge
Asogli 330 kV-Dawa 330 kV-1	Surcharge de Akosombo – Lomé Aflao 161 kV

Tableau 14: Liste des contingences problématiques – Creux 2022

3.2.4. Analyses dynamiques

3.2.4.1. ANALYSE DE STABILITÉ EN PETITS SIGNAUX

Cette section présente les résultats de l'analyse de la stabilité en petits signaux du réseau interconnecté WAPP, pour l'année cible 2022, aux conditions de pointe et creux de charge.

3.2.4.1.1. Pointe Asynchrone - 2022- Résultats de simulation

À partir de la solution initiale (cas de base), les valeurs propres du réseau sont calculées dans des conditions de fonctionnement normales.

Le schéma PSS prévu, tel que communiqué par les Clients, fournit un amortissement suffisant pour la grande majorité des modes, à l'exception d'un mode interzonal et de quelques modes locaux, présentés dans le Tableau 15. Les modes avec un taux d'amortissement supérieur à 5% ne sont pas inclus dans le tableau.

Mode ID	Valeur propre	Taux d'amortissement [%]	Fréquence [Hz]	Centrales participantes
230	-0,204 + 10.8434 j	1,8807	1,7258	Boutoubre (CIV)
231	-0,204 + 10.8434 j	1,8807	1,7258	Boutoubre (CIV)
228	-0,2102 + 10.5608 j	1,9901	1,6808	Boutoubre, gribo popoli (CIV)
229	-0,2153 + 10.65 j	2,0212	1,695	Gribo popoli (CIV)
280	-0,0384 + 1.7201 j	2,232	0,2738	Interzone: Nigeria/Niger vs EEEOA

Tableau 15: Liste des modes avec un taux d'amortissement inférieure à 5% (2022 Pointe)

Un mode interzonal mal amorti de 0,27 Hz est détecté à la pointe de charge. Les modes locaux en Côte d'Ivoire peuvent facilement être résolus en ajoutant des PSS.

La bloc synchrone C oscille contre le reste de l'EEEOA. La forme du mode est illustrée à la Figure 29.

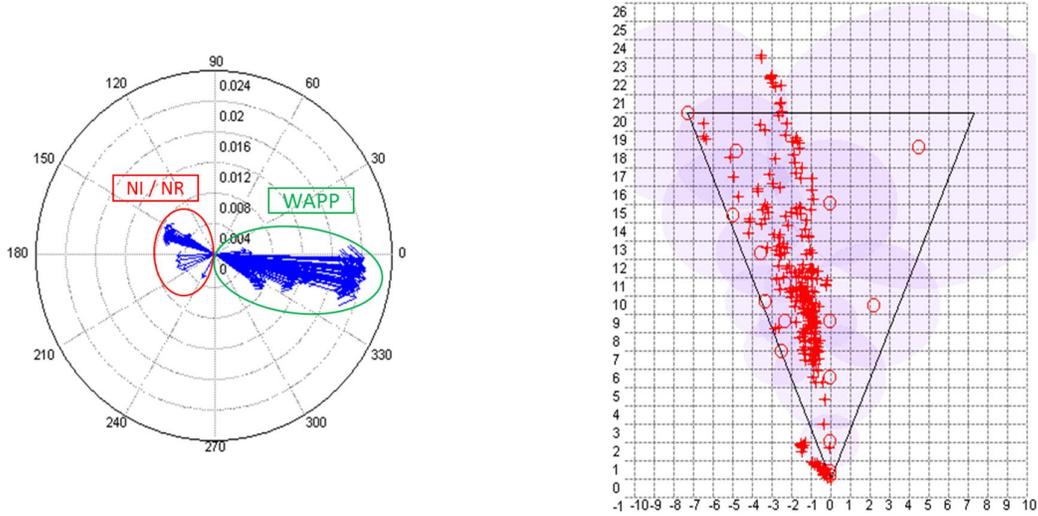


Figure 29: Résultats des analyses de stabilité en petits signaux - 2022 Peak.

L'amortissement insuffisant du mode interzonal provoque des oscillations de puissance de magnitude croissante suite à une petite variation du point de fonctionnement. Les unités aux extrémités du système EEEOA, en particulier celles hydroélectriques, sont soumises aux oscillations de puissance les plus importantes. La Figure 30 montre la vitesse des unités de Manantali (Mali) et de EGBIN 1 (Nigéria) suite à la perte d'une unité à EGBIN 2 (Nigéria).

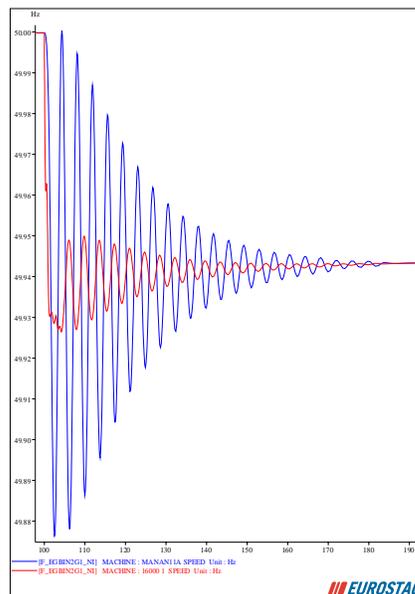


Figure 30: Vitesse des unités de Manantali (MA) et EGBIN 2 (NI) après la perte d'une unité à EGBIN 2 – 2022 Pointe.

Dans les sections suivantes de ce document, l'abréviation **(Rx)** sera utilisée pour faire référence à l'ensemble des recommandations devant être mises en œuvre à l'horizon 2022.

L'amortissement du mode interzonal est amélioré en renforçant le réseau. Avec les deux renforts R2 et R4 en place, le mode interzonal est amorti à 4,94% à la pointe de charge, proche de la cible mais toujours insuffisant.

Cependant, l'amélioration de l'amortissement par des renforts supplémentaires s'est avérée inefficace car un trop grand nombre d'investissements seraient exigés d'ici à 2022. Par conséquent, le Consultant recommande d'accorder expressément les PSS de certaines grandes unités situées aux extrémités du système EEEOA (par exemple en Guinée/Mali d'un côté et en Nigeria de l'autre côté) pour améliorer l'amortissement du mode interzonal critique à une valeur supérieure à 6% **(R1)**.

3.2.4.1.2. Creux synchrone - Résultats de simulation

Les conditions de fonctionnement au creux de charge sont moins difficiles en termes de stabilité en petits signaux. Les résultats du calcul des valeurs propres avec les renforts en place sont présentés dans le Tableau 17 et dans la Figure 31. Le mode interzonal critique est bien amorti.

Mode ID	Valeurs Propres	Taux d'amortissement [%]	Fréquence [Hz]	Centrales participantes
35	-0,2138 + 10.665 j	2,0045	1,6974	Boutoubre, gribo popoli (CIV)
3	-0,8124 + 15.7435 j	5,1532	2,5057	Kaduna (ni)
1	-0,7842 + 14.9396 j	5,2416	2,3777	Azura (ni)
106	-0,1815 + 3.4553 j	5,2464	0,5499	Interzone: Nigeria/Niger vs EEEOA

Tableau 16: Liste des modes avec un taux d'amortissement inférieure à 5,5% - 2022 Creux.

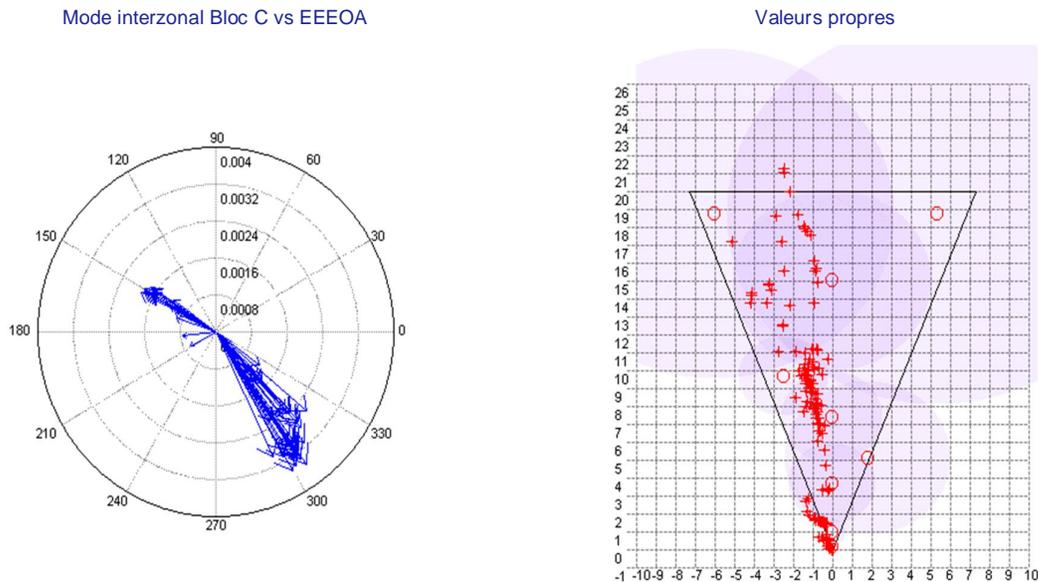


Figure 31: Résultats de stabilité en petits signaux - 2022 creux.

3.2.4.2. ANALYSIS DE SÉCURITÉ DYNAMIQUE (DSA)

L'objectif des analyses de sécurité dynamique est de vérifier la capacité du système à supporter des défauts dans le réseau de transmission sans perte de synchronisme entre les unités de production et d'autres phénomènes déstabilisants tels que des écroulements de tension.

Le système de transport à l'année 2022 présente deux interfaces critiques, correspondant approximativement aux frontières entre les blocs synchrones actuels. Ces interfaces sont illustrées à la Figure 40 et sont caractérisées par les problèmes suivants :

- **Interface critique 1- Bloc C avec le reste du système de l'EEEOA** : environ la moitié de la puissance exportée du Nigeria (670 MW au total dans le cas de base à la pointe de charge) est transférée le long du corridor sud à travers une ligne de transport à simple terre à 330 kV. D'autre part, le corridor nord relie deux parties faibles du Burkina Faso et du Niger.
- **Interface critique 2 – Bloc B avec Bloc A** : alors que la puissance transférée par l'interface n'est pas significativement élevée, les deux blocs seront interconnectés par seulement deux circuits à l'année 2022.

Des courts-circuits triphasés, effacés en un temps de base de 100 ms, sont simulés sur les lignes d'interconnexion à ces interfaces et sur d'autres branches pertinentes. La méthodologie complète de l'analyse DSA est présentée en annexe.

3.2.4.2.1. Pointe de charge – Résultats des simulations

Interface critique 1 – Bloc C avec le reste du système EEEOA

Les défauts supprimés en 100 ms par déclenchement des lignes fautives sont simulés sur l'interconnexion NI-TB et sur un circuit de l'interconnexion North-Core.

La perte de l'interconnexion entre le Nigeria et le Togo-Benin entraîne une scission du système, un groupe de machines du bloc C perdra le synchronisme avec les machines du reste du système, comme le montre la Figure 32.

La scission est causée par la redistribution des flux de puissance suite à la perte de l'interconnexion NI-TB. La puissance exportée du Nigeria est forcée de passer entièrement par la Dorsale Nord, en provoquant des instabilités angulaires et de tension (au Burkina Faso et au Niger).

2022 Pointe – Cas initial – Perte d'interconnexion NI-TB

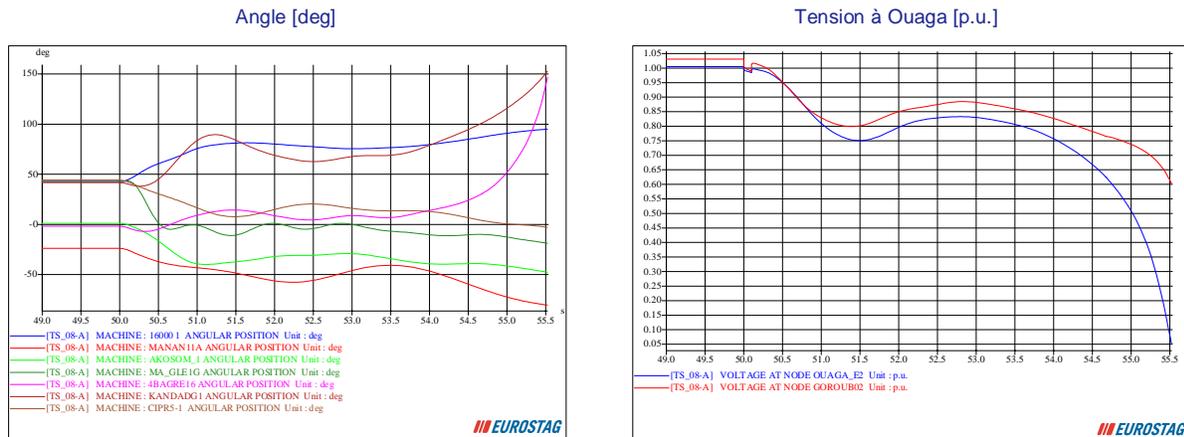


Figure 32: Transitoires de tension et d'angle suite à la perte d'interconnexion NI-TB, 2022 Point cas initial.

Suivant le même schéma, une instabilité de tension est détectée aussi après la perte d'un circuit de la Dorsale Nord. Le flux sur le circuit restant et sur l'interconnexion NI-TB augmente, violant les limites de stabilité en tension et provoquant des écroulements de tension au Burkina Faso et au Niger. L'élimination de ces instabilités nécessite :

- L'augmentation de la compensation de puissance réactive au Burkina en ajoutant un SVC de 100 MVar à la sous-station de Ouagadougou (R5);
- Réduire les exportations totales du Nigeria à 350 MW jusqu'à ce que des renforts transfrontaliers soient déployés à moyen terme pour réduire la redistribution de puissance, ce qui pourrait violer les limites de stabilité. L'installation d'un Schéma de Protection Spécial pourra permettre d'opérer le réseau avec un niveau d'échanges plus élevés en cas de situation saine (R4), réduisant ces échanges qu'en cas de contingence critique sur l'interface 1.

Dans ces conditions, la réponse du système à la perte de l'interconnexion NI-TB (le pire cas), présenté à la Figure 33, est satisfaisante,

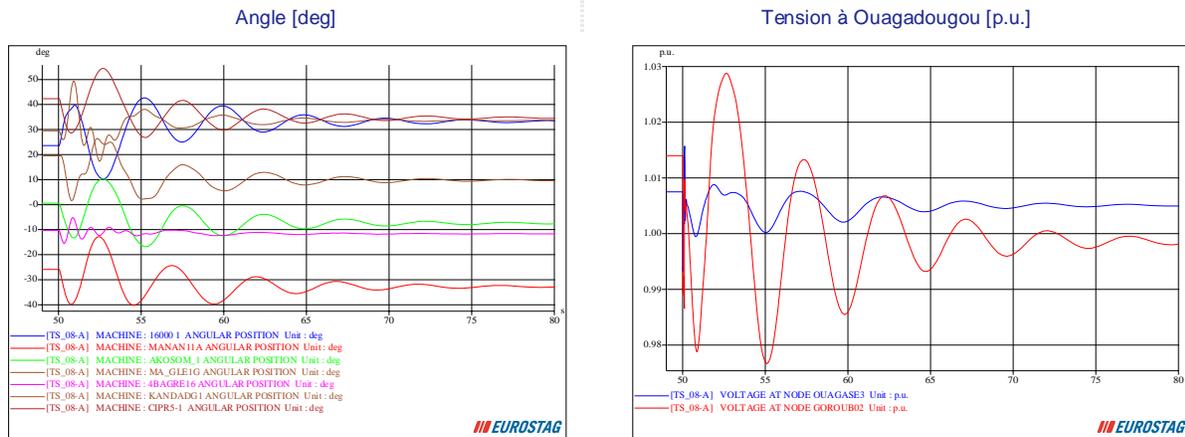


Figure 33: Transitoires de tension et d'angle suite à la perte de l'interconnexion NI-TB, 2022 Pointe avec R4 et R5.

Interface critique 2- Bloc B avec Bloc A

L'interface entre la Côte d'Ivoire et la partie occidentale d'EEEOA est composée par deux interconnexions à simple terne. La perte de l'une de ces interconnexions entraîne des instabilités. La Figure 13 montre la réponse du système à la perte de l'interconnexion Sikasso (Mali) - Ferke (Côte d'Ivoire).

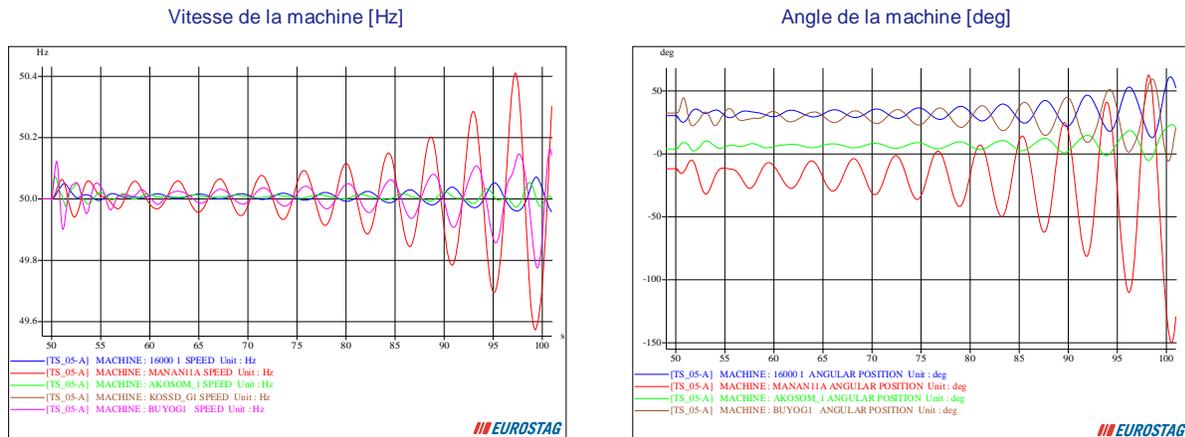


Figure 34: Vitesse et angle des machines après la perte de l'interconnexion MA - CIV, 2022 Pointe avec R4 et R5.

Des oscillations instables sont observées en raison de l'excitation du mode interzonal. Ces oscillations non amorties entraînent l'effondrement de la tension à la frontière entre la Côte d'Ivoire et le Libéria, et le long de la route CLSG. Ensuite, la déviation angulaire croissante se traduirait par une perte de synchronisme et un fractionnement du système.

La Figure 35 montre la réponse du système à la perte de l'autre interconnexion, entre Man (Côte d'Ivoire) et Yekepa (Libéria), qui fait partie du projet CLSG.

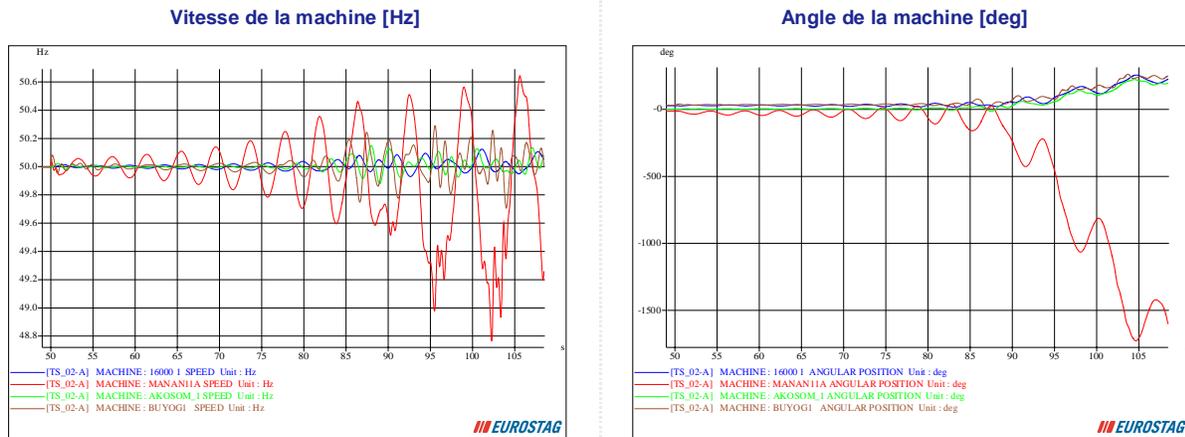


Figure 35: Vitesse et angle des machines après la perte de l'interconnexion MA - CiV, 2022 Pointe avec R4 et R5.

Dans ce cas, on peut observer que les oscillations entraînent la perte de synchronisme dans le système.

Ces conditions d'exploitation instables peuvent être atténuées en augmentant l'amortissement du mode interzonal (**R1**) et en anticipant l'investissement de l'interconnexion à 330 kV entre Sikasso (Mali), Bobo (Burkina Faso) et Bolgatanga (Ghana) (**R2-A**).

Cet investissement apporte également l'avantage supplémentaire d'améliorer la stabilité dynamique de la Dorsale Nord, étant sa continuation. La Figure 36 montre la réponse satisfaisante du système avec les renforts en place.

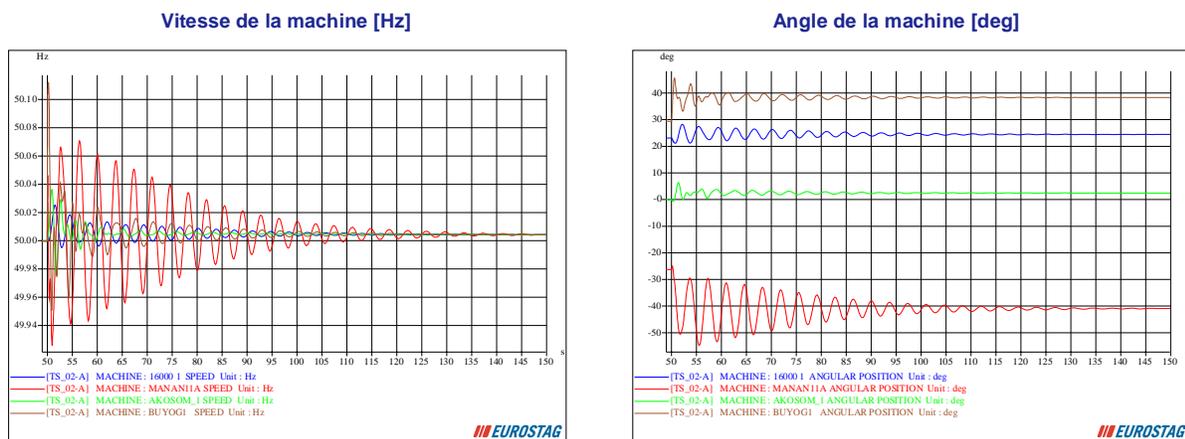


Figure 36: Vitesse et angle des machines après la perte de l'interconnexion MA – CIV, 2022 Pointe avec R4 R5 et R2-A.

Autres résultats de l'analyse DSA

Le système renforcé a été testé contre la perte de plusieurs autres lignes de transport clés. La liste des incidents sélectionnés et les résultats de l'analyse sont indiqués en annexe.

Les analyses montrent des problèmes de stabilité de tension le long de la ligne de transport CLSG. Lorsque l'interconnexion d'un seul circuit entre Linsan (GU) et Kamakwie (SL) ou entre Kamakwie (SL) et Yiben (SL) est déclenchée, des effondrements de tension sont détectés dans plusieurs sous-stations au Libéria et en Sierra Leone, comme présenté à la Figure 37.

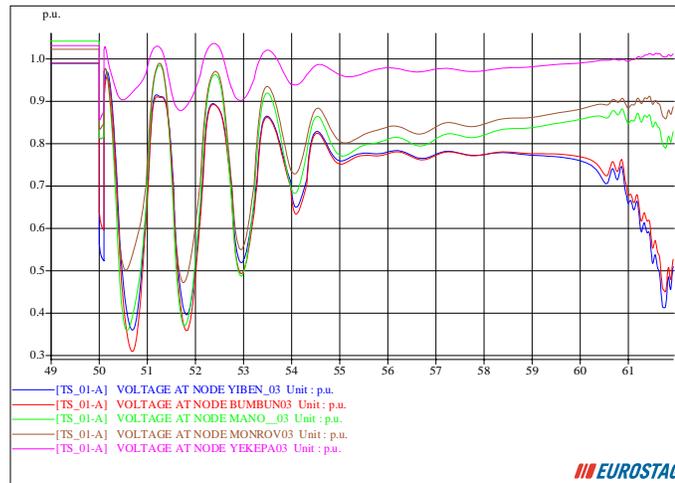


Figure 37: Ecoulement de tension le long de CLSG suite au déclenchement de la ligne Linsan (GU) – Kamakwie (SL) – 2022 Pointe R4, R5 et R2-A.

Pour résoudre ce problème, le Consultant recommande :

- Anticiper le deuxième circuit des sections CLSG reliant la Guinée à la Sierra Leone, afin d'assurer la sécurité N-1 à cette frontière (**R2-B**) ;

Ces recommandations doivent être conçues comme des mesures correctives minimales. L'ajout d'un deuxième circuit à l'ensemble du CLSG entraînera des marges de stabilité plus grandes pour le système.

Une analyse de sécurité dynamique a été effectuée sur le réseau renforcé mettant en œuvre un modèle de charge dynamique avec 40% de moteurs à induction. Pour la perte d'un circuit de l'interconnexion Dorsale Nord, des effondrements de tension sont observés au Burkina Faso et au Niger. Un support de tension dynamique supplémentaire est nécessaire. La meilleure option est d'installer un SVC de 200 MVar à Salkadama (Niger) (**R5**). Cette sous-station convient parce qu'elle est connectée au reste du système par des lignes AC 330 kV très longues et pourrait servir de point de connexion pour les futures interconnexions, optimisant ainsi les avantages techniques du SVC. Les résultats avec et sans le SVC sont présentés à la Figure 38.

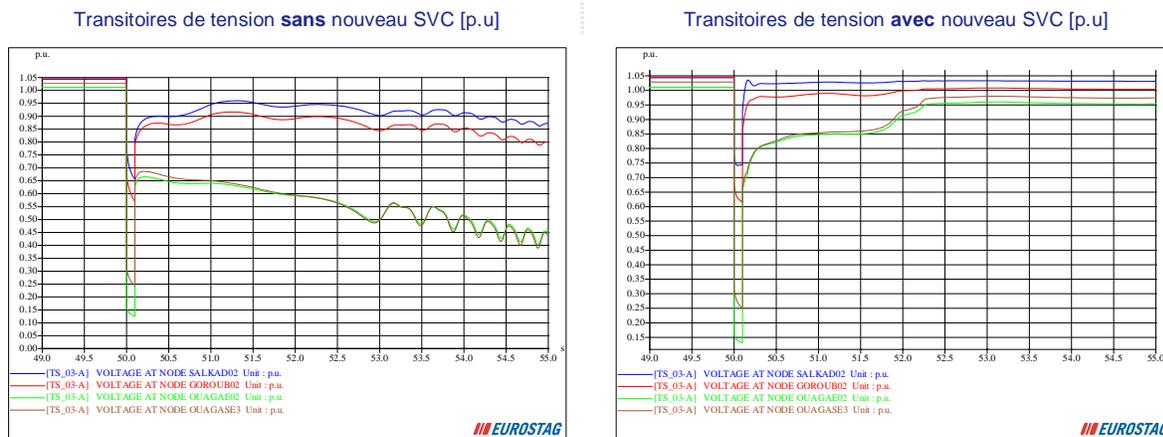


Figure 38: Transitoires de tension en Burkina Faso et Niger suite à la perte d'un circuit de l'interconnexion BU - NR, 2022 Pointe avec R4, R5 et R2.

D'autres résultats pertinents sont les suivants:

- Pour un défaut de 100 ms sur la ligne simple terre à 225 kV reliant Man (Côte d'Ivoire) et Yekepa (Libéria), le mode interzonal est excité provoquant une oscillation de tension à Ferke (Côte d'Ivoire) ;
- Pour un défaut de 100 ms sur la ligne simple terre à 225 kV reliant Gazaou (Niger) et Katsina (Nigeria), les sous-stations de Maradi (NR) vers le bas se retrouveront au bout d'une longue feeder radiale. Des chutes de tensions localisées auront lieu. Le phénomène n'a pas d'impact sur le fonctionnement régional du système EEEOA.

3.2.4.2.2. Creux de charge – Résultats des simulations

Au creux de charge, les résultats ne présentent pas des problèmes d'instabilité transitoire, sauf ce qui a déjà été détecté pour la pointe de charge. Les résultats sont présentés en détail en annexe.

3.2.4.3. STABILITÉ EN FRÉQUENCE

L'objectif des analyses de stabilité en fréquence est de vérifier la capacité du système à supporter des phénomènes transitoires causés par des déséquilibres de puissance active tels que la perte des grands générateurs et des charges dans diverses zones du système EEEOA. La méthodologie est détaillée en annexe.

3.2.4.3.1. Pointe de charge – résultats de simulation

Les résultats des simulations de stabilité en fréquence pour la perte des unités de génération et des charges principales sont décrits dans le Tableau 17. Le temps de défaut est fixé à 50 secondes.

Pays	Type (Unité/c charge)	Centrale /charge	Puissance perdue (MW)	Vitesse des machines				Stable	Commentaires
				Min (Hz)	Temps du min (s)	Max (Hz)	Temps du Max (s)		
NI	Unité	EGBIN 2	285	49,886	52,505	50,000	50,338	Oui	Oscillations amorties
Civ	Unité	Soubré 3	87	49,926	50,233	50,004	50,646	Oui	oscillations excitées
Gh	Unité	Akosombo 1	140	49,885	419,796	50,057	421,534	Oui	oscillations excitées
Gu	Unité	Souapiti	112,5	49,864	50,526	50,062	52,011	Oui	oscillations excitées
MA	Unité	Albatros	92	49,897	50,262	50,030	52,287	Oui	oscillations excitées
Tb	Unité	Marie Gleta	100	49,937	143,292	50,012	172,867	Oui	oscillations excitées
BU	Unité	Ouagadougou	50	49,925	50,153	50,033	50,456	Oui	oscillations amorties
NI	Charge	Bénin	340	50,000	50,187	50,081	52,489	Oui	oscillations amorties
SI	Charge	Bumbuna	174	49,912	50,411	50,283	50,150	Oui	oscillations amorties

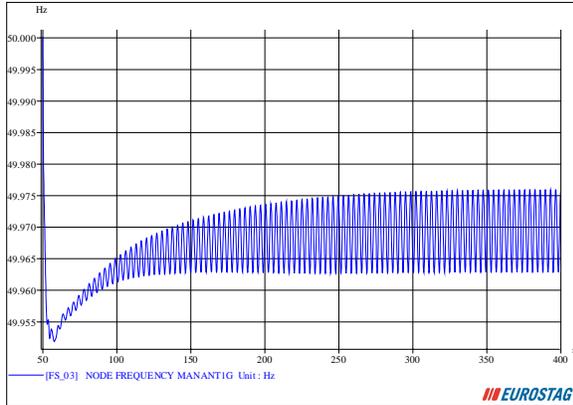
Tableau 17: Résultats de l'analyse de stabilité de fréquence-2022 Peak avec R2, R3 et R4.

Tous les incidents simulés ont entraîné des transitoires de fréquence acceptables. L'inertie du système EEOA interconnecté et la réserve opérationnelle allouée sont suffisantes pour éviter des chutes et des dépassements de fréquence excessifs. Par exemple, le taux de changement de fréquence s'élève à environ 0,04 Hz/s.

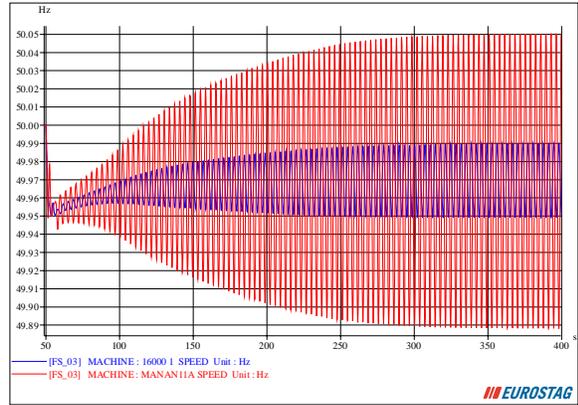
Cependant, la perte de certaines unités excite le mode interzonal causant des oscillations de fréquence. Les pires cas sont présentés en rouge dans le tableau ci-dessus. La Figure 39 montre la vitesse d'une machine au Nigeria et l'autre au Mali oscillant en phase l'une avec l'autre. La fréquence des oscillations du mode interzonal est de 0,28 Hz.

2022 Pointe – Renforts R2, R4 et R5 et R2-A – Perte de l'unité Akosombo 1 à T = 50s

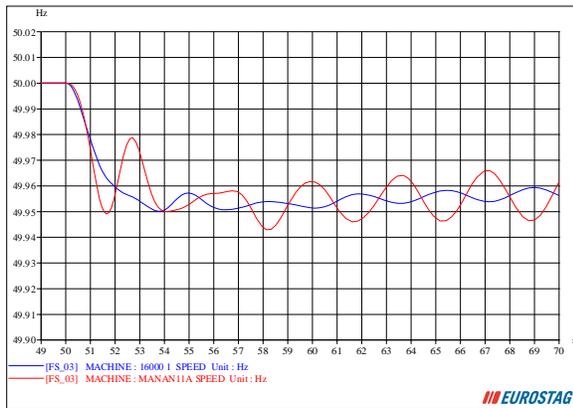
Fréquence système [Hz]



Vitesse de la machine [Hz]



Vitesse de la machine [Hz] – zoom sur les 20 premières s après défaut



Vitesse de la machine [Hz] – zoom sur les oscillations

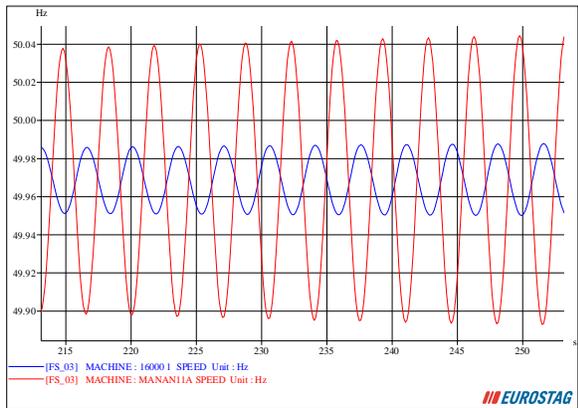


Figure 39: Réponse du système à la perte d'une unité à Akosombo à T = 50s, 2022 pointe avec R4, R5 et R2.

Il est également observé que les pires cas concernent le corridor sud. Néanmoins, le renforcement de la dorsale de 330 kV s'est révélé inefficace. Ainsi, la solution préférée est d'amortir avec précision les modes interzonaux du système.

3.2.4.3.2. Creux de charge – Résultats des simulations

Lors du creux de charge, les transitoires de fréquence restent dans des plages acceptables, comme le montre le Tableau 18 (temps de défaut à 50 s). L'inertie et la réserve de fonctionnement du réseau EEEOA sont suffisantes pour des conditions hors pointe.

Pays	Type (unité/charge)	Usine/charge	Puissance perdue (MW)	Vitesse des machines				Stable	Commentaires
				Min (Hz)	Temps du min (s)	Max (Hz)	Temps du Max (s)		
NI	Unité	EGBIN 2	285	49,79 7	51,491	50,001	50,181	Oui	
Civ	Unité	Soubre 1	61	49,93 8	52,154	50,008	51,165	Oui	
Gh	Unité	Akosombo 1	140	49,86 1	52,331	50,000	50,016	Oui	
Gu	Unité	Souapiti	108	49,71 5	50,321	50,023	50,717	Oui	support de tension requis à Manantali, toujours actionner au moins 2 Hydro Untis
MA	Unité	Manantali 5	38	49,95 1	50,158	50,006	50,973	Oui	
NI	Charge	Bénin	177	49,99 9	50,130	50,083	53,081	Oui	

Tableau 18: Résultats de l'analyse de stabilité de fréquence-2022 hors pointe avec R2, R4 et R5.

Les recommandations opérationnelles suivantes sont tirées des résultats hors pointe :

- Le support de tension dynamique est un problème critique lorsqu'une unité de génération est perdue au creux de charge. A cette fin, il est recommandé de faire fonctionner la centrale hydro-électrique de Manantali avec au moins deux unités en fonctionnement.
- Le système mauritanien est soumis à des écroulement de tension suite à la perte des unités génératrices à plusieurs endroits du EEEOA.

3.2.5. Fonctionnement technique du réseau en 2022

Il convient de noter que pour l'année d'étude 2022, le réseau n'est pas encore conforme à la norme N-1.

En 2022, les études de réseau ont mis en évidence des problèmes de sécurité à l'état d'équilibre concernant l'importation et l'exportation de grandes quantités de puissance depuis et vers le Nigeria. Comme l'a montré l'étude économique, le Nigeria devrait exporter jusqu'à 700 MW à la pointe du soir. Considérant qu'en 2022, il n'y a que deux corridors d'évacuation (le double circuit de la Dorsale Nord traversant le nord du Nigeria, le Niger et le Burkina Faso; et le circuit unique 330 kV de la ligne du Nigeria au Bénin), la perte d'un de ces deux corridors provoque des problèmes d'équilibre pour continuer d'évacuer les 700 MW du Nigeria vers le reste de l'EEEOA. Ce problème est confirmé par les analyses dynamiques.

Compte tenu des échanges économiques et des investissements de l'analyse économique, on voit qu'un seul circuit est nécessaire pour la ligne CLSG en 2022. En revanche, l'investissement dans le double terre est justifié en 2022 pour la stabilité du système et doit donc être une priorité.

Plusieurs problèmes liés à la stabilité dynamique du système synchrone de l'EEEOA ont été identifiés. Les flux de puissance à longue distance soumettront le système à des **modes interzonaux** (grands groupes d'unités de production oscillant les uns contre les autres suite à de petites perturbations sur le réseau). Le système existant et prévu de stabilisation du réseau électrique atténue la plupart de ces modes dangereux, à l'exception d'un mode interzonal à 0,27 Hz entre la partie orientale (Bloc C) et le reste du système synchrone.

L'étude de synchronisation de l'EEEOA récemment finalisée recommandait déjà l'installation de PSS supplémentaires, mais cette mesure devrait être étendue avant la synchronisation de l'ensemble du système. Un réglage spécifique du PSS est nécessaire pour amortir les modes interzonaux. En particulier, le Consultant recommande d'accorder expressément le PSS sur les grandes unités aux extrémités du système WAPP pour améliorer l'amortissement du mode interzonal critique de 0,27 Hz (**R1**) et réduire les oscillations dangereuses.

Des problèmes de stabilité ont été détectés aux interfaces entre les blocs synchrones existants.

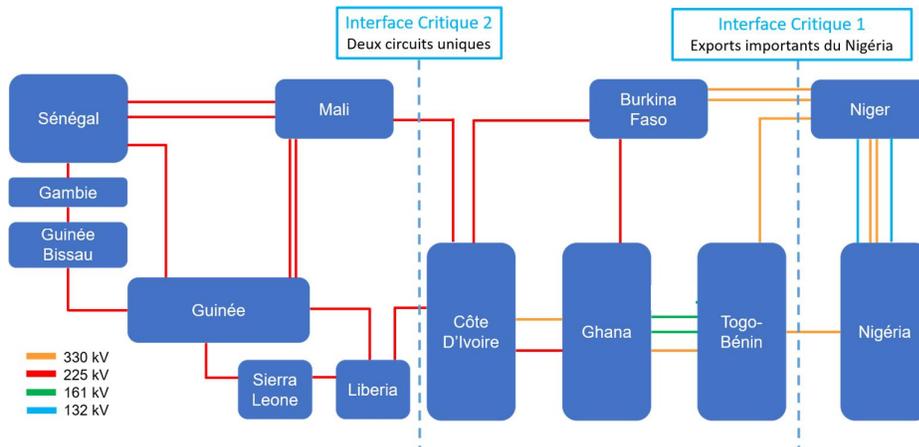


Figure 40: Schéma du système EEEOA interconnecté par 2022.

Ces interfaces sont caractérisées par les problèmes suivants :

- **Interface critique 1- Bloc C avec le reste du système EEEOA** : L'étude économique a démontré le besoin d'une interface forte pour permettre des échanges de puissance dans les deux directions (jusqu'à 700 MW), l'importation d'énergie solaire pendant la journée et l'exportation d'énergie à base de gaz à la pointe de charge. Avec un tel niveau d'échanges, les limites de stabilité de tension des interconnexions sont violées lorsque l'un d'eux est déclenché. À court terme, le renforcement de cette interface pourrait être irréalisable. Afin d'exploiter le réseau avec de tels niveaux d'échanges, il est recommandé d'installer un Schéma Spécial de Protection (SPS) afin de réduire l'énergie totale exportée par le Nigeria à 350 MW dans le cas de contingence sur une ligne de cette interface, jusqu'à ce que la capacité de transfert transfrontalier soit renforcée (**R4**). Une compensation dynamique supplémentaire de la puissance réactive devrait également être mise en place au Burkina Faso et Niger (**R5**).
- **Interface critique 2 - Bloc B avec Bloc A** : la partie centrale de l'EEEOA (Bloc B) devrait être interconnectée avec la partie ouest (Bloc A) à travers deux lignes de transport 225 kV à simple terre : la partie initiale du projet CLSG et l'interconnexion à simple terre entre la Côte d'Ivoire et le Mali. Dans ce cas également, la frontière n'est pas sécurisée même avec des flux transfrontaliers limités, car la perte d'une ligne de transmission clé à proximité entraînerait des instabilités. Deux investissements peuvent être anticipés
 - **R2-A** : L'interconnexion à 330 kV entre Sikasso (Mali), Bobo (Burkina Faso) et Bolgatanga (Ghana).
 - **R2-B** : Les deuxièmes circuits de deux tronçons de la partie ouest du projet CLSG : de Linsan (GU) à Kamakwie (SL) et de là à Yiben (SL). Il s'agirait d'une mesure corrective minimale. Doubler le CLSG entier ne fera qu'améliorer les marges de stabilité du système.

La réponse du système interconnecté aux **transitoires en fréquence** est suffisante dans tous les cas testés. L'inertie du système est assez élevée pour éviter d'activer le plan de défense.

En termes de **stabilité de tension**, des zones critiques sont détectées : la partie orientale du Burkina Faso et les sections CLSG au Libéria et en Sierra Leone.

Outre les recommandations de l'étude de synchronisation, il est recommandé d'évaluer d'autres mesures de support de tension (**R5**) telles que l'installation de deux SVC supplémentaires : 100 MVar à Ouagadougou (Burkina Faso) et 200 MVar à Salkadama (Niger).

Sur la base des simulations dynamiques, les mesures correctives suivantes sont recommandées pour obtenir à court terme une stabilité suffisante du système EEEOAP synchrone :

ID	Recommandations
R1	Accorder le PSS de certaines grandes unités aux extrémités du système EEEEOA pour améliorer l'amortissement d'un mode interzonal critique à 0,27 Hz entre le Bloc C et le reste de l'EEEOA
R2	Renforcer les interconnexions entre les blocs A et B en anticipant deux investissements : <ul style="list-style-type: none"> a. Interconnexion 330 kV entre Sikasso (Mali), Bobo (Burkina Faso) et Bolgatanga (Ghana) ; b. Deuxièmes circuits du projet CLSG ;
R3	Mettre à jour le Manuel d'Exploitation de l'EEEOA afin d'assurer une synchronisation saine
R4	Installer un Schéma Spécial de Protection (SPS) afin de permettre les niveaux d'échanges prévus entre le Nigéria et le reste du WAPP
R5	Améliorer la compensation dynamique de tension en ajoutant un SVC à Ouagadougou (BU) et un à Salkadama (NR)

Tableau 19: Liste des recommandations pour améliorer la stabilité dynamique à court terme.

3.3. Plan de développement à l'horizon 2025

3.3.1. Accroître la sécurité du système

À moyen terme, à l'horizon de 2025, le réseau électrique de l'EEEOA devient de plus en plus interconnecté avec l'augmentation du niveau de la demande et des échanges entre pays.

Afin de satisfaire la sécurité de l'approvisionnement, le réseau EEEEOA évolue maintenant vers un réseau sécurisé N-1 pour lequel la perte de tout équipement à haute tension dans le réseau ne devrait causer aucun problème majeur dans le réseau.

À partir de l'analyse dynamique 2022, plusieurs points faibles du système ont été mis en évidence. Ces différents points faibles devraient être renforcés avant 2025 afin d'opérer le système dans les limites de sécurité acceptables en vertu de toute contingence simple. Les études réalisées pour l'année cible 2025 auront comme principales conclusions de confirmer la liste des investissements nécessaires afin de bien exploiter le réseau synchrone dans le cadre des échanges économiques et des critères de sécurité définis.

Pour atteindre cet objectif ambitieux, les projets à haute tension suivants devraient être une priorité.

Nouvelle interconnexion double terne 225 kV Guinée – Côte d'Ivoire

Avec l'arrivée de la centrale hydroélectrique à Morisanako de 100 MW qui devrait être mise en service économiquement en 2025, la ligne d'interconnexion entre la Côte d'Ivoire et la Guinée passant par le site de Morisanako devrait être mise en service. Cette ligne double terne de 380 km se connectera à la sous-station 225 kV de Boundiali (Côte d'Ivoire) et à la sous-station 225 kV de FOMI en Guinée. Cette ligne permettra l'évacuation de la puissance du site Morisanako qui comprend une centrale hydro-électrique de 100 MW et un parc PV additionnel de 100 MW qui devrait être mise en service en même temps. En outre, compte tenu du potentiel de la partie nord de la Côte d'Ivoire, cette ligne permettra le partage des énergies renouvelables de la Côte d'Ivoire avec l'énergie hydroélectrique de la Guinée. Enfin, comme mentionné dans l'analyse dynamique de l'année 2022, ce lien apporte de grands avantages dans la stabilité du système vers un réseau sécurisé N-1.

Nouvelle Dorsale Médiane

Cette ligne à double terne de 330 kV doit être construite entre le Nigeria, le Bénin, le Togo, le Ghana et la Côte d'Ivoire. La ligne se connectera à la sous-station 330 kV existante de Shiroro, à la sous station 330 kV existante de Kainji (Nigéria), à la nouvelle sous-station 330 kV à Parakou (Bénin), la nouvelle sous-station 330 kV à Kara (Togo), la nouvelle sous-station 330kV à Yendi (Ghana), la sous-station existante de 330 kV à Tamale (Ghana) et la nouvelle sous-station 330 kV à Ferkéssédougou (Côte d'Ivoire). La distance totale de cette ligne est d'environ 1350 km.

Cette ligne revêt une importance cruciale pour l'intégration des énergies renouvelables à long terme. En 2033, les besoins du Nigéria d'importer des énergies renouvelables du Nord du Ghana, du Nord de la Côte d'Ivoire, du Mali et du Burkina Faso montrent l'importance d'un nouveau corridor qui connecte ces régions ensemble. La connexion de la dorsale médiane au Bénin et au Togo permet le partage du potentiel renouvelable dans ces régions dont la charge est moins importante, et les possibilités d'exportation existent. La connexion à Kainji propose la possibilité d'exporter l'énergie hydroélectrique du Nigeria qui est située dans le nord et à l'est (Mambilla). Enfin, cette interconnexion offre l'avantage de réduire les flux sur la Dorsale Nord lorsque le Nigeria importe beaucoup de puissance des pays du nord, ce qui facilite le fonctionnement et la sécurité du réseau.

Le tracé approximatif de cette ligne et les points de connexion sont montrés dans l'illustration ci-dessous.

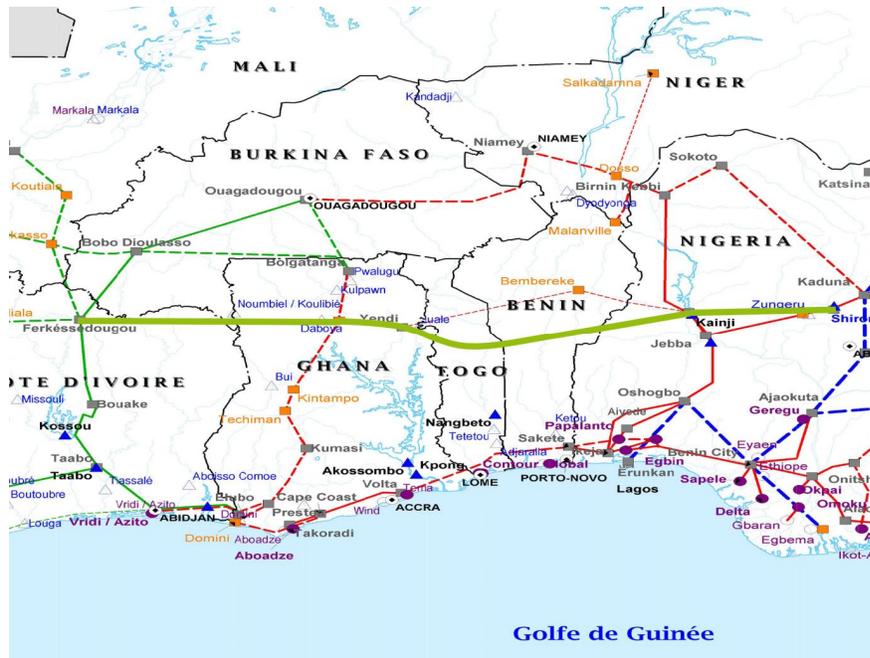


Figure 41: Points de connexion dorsale médiane

Les simulations dynamiques à l'horizon 2022 ont montré que la capacité maximale de transfert du Nigeria vers le reste de l'EEEOA est d'environ 350 MW en situation de contingence et sans schéma spécial de protection. Compte tenu des échanges économiques qui sont prévus en 2025, qui représentent des exportations maximales de plus de 400 MW et des importations maximales de plus de 800 MW, une interconnexion supplémentaire entre le Nigeria et le reste de l'EEEOA est nécessaire. Cette interconnexion augmentera considérablement la stabilité du système et permettra un meilleur partage des ressources entre le Nigeria et le reste de l'EEEOA.

L'augmentation de la capacité de transfert apportée par la mise en service de cette interconnexion est évaluée dans le Tableau 20.

$$TTC = NTC - TRM$$

Où TTC est la capacité de transfert totale que nous évaluons, le NTC est le transfert total possible en vertu de la règle de sécurité N-1 entre le pays A et le pays B et le TRM est une marge de fiabilité qui est typiquement prise d'environ 10%.

Pays A	Pays B	Augmentation de TTC
EEEOA	Nigeria	+ 850 MW ⁹
Nigeria	EEEOA	+ 700 MW

Tableau 20: Augmentation du TTC entre le Nigeria et l'EEEOA

⁹ Ces valeurs ont été calculées à partir de l'analyse statique à l'horizon 2033

Les analyses dynamiques ont confirmé l'impact positif de la nouvelle dorsale médiane sur la stabilité du système. La dorsale médiane améliore la capacité de transfert à la frontière entre le Nigéria et le reste de l'EEEOA, libérant ainsi davantage de potentiel d'importation et d'exportation (voir 3.3.4.2).

Nouvelle ligne double terne 225 kV LINSAN – KOUKOUTAMBA – MANANTALI

Une nouvelle interconnexion de 225 kV est prévue entre la Guinée et le Mali à l'horizon 2025. Avec la mise en service de la centrale hydro-électrique Koukoutamba de près de 300 MW au cours de la période 2022-2025, une nouvelle ligne d'interconnexion pour exporter cette puissance est nécessaire. Cette nouvelle interconnexion à double terne se connectera à la sous-station 225 kV existante Linsan (Guinée) d'un côté et au poste 225 kV existant de Manantali (Mali), d'autre part. Une nouvelle sous-station sera créée à Koukoutamba afin d'évacuer la puissance de Koukoutamba sur cette ligne. En outre, le tracé de cette ligne devrait passer par le futur site de Boureya qui sera mise en service à long terme. Cette ligne servira alors à l'évacuation de ces deux centrales hydroélectriques et augmentera les capacités d'exportation de la Guinée au Mali.

Nouvelle ligne double terne 225 kV LABÉ-KOUKOUTAMBA

Du plan directeur production détaillé dans le chapitre 2, on constate que les investissements dans Fetore (124 MW), Bonkon Diara (174 MW-2025) et Grand Kinkon (291 MW-2023) devrait être réalisé avant 2033 et sont économiquement justifiés. La connexion de ces centrales a été supposée se faire au poste Labé. Afin d'évacuer en toute sécurité la puissance de ces centrales hydroélectriques (total de 589 MW), la boucle OMVG existante n'est pas suffisante dans la situation N-1. La mise en service d'une nouvelle connexion à Labé est donc nécessaire afin de respecter la condition N-1.

Un nouveau circuit double de 225 kV d'environ 115 km est donc proposé de Labé à Koukoutamba. Cette ligne crée un lien direct entre la boucle OMVG et l'interconnexion Linsan-Manantali entre la Guinée et le Mali où la puissance produite à Koukoutamba et Boureya est également injectée. Cette ligne est proposée pour être mise en service en 2025 en même temps que le projet Bonkon Diara qui permettra d'augmenter la capacité installée à Labé de 291 MW (Grand Kinkon seulement) à 465 MW (Grand Kinkon et Bonkon Diara).

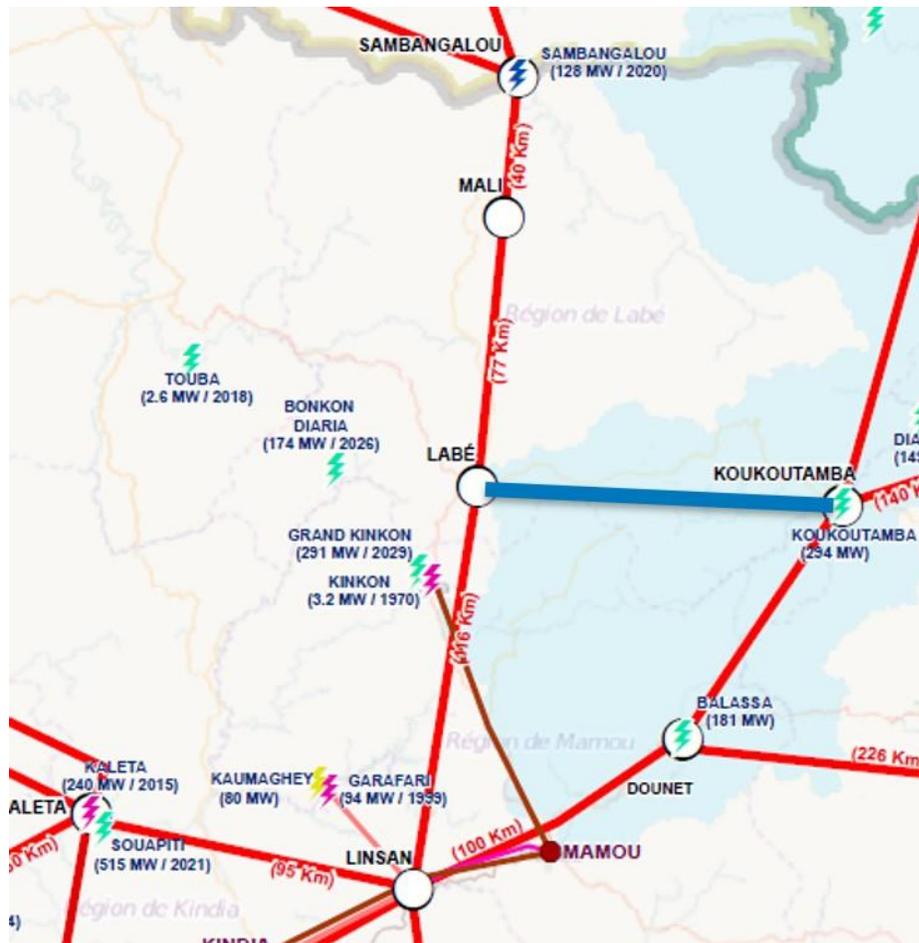


Figure 42: Labé - Koukoutamba Ligne

3.3.2. Modélisation du réseau de l'EEEOA - 2025

Les hypothèses et informations qui ont été utilisées pour créer le modèle 2025 de l'EEEOA sont décrites dans les sections suivantes.

3.3.2.1. RENFORCEMENTS NATIONAUX

La liste des renforcements nationaux qui ont été effectués sur le réseau haute tension pour chaque pays en 2025 est décrite à l'annexe B.

3.3.2.2. POINT DE CONNEXION DES NOUVELLES UNITÉS

Le point de connexion des nouvelles unités (décrits dans Chapitre 2) est résumé à l'annexe B.

3.3.2.3. DÉFINITION DES SCÉNARIOS – ANNÉE CIBLE 2025

Les niveaux de charge qui ont été modélisés dans le scénario étudié pour 2025 sont détaillés dans ce chapitre. La charge modélisée correspond à la charge annuelle de pointe de chaque pays. Ce scénario où chaque pays observe sa charge de pointe en même temps est une façon conservatrice d'analyser les besoins de renfort sur le réseau. Ce niveau de charge en puissance active est présenté au Tableau 21. Le même facteur de puissance que celui du modèle existant a été conservé pour cette année d'étude.

Pays	Charge pointe 2025
BENIN	431 MW
BURKINA	613 MW
CIV	2434 MW
GAMBIE	173 MW
GHANA	3597 MW
GUINEE	666 MW
GUINEE BISSAU	129 MW
LIBERIA	218 MW
MALI	778 MW
NIGER	554 MW
NIGERIA	11443 MW ¹⁰
SENEGAL	1356 MW
SIERRA LEONE	487 MW
TOGO	397 MW
TOTAL	23276.2 MW

Tableau 21: Niveau de charge – Pointe asynchrone 2025

3.3.2.4. MODÈLE DYNAMIQUE

Le modèle dynamique pour l'année 2025 est dérivé de celui de 2022. Les unités de production supplémentaires ont été modélisées à l'aide de paramètres d'unités similaires (taille et type). Des paramètres standard des contrôleurs ont été pris en compte.

Chaque nouvelle unité hydroélectrique est équipée d'un PSS standard à large plage. Il est à noter que pour l'analyse de la stabilité transitoire, le mode interzonal a été artificiellement amorti. Un réglage approprié doit être effectué à un stade ultérieur.

¹⁰ Le même niveau de charge qu'en 2022 a été modélisé avec une modification du bilan import / export basée sur les simulations de l'optimisation économique. Les renforts internes nécessaires avant 2025 sont basés sur le plan directeur TCN.

Un modèle de charge de type distribution est adopté pour les analyses dynamiques 2025.

3.3.3. Études statiques

De même que pour 2022, la pointe asynchrone, dans laquelle chaque pays connaît sa pointe en même temps, a été modélisé. Les bilans des pays résultants des échanges économiques sont présentés dans le tableau ci-dessous. Les valeurs négatives indiquent les importations.

Pays	Bilans de pointe 2025
Burkina	- 506 MW
Côte d'Ivoire	34 MW
Gambie	- 111 MW
Ghana	69 MW
Guinée	1150 MW
Guinée Bissau	-87 MW
Libéria	- 131 MW
Mali	- 380 MW
Niger	- 149 MW
Nigeria	451 MW
Sénégal	-25 MW
Sierra Leone	- 74 MW
Togo-Bénin	- 230 MW

Tableau 22: Bilans des pays – Pointe 2025

Il est constaté qu'à la pointe du soir de cette année cible 2025, le Burkina Faso importe près de 80% de sa charge. Le Mali importe beaucoup également. D'autre part, la Guinée exporte une grande partie de sa production hydroélectrique, qui est clairement en excès par rapport à sa charge nationale. Le Nigeria exporte également plus de 450 MW grâce à la disponibilité du gaz et à la construction des CCGT.

Les flux sur les lignes d'interconnexion sont indiqués dans le tableau ci-dessous.

Nom de la ligne	Niveau de tension (kV)	Pays du nœud d'origine	Pays du nœud receveur	Flux de puissance active (MW)	Chargement – courant (%)
Bolgatanga_225-Ouaga Sud_225-1	225	GH	BU	159.5	50.5
Boureya_225-Manantali_225-1	225	GU	MA	152.1	45.5
Boureya_225-Manantali_225-2	225	GU	MA	152.1	45.5
Kainji_330-Parakou_330-1	330	NI	TB	129.6	17.1
Kainji_330-Parakou_330-2	330	NI	TB	129.6	17.1
Dawa_330-Davié_330-1	330	GH	TB	128.6	12.6
Boke_225-Salthingo_225-2	225	GU	GB	125.7	38.4
Siguiri_225-Sanakoroba_225-1	225	GU	MA	122.1	36.4
Siguiri_225-Sanakoroba_225-2	225	GU	MA	122.1	36.4
Morisanako_225-Boundia_225-1	225	GU	CI	89.5	26.9
Morisanako_225-Boundia_225-2	225	GU	CI	89.5	26.9
Ferkéssédougou_225-Kodeni_225-1	225	CI	BU	88.4	25.8
Mali_225-Sambangalou_225-1	225	GU	SE	77.9	23.3
Sikasso_330-Bobo_330-1	330	MA	BU	77.9	13.9
Sikasso_330-Bobo_330-2	330	MA	BU	77.9	13.9
Kaolack_225-Soma_225-1	225	SE	GA	76.3	23.4
Birnin Kebbi_330-Zabori_330-1	330	NI	NR	75.3	11.5
Birnin Kebbi_330-Zabori_330-2	330	NI	NR	75.3	11.5
Bingerville_225-Elubo_225-1	225	CI	GH	69.9	31.2
Linsan_225-Kamakwie_225-1	225	GU	SL	69.1	20.3
Linsan_225-Kamakwie_225-2	225	GU	SL	69.1	20.3
Katsina_132-Gazaou_132-1	132	NI	NR	64.6	72.1
Kara_330-Yendi_330-1	330	TB	GH	61.6	8.1
Kara_330-Yendi_330-2	330	TB	GH	61.6	8.1
Goroubanda_330-Ouaga Est_330-1	330	NR	BU	58.7	11.4
Goroubanda_330-Ouaga Est_330-2	330	NR	BU	58.7	11.4
Sakete_330-Ikeja West_330-1	330	TB	NI	57.4	14.7
Kayes_225-Bakel_225-1	225	MA	SE	50.3	23.3
Aflao Ghana_161-Lomé (Aflao) 1_161-	161	GH	TB	47.9	40.1
N'Zérékore_225-Yekepa_225-1	225	GU	LI	44.7	13.0
N'Zérékore_225-Yekepa_225-2	225	GU	LI	44.7	13.0
Mansoa_225-Tanaf_225-1	225	GB	SE	37.6	16.3
Tanaf_225-Soma_225-1	225	SE	GA	36.6	11.2
Kenema_225-Mano_225-1	225	SL	LI	32	9.7
Kenema_225-Mano_225-2	225	SL	LI	32	9.7
Birnin Kebbi_132-Dosso_132-1	132	NI	NR	27.6	27.4
Ferkéssédougou_225-Sikasso_225-1	225	CI	MA	26.4	7.8
Malanville_330-Zabori_330-1	330	TB	NR	25.5	5.7
Yekepa_225-Man_225-1	225	LI	CI	11.2	6.3

Version finale

Nom de la ligne	Niveau de tension (kV)	Pays du nœud d'origine	Pays du nœud receveur	Flux de puissance active (MW)	Chargement – courant (%)
Yekepa_225-Man_225-2	225	LI	CI	11.2	6.3
Asiekpe PST_161-Lomé (Aflao) 1_161-	161	GH	TB	10	10.9
Cinkassé_161-Bawku_161-1	161	TB	GH	9.4	5.3
Tambacounda_225-Kayes_225-1	225	SE	MA	7.1	2.7
Tambacounda_225-Kayes_225-2	225	SE	MA	7.1	2.7
Bobo_330-Bolgatanga_330-1	330	BU	GH	4.2	11.0
Bobo_330-Bolgatanga_330-2	330	BU	GH	4.2	11.0

Tableau 23: Flux aux interconnexions– Pointe 2025

En 2025, l'analyse de sécurité a montré qu'aucune éventualité n'est problématique sur le réseau régional à haute tension. La liste ci-dessous montre les éventualités qui peuvent poser un problème sur le réseau national. Ces contingences n'ont pas d'impact régional et devraient être traitées par les plans directeurs nationaux des pays touchés.

Contingence	Pays	Surcharge
Bondoukou 225 kV – Serebou 225 – 1 (NATIONAL)	CI	Ecrolement de tension dans le domaine de Bouna
Toulepleu 225 kV – Zagne 225 kV – 1 (NATIONAL)	CI	Ecrolement de tension dans le domaine de la mine
Dueckoue 225 kV – Zagne 225 kV – 1 (NATIONAL)	CI	Ecrolement de tension dans le domaine de la mine
Toulepleu 225 kV - Toulepleu 90 kV -1 (NATIONAL)	CI	Ecrolement de tension dans le domaine de la mine

Tableau 24: Liste des contingences problématiques (nationales) – Pointe 2025

3.3.4. Analyses dynamiques

3.3.4.1. OSCILLATIONS INTERZONALES

Indépendamment du renforcement du réseau, le mode interzonal détecté en 2022 est toujours présent en 2025. Cela est dû à la mise en service de plusieurs nouvelles unités hydroélectriques en Guinée qui contribuent aux oscillations interzonales.

Il est recommandé d'installer des PSS sur les unités hydroélectriques prévues, correctement réglé pour atténuer le mode interzonal.

3.3.4.2. INTERFACE CRITIQUE 1 - IMPACT DE LA NOUVELLE DORSALE MÉDIANE

La nouvelle dorsale médiane améliore considérablement la stabilité transitoire du système à la suite d'un défaut à la frontière entre le Nigéria et le reste de l'EEEOA, libérant ainsi des niveaux de capacité de transfert plus élevés. Cet impact est estimé dans les sections suivantes.

3.3.4.2.1. Exportation du Nigeria

Aux conditions de pointe de charge, avec une exportation de 700 MW du Nigeria, sans le dorsale médiane, la perte de l'interconnexion à simple terre en 330 kV entre Ikeja (NI) et Sakete (TB) entraînera une violation des limites de stabilité en tension de l'interconnexion Dorsale Nord. Avec la dorsale médiane en place, ces limites ne sont pas dépassées. La Figure 43 illustre les deux situations.

2025 Pointe – Exportation de 700 MW du Nigeria - perte de l'interconnexion NI-TB - Tension en BU et NR [p.u.]

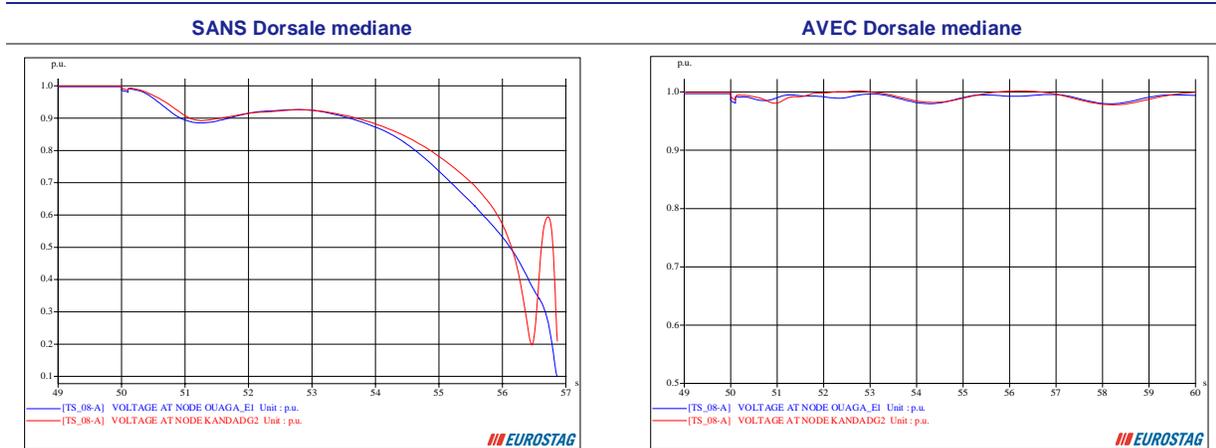
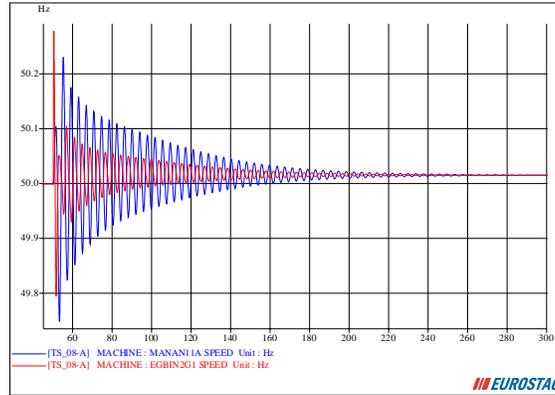


Figure 43: Transitoires de tension – perte de l'interconnexion NI-TB – avec et sans dorsale médiane - 2025 pointe.

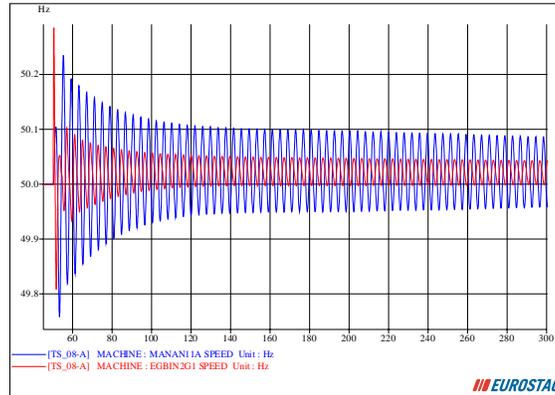
De plus, la dorsale médiane permet une capacité d'exportation jusqu'à 900 MW. Comme le montre la Figure 44, une exportation de 900 MW excite le mode inter-zones mais les oscillations s'amortissent relativement rapidement. Pour des niveaux d'exportation plus élevés, les oscillations seront progressivement amplifiées, entraînant une perte de stabilité.

2025 Pointe – Exportation maximale du Nigeria - perte de l'interconnexion NI-TB –
Vitesse des machines [Hz.]

Exportation de 900 MW



Exportation de 950 MW



Exportation de 1000 MW

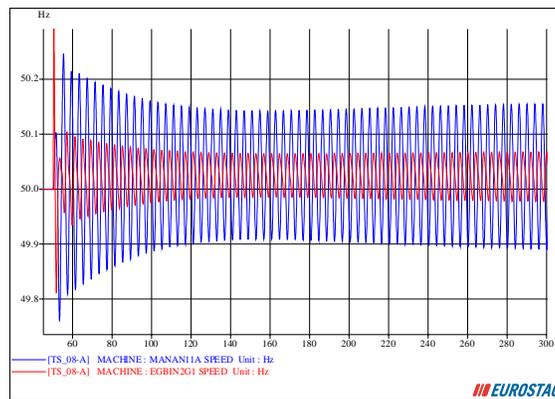


Figure 44: Transitoires de vitesse – perte de l'interconnexion NI-TB – avec dorsale médiane - 2025 pointe.

Version finale

3.3.4.2.2. Importation au Nigeria

La capacité d'importation au Nigeria a été testée avec et sans dorsale médiane. Les résultats montrent une nette augmentation de la performance dynamique avec la dorsale en place. Par exemple, avec un niveau d'importation de 850 MW, la perte d'une grande unité au Nigeria, ou de l'interconnexion à simple terre en 330 kV entre le Nigeria et le Togo-Bénin, entraînerait une réponse stable du système, comme illustré à la Figure 45.

2025 Pointe – Importation de 850 MW au Nigeria – Vitesse des machines [Hz.]

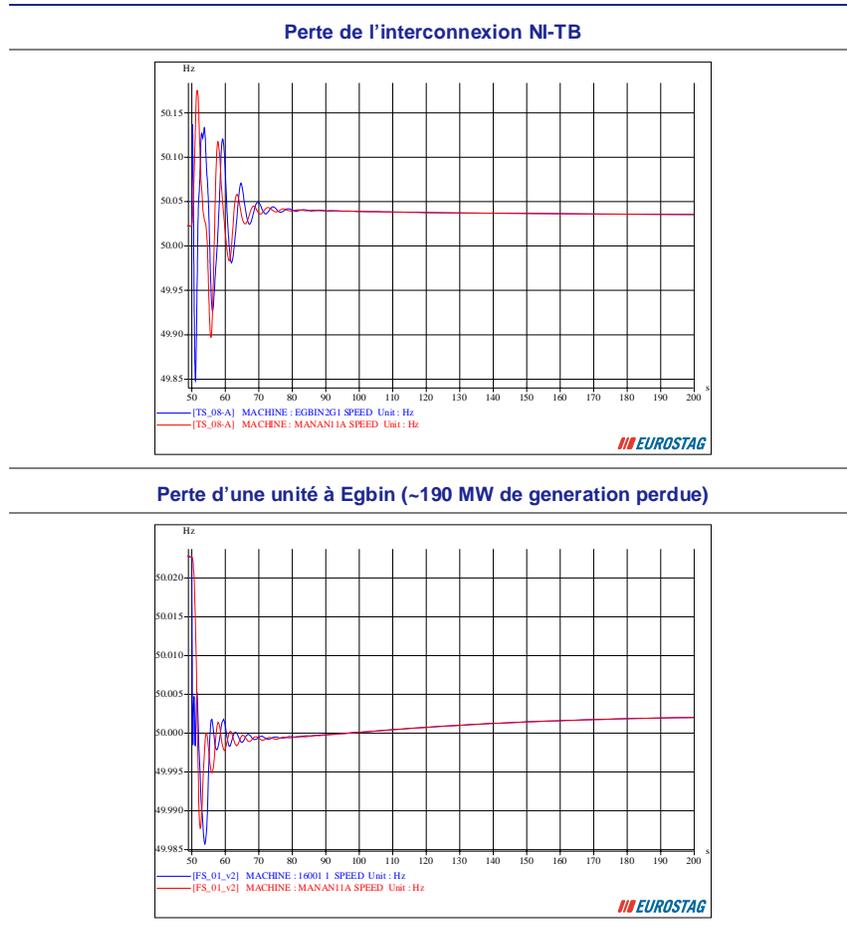


Figure 45: Transitoires de vitesse avec dorsale médiane- 850 MW importation au Nigeria - 2025 pointe.

3.3.4.3. INTERFACE CRITIQUE 2 - VÉRIFICATION DE SÉCURITÉ

L'interface entre la Côte d'Ivoire et la partie occidentale de l'EEEOA pose des problèmes de sécurité en 2022. Différentes mesures correctives ont été proposées pour éliminer le risque.

Les résultats d'analyses dynamiques ont montré que cette interface restait sécurisée en 2025. En effet, la frontière entre la Côte d'Ivoire et la Guinée sera renforcée par la mise en service d'une ligne d'interconnexion à 225 kV entre Boundiali (CIV) et Fomi (GU) d'ici 2025.

Les résultats de la simulation concernant la perte de l'interconnexion Sikasso (Mali) - Ferke (Côte d'Ivoire) (default le plus critique en 2022) sont présentés à la Figure 46.

2025 Pointe – perte de l'interconnexion MA - CIV

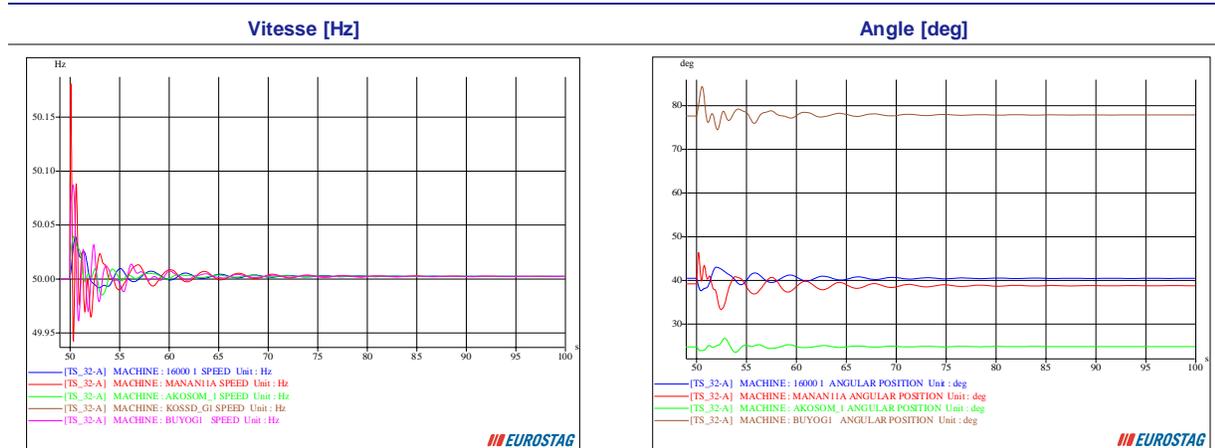


Figure 46: Transitoires de vitesse et angulaires – perte de l'interconnexion MA-CIV - 2025 pointe.

3.3.5. Conclusions et recommandations pour 2025

Comme le montrent les études réalisées pour l'année cible 2025, l'objectif de satisfaire le critère de sécurité N-1 sur l'ensemble du réseau haute tension est très ambitieux en 2025. De nombreux investissements dans le réseau de transmission sont nécessaires pour l'exploiter dans les conditions de sécurité définies et pour faire face à l'augmentation de la charge ainsi qu'au développement des échanges.

Les différentes recommandations présentées dans les résultats de l'année cible 2022 sont pleinement confirmées pour l'année 2025 et ils devraient rester une priorité pour stabiliser le réseau.

La connexion entre le Nigéria et le Niger avec le reste de l'EEEOA et le transfert maximal de puissance de cette section ont été considérablement améliorés grâce à la nouvelle dorsale médiane, de la Côte d'Ivoire au Nigéria. Les limites de stabilité dans des conditions N-1 sont augmentées jusqu'à 900 MW.

3.4. Plan de développement à long terme-2033

3.4.1. Accroître le partage des ressources

À long terme, l'intégration des énergies renouvelables augmente sensiblement pour atteindre 18% dans le mix énergétique. La nature intermittente et variable de ces sources d'énergie renouvelables résulte en de grandes variations dans les échanges qui sont observés sur une journée typique. Un bon exemple de ce phénomène est le cas du Nigeria qui exporte environ 1,5 GW de puissance lors de la pointe de soirée et importe plus de 2 GW de puissance pendant des périodes durant laquelle la production renouvelable est élevée dans l'EEEOA.

Afin de permettre cette augmentation des échanges, le réseau devra être renforcé d'avantage. Sur base des résultats de l'analyse économique donnant les échanges optimaux entre les pays, l'analyse technique permettra de déterminer les besoins de renforcement afin de satisfaire de manière sécurisée ces échanges. L'objectif de l'analyse de cette année-cible 2033 est de définir la meilleure **structure pour le réseau interconnecté de l'EEEOA** et de vérifier la capacité de ce réseau à fonctionner avec une part croissante d'énergies renouvelables.

Les projets suivants devraient être définis comme prioritaires pour le développement d'un réseau stable pour l'EEEOA compte tenu de l'augmentation de charge, l'augmentation de pénétration renouvelable sur le système et l'augmentation des échanges économiques entre les pays.

DORSALE OUEST

À partir de 2025, avec l'augmentation significative des ressources gazières au Sénégal et l'augmentation de la capacité installée de cycles combinés, on s'attend à ce que le Sénégal devienne un pays exportateur pendant certaines périodes de l'année. De la même manière, le potentiel hydrique de la Guinée étant si important, le pays exportera de grandes quantités d'énergie hydroélectrique au cours de l'année. Simultanément, le Mali, le Burkina, le nord de la Côte d'Ivoire et le Ghana seront des exportateurs de grandes quantités d'énergie renouvelable en temps de rayonnement solaire élevé.

Considérant cette répartition des ressources, le partage de puissance de ces trois ressources (gaz du Sénégal, Hydro de Guinée et renouvelable de la zone Centre-Nord) devient primordial et un corridor à haute tension peut augmenter sensiblement la sécurité du réseau interconnecté.

Afin d'évaluer les avantages de la création d'une dorsale à haute tension reliant ces différents pays occidentaux, les capacités de transfert total ont été calculées entre ces différents pays. Cette capacité de transfert totale a été calculée selon la règle de sécurité N-1 et l'expression suivante :

$$TTC = NTC - TRM$$

Le TTC est la capacité de transfert totale que nous évaluons, le NTC est le transfert total possible en vertu de la règle de sécurité N-1 entre le pays A et le pays B et la TRM est une marge de fiabilité qui est typiquement prise d'environ 10%.

Pays A	Pays B	Augmentation de TTC
Sénégal	Guinée	+ 650 MW ¹¹
Guinée	Mali	+ 325 MW
Sénégal	Mali	+ 500 MW

Tableau 25: Augmentation de TTC avec la dorsale ouest 330 kV

¹¹ Les valeurs présentées sont soumises à l'hypothèse initiale de flux et de production et sont données ici comme moyen d'identifier les avantages de la nouvelle interconnexion

Compte tenu des capacités de transfert du réseau existant, il a été conclu que les sous-stations suivantes pourraient être des candidats idéaux pour le partage des ressources à travers cette ligne haute tension de 330 kV. La sous-station de Tobène où l'interconnexion avec la Mauritanie est planifiée ainsi qu'une éventuelle interconnexion future avec le Maroc. De plus, cette sous-station offre l'avantage d'être au carrefour d'une grande partie des ligne 225 kV existantes (vers Sakal, Kounoune, Touba, Taiba, ...) et semble donc être un bon point d'injection à un niveau de tension plus élevé. En outre, sa proximité de la côte en fait un bon candidat pour les futurs points de connexion de nouveaux projets cycle combiné.

La sous-station de Linsan serait également une bonne sous-station candidate en Guinée en raison de la grande capacité de centrales hydroélectriques situées près de cette sous-station. En outre, on peut noter que ce poste est le point de départ de l'interconnexion CLSG vers le Sierra Leone et le Libéria. Il convient de noter que Linsan est un carrefour majeur en Guinée avec de nombreuses lignes d'interconnexion. La création d'une deuxième sous-station proche de Linsan avec un lien direct entre les deux devrait donc être examinée. Cela permettra d'accroître la sécurité du réseau.

La sous-station de Sikasso est un bon point de connexion au Mali en raison de son fort potentiel d'énergie renouvelable et de ses interconnexions existantes avec les pays voisins. Cette ligne sera directement connectée à la ligne d'interconnexion Mali - Burkina Faso – Ghana qui devra être mise en service d'ici 2022.

La distance totale de cette ligne de Tobène à Linsan et jusque Sikasso est d'environ 1600 km. En raison des longues distances entre ces sous-stations potentielles, des sous-stations supplémentaires devraient être créées afin d'augmenter les capacités de transport de la ligne et de permettre un fonctionnement plus facile de celle-ci. Dans le cadre des simulations réalisées, des postes intermédiaires ont été modélisés à Soma, en Gambie, et à Mansoa en Guinée Bissau. Ces postes intermédiaires et le tracé précis de la ligne doivent être définis sur base d'études environnementales et techniques spécifiques détaillées. La capacité de transfert de cette dorsale 330kV doit être de plus augmentée grâce à ces postes intermédiaires couplés à un système de compensation adéquat.



Figure 47: Chemin proposé de la dorsale Ouest 330 kV

Il est à noter que la construction de cette nouvelle dorsale ouest en 330 kV permet d'éviter la construction de plusieurs autres sections le long de son chemin. Ces sections incluent les lignes Linsan – Manantali – Bamako - Sikasso ainsi que le réseau 225 kV du Sénégal entre Tobene et la connexion de la ligne OMVG ainsi que certains tronçons de sa partie Est (Kaolack-Tambacounda-Kedougou-Mali-Labé-Linsan). Il a été observé que si l'on considère les niveaux de demande pour la période d'étude ainsi que les échanges d'énergie prévus, ces lignes sont surchargées dans des conditions N-1 si la dorsale Ouest n'est pas construite.

Une solution AC est ici préférée comparée à une ligne HVDC pour deux raisons principales. Tout d'abord, la région étant encore faiblement maillée, ce nouveau corridor AC permettra d'augmenter la stabilité du réseau et de renforcer la synchronisation des pays voisins ensemble. Deuxièmement, l'exploitation d'une ligne HVDC en parallèle avec des ligne AC est un nouveau défi pour la région et nécessite des actions spécifiques à mettre en œuvre pour subvenir à une contingence. De plus, la création de sous-stations HVDC intermédiaires est plus difficile et coûteuse que la solution AC.

Connexion des dorsales ouest et médiane

Nouvelle ligne double terre 330 kV Bobo – Ferkessedougou. Cette nouvelle ligne créera un lien direct entre la dorsale ouest et la dorsale médiane afin de créer une unique liaison à double circuit de 330 kV qui va du Sénégal au Nigeria. La nouvelle ligne suivra le chemin de la ligne 225 kV existante de Bobo à Ferkessedougou.

Deuxième ligne de la dorsale côtière (Nigeria – Ghana)

Comme démontré dans les conclusions des études dynamiques réalisées pour 2022, ce projet est d'une grande importance pour la synchronisation du Nigeria avec le reste de l'EEEOA ainsi que pour permettre un fonctionnement stable du réseau sous contingence et sous réserve des échanges économiques élevés prévus. En plus du niveau des importations et des exportations prévues depuis le Nigeria, l'emplacement de la nouvelle unité à cycle combiné à Maria Gleta, connecté sur cette ligne justifie une deuxième ligne afin de permettre une évacuation sûre de la puissance en cas de contingence. En outre, lorsque des pays du centre de l'EEEOA (Côte d'Ivoire, Mali, Ghana, Burkina Faso) exportent beaucoup de puissance vers le Nigeria, la perte du circuit côtier unique Ghana-Nigeria ne suffit pas à l'opération saine du réseau et des surcharges sont visibles sur le réseau 161 kV du Togo et du Bénin.

Le tracé exact de la ligne ainsi que les sous-stations intermédiaires entre le Bénin et le Nigeria restent à déterminer. La connexion de cette ligne à Sakete et à la région de Lagos semble le plus raisonnable en ce moment compte tenu des niveaux de charge attendus. Pour des raisons environnementales et de faisabilité technique, un nouveau tracé peut être requis. Il est à noter que le poste d'Onigbolo a été déterminé comme poste potentiel par l'EEEOA.

Nouvelle ligne double terne 330 kV SALKADAMNA – KATSINA

Cette nouvelle ligne double terne de 330 kV se connecte à la sous-station existante de 330 kV de Salkadamna (Niger), à une nouvelle sous-station 330 kV à Malbaza (Niger) et Gazoua (Niger) et à la sous-station existante de 330 kV à Katsina (Nigéria). La longueur totale de la ligne est estimée à environ 500 km. Cette ligne est nécessaire à l'horizon long terme afin de permettre l'augmentation de la charge dans la région NCE (Niger Centre-est) du Niger. En raison des longues distances actuellement connectées par des lignes de 132 kV, les chutes de tension dans la région sont significatives et ce nouveau niveau de tension tiendra la tension dans la gamme de fonctionnement dans cette région.

De plus, à l'horizon 2033, cette ligne permettra d'exporter l'importante croissance de l'énergie solaire de la région Nord du Niger vers le Nigeria.

Nouvelle ligne 225 kV SAN PEDRO – TIBOTO - BUCHANAN

Cette ligne d'interconnexion entre le Libéria et la Côte d'Ivoire le long de la côte devrait être mise en service en 2026 en même temps que la centrale électrique de Tiboto et va de paire avec ce projet hydro. La ligne se connectera à la sous-station San Pedro 225 kV en Côte d'Ivoire et à Buchanan au Libéria.

Nouvelle ligne 225 kV TENGRELA– SYAMA - BOUGOUNI

Le Mali et la Côte d'Ivoire ont tous deux l'intention de relier des mines à leur réseau interconnecté. Ces mines sont situées dans le nord de la Côte d'Ivoire autour de Tengrela et dans le sud du Mali autour de Syama. En raison de la courte distance d'environ 40 km entre ces deux sites, il est clair qu'il existe un intérêt régional pour relier les deux sites ensemble et créer ainsi une nouvelle interconnexion entre le Mali et la Côte d'Ivoire. Cette nouvelle ligne simple terne se connectera de Bougouni (Mali) à Syama (Mali) et Tengrela. Cette ligne permettra de satisfaire la sécurité d'approvisionnement de ces mines en respectant les règles N-1 et en permettra d'augmenter la stabilité du système en cas de perte de l'interconnexion entre Sikasso et Ferkessedougou.

Nouvelle ligne double terne 330 kV BOLGATANGA – JUALE – DAWA

Cette ligne double terne de 330 kV reliant le nord et le sud du Ghana a été définie comme un projet prioritaire par l'EEEOA. Ce projet est prévu de Bolgatanga dans le nord du Ghana jusqu'à Juale et Dawa dans le sud. Afin de doubler le corridor Bolgatanga – Tamale, il est proposé que cette ligne descende pour se connecter à la sous-station 330 kV à Tamale et au poste de Yendi pour se connecter à la dorsale médiane et éviter un éventuel goulot d'étranglement sur la ligne 161 kV Yendi – Juale. Cette ligne offre l'avantage de doubler le corridor nord-sud au Ghana qui s'avère être une nécessité compte tenu des critères de sécurité N-1. En outre, cette ligne crée une voie plus directe pour conduire les énergies renouvelables du Burkina et du Nord du Ghana au sud du Ghana près d'Accra, où une grande partie de la charge est située.



Figure 48: Nouvelle ligne 330 kV Bolgatanga- Juale – Dawa

Dorsale Est

Cette ligne double terne de 330 kV a pour objectif de relier la région Nord du Nigeria au Sud-Est. La ligne qui a une longueur estimée de 1856 km se reliera aux sous-stations de Calabar, Ikom, Ogoja, Kashimbilla, Mambilla, Jalingo, Yola, Hong, Biu, Damaturu, Potiskum, Azare, Dutse, Jogana ainsi qu'une section de Sokoto à Kaura et Katsina. Ce projet est conforme au plan directeur du TCN et permettra:

- Une intégration harmonieuse des énergies renouvelables (Hydro (Mambilla), énergie solaire et éolienne)
- Une augmentation significative de la charge dans les différentes régions du Nigeria
- Une augmentation de la sécurité d'approvisionnement au Nigeria

- Une augmentation des échanges dans la région de l'EEEOA

De plus, cette ligne sera de grande importance dans le cas d'une connexion de l'EEEOA au CAPP (Central African Power Pool).

Renforcement de la boucle OMVG ouest

À l'horizon 2033, la Guinée-Bissau et la Gambie sont toutes les deux censées importer une grande partie de leur demande de la Guinée et du Sénégal. À court terme, ces deux pays sont prévus pour être reliés entre eux par la boucle OMVG à circuit unique qui permet une capacité thermique d'environ 330 MVA maximum. Compte tenu des importations de la Gambie et de la Guinée-Bissau en 2033 à l'heure de pointe, qui représentent jusqu'à environ 350 MW, il est clair que le circuit unique devient insuffisant pour respecter les critères N-1 avec ces niveaux d'importation. Afin de satisfaire la sécurité d'approvisionnement dans ces pays, une deuxième ligne double est prévue sur la partie occidentale de la boucle OMVG reliant Kaolack à Kaleta. Selon les possibilités et les études spécifiques à entreprendre, la possibilité de relier la ligne double tourne directement par Kaolack - Brikama - Soma - Tanaff - Mansoa – Bambadinca – Saltilho et Kaleta.



Figure 49: Tracé proposé du deuxième circuit de OMVG ouest

En 2025, en raison de la nature importatrice du Sénégal avant l'apparition des cycles combinés, la ligne de circuit unique OMVG est chargée à des niveaux qui ne soutiennent pas les critères N-1. Les tronçons les plus critiques de cette ligne sont ceux entre Linsan et la Guinée Bissau qui sont les plus chargés du fait des imports du Sénégal, de la Gambie et de la Guinée Bissau.

3.4.2. Modélisation du réseau de l'EEEOA - 2033

Les hypothèses et informations qui ont été utilisées pour créer le modèle 2033 de l'EEEOA sont décrites dans les sections suivantes.

3.4.2.1. REINFORCEMENTS NATIONAUX

La liste des renforcements nationaux qui ont été effectués sur le réseau haute tension pour chaque pays en 2033 est décrite à l'annexe B.

3.4.2.2. DÉFINITION DES SCÉNARIOS – ANNÉE CIBLE 2033

Les niveaux de charge qui ont été modélisés dans les différents scénarios étudiés pour 2033 sont détaillés dans le paragraphe suivant.

Pour l'année cible de 2033, trois différents scénarios ont été analysés :

- Situation asynchrone de pointe en soirée
- Scénario de pointe renouvelable
- Scénario de creux synchrone

Les niveaux de charge modélisés dans chacun de ces scénarios sont présentés ci-dessous.

Dans le scénario de charge maximale, la charge modélisée correspond à la charge annuelle de pointe de chaque pays. Ce scénario où chaque pays observe sa charge de pointe en même temps est une façon conservatrice d'analyser les besoins de renfort sur le réseau. Ce niveau de charge en puissance active est présenté dans le Tableau 26. Le facteur de charge du modèle existant a été conservé pour cette année d'étude. Seul le facteur de puissance du Nigéria a été adapté à 0.95 afin de maintenir la cohérence avec le récent plan directeur national.

Pays	Charge de pointe 2033
Bénin	704 MW
Burkina	1043 MW
Côte d'Ivoire	3981 MW
Gambie	297 MW
Ghana	4957 MW
Guinée	1104 MW
Guinée Bissau	215 MW
Libéria	411 MW
Mali	1118 MW
Niger	1063 MW

Pays	Charge de pointe 2033
Nigeria	20850 MW ¹²
Sénégal	2065 MW
Sierra Leone	696 MW
Togo	646 MW
Total	39151 MW

Tableau 26: Niveau de charge – Pointe asynchrone 2033

L'objectif du scénario renouvelable est d'évaluer si le réseau est suffisamment maillé afin d'évacuer toute l'énergie renouvelable tout en respectant les critères N-1. A cette question, le pic solaire journalier moyen de 13h est choisi pour représenter cette situation. Le niveau de demande de chaque pays dans ce scénario est indiqué dans le Tableau 27.

Pays	% de la charge de pointe	Charge du scénario renouvelable
Bénin	67%	476 MW
Burkina	59%	616 MW
Côte d'Ivoire	71%	2834 MW
Gambie	82%	244 MW
Ghana	67%	3330 MW
Guinée	82%	906 MW
Guinée Bissau	82%	177 MW
Libéria	82%	337 MW
Mali	54%	602 MW
Niger	38%	399 MW
Nigeria	85%	17787 MW
Sénégal	66%	1371 MW
Sierra Leone	82%	571 MW
Togo	67%	436 MW
Total	77%	30087 MW

Tableau 27: Niveau de charge – Scénario renouvelable 2033

Version finale

¹² Comme la prévision de la demande pour le Nigeria était basée sur le plan directeur TCN, le même niveau de charge a été modélisés comme dans cette référence. Cela permet une étroite conformité des besoins de renfort entre les deux études.

Dans ce scénario, la production d'énergie des centrales photovoltaïques atteint un niveau supérieur à 60% de la production d'électricité. Un tel niveau de pénétration renouvelable peut causer certains problèmes pour la stabilité du système. Ces problèmes décrits plus en détails dans la section 3.4.4 ne sont pas mis en évidence dans les analyses statiques qui sont effectuées pour l'année cible de 2033. Une étude spécifique est nécessaire afin de définir les contraintes opérationnelles et les mesures à prendre pour permettre cette part importante d'énergie renouvelable.

Le scénario de creux de charge synchrone a été analysé pour le réseau 2033 qui a été développé. Sur base de la courbe de charge moyenne de la EEEOA, cette situation de creux synchrone apparaît vers 9h. Sur base de ces observations, les hypothèses suivantes ont été formulées concernant la répartition de la production et de la charge. Le niveau de charge modélisé au creux est présenté dans le Tableau 28

Pays	% de la charge de pointe	Creux de charge
Bénin	46%	324 MW
Burkina	57%	595 MW
Côte d'Ivoire	52%	2070 MW
Gambie	44%	131 MW
Ghana	67%	3321 MW
Guinée	44%	486 MW
Guinée Bissau	44%	95 MW
Libéria	44%	181 MW
Mali	61%	682 MW
Niger	53%	563 MW
Nigeria	52%	10842 MW
Sénégal	58%	1198 MW
Sierra Leone	44%	306 MW
Togo	46%	297 MW
Total	51%	21091 MW

Tableau 28: Niveau de charge – Creux 2033

3.4.3. Études statiques

Les résultats des études statiques réalisées pour l'année cible de 2033 pour les différents scénarios sont présentés dans les paragraphes suivants. La méthodologie et les hypothèses prises pour ces scénarios ont été décrites dans la section précédente.

3.4.3.1. POINTE ASYNCHRONE 2033

De la même façon que ce qui a été fait pour 2022 et 2025, la pointe de charge asynchrone, dans laquelle chaque pays observe sa pointe annuelle en même temps, a été modélisée dans le scénario de pointe. Les bilans des pays résultant des échanges économiques sont présentés dans le Tableau 29

Pays	Bilans de pointe 2033
Burkina	- 901 MW
Côte d'Ivoire	-13 MW
Gambie	-148 MW
Ghana	39 MW
Guinée	1287 MW
Guinée Bissau	-133 MW
Libéria	-145 MW
Mali	-516 MW
Niger	-540 MW
Nigeria	1528 MW
Sénégal	119 MW
Sierra Leone	-248 MW
Togo-Bénin	- 316 MW

Tableau 29: Bilans des pays – Pointe 2033

On observe que lors de la pointe du soir de cette année-cible de 2033, le Burkina Faso importe jusqu'à près de 90% de sa charge. Les autres pays importateurs sont principalement le Mali et le Niger. D'autre part, le Nigeria exporte plus de 1500 MW grâce aux disponibilités de gaz et à la construction de cycles combinés et la Guinée exporte une grande partie de sa production d'électricité hydraulique, qui est nettement supérieur à leur charge nationale.

Les flux sur les lignes d'interconnexion sont indiqués ici dans Tableau 30

Nom de la ligne	Niveau de tension (kV)	Pays du nœud d'origine	Pays du nœud receveur	Flux de puissance active (MW)	Chargement – courant (%)
Birnin Kebbi_330-Zabori_330-1	330	NI	NR	283.1	35.5
Birnin Kebbi_330-Zabori_330-2	330	NI	NR	283.1	35.5
Bolgatanga_225-Ouaga Sud_225-1	225	GH	BU	239.4	71.1
Kainji_330-Parakou_330-1	330	NI	TB	227.8	28.8
Kainji_330-Parakou_330-2	330	NI	TB	227.8	28.8
Kara_330-Yendi_330-1	330	TB	GH	146.1	19.9
Kara_330-Yendi_330-2	330	TB	GH	146.1	19.9
Linsan_330-Sikasso_330-1	330	GU	MA	145.2	25.2
Linsan_330-Sikasso_330-2	330	GU	MA	145.2	25.2
Goroubanda_330-Ouaga Est_330-1	330	NR	BU	138.7	20.3
Goroubanda_330-Ouaga Est_330-2	330	NR	BU	138.7	20.3
Boureya_225-Manantali_225-1	225	GU	MA	135.8	39.8
Boureya_225-Manantali_225-2	225	GU	MA	135.8	39.8
Ikeja West_330-Sakete_330-1	330	NI	TB	118.8	28.9
Linsan_225-Kamakwie_225-1	225	GU	SL	111.9	32.3
Linsan_225-Kamakwie_225-2	225	GU	SL	111.9	32.3
Sikasso_330-Bobo_330-1	330	MA	BU	105.4	13.4
Sikasso_330-Bobo_330-2	330	MA	BU	105.4	13.4
Katsina_330-Gazaou_330-1	330	NI	NR	101.4	13.1
Katsina_330-Gazaou_330-2	330	NI	NR	101.4	13.1
Tiboto_225-Buchanan_225-1	225	CI	LI	96.6	30.7
Mali_225-Sambangalou_225-1	225	GU	SE	81	25.7
Siguiri_225-Sanakoroba_225-1	225	GU	MA	80.1	24.3
Siguiri_225-Sanakoroba_225-2	225	GU	MA	80.1	24.3
New Agbara_330-Sakete_330-1	330	NI	TB	71.7	27.2
New Agbara_330-Sakete_330-2	330	NI	TB	71.7	27.2
Morisanako_225-Boundia_225-1	225	GU	CI	69.4	22.3
Morisanako_225-Boundia_225-2	225	GU	CI	69.4	22.3
Davié_330-Dawa_330-1	330	TB	GH	63.5	6.4
Davié_330-Dawa_330-2	330	TB	GH	63.5	6.4
Davié_330-Dawa_330-3	330	TB	GH	63.5	6.4
Boke_225-Salthinho_225-1	225	GU	GB	61.7	18.2
Boke_225-Salthinho_225-2	225	GU	GB	61.7	18.2
Boke_225-Salthinho_225-3	225	GU	GB	61.7	18.2
Asiekpe PST_161-Lomé (Aflao) 1_161-	161	GH	TB	57.9	45.3
Tamale_330-Ferkessedougou_330-1	330	GH	CI	51.7	11.8
Tamale_330-Ferkessedougou_330-2	330	GH	CI	51.7	11.8
Ferkessedougou_225-Bobo_225-1	225	CI	BU	42.5	14.2
Tobene_330-Linsan_330-1	330	SE	GU	39.9	23.3

Version finale

Nom de la ligne	Niveau de tension (kV)	Pays du nœud d'origine	Pays du nœud receveur	Flux de puissance active (MW)	Chargement – courant (%)
Tobene_330-Linsan_330-2	330	SE	GU	39.9	23.3
Bolgatanga_330-Bobo_330-1	330	GH	BU	39.2	8.8
Bolgatanga_330-Bobo_330-2	330	GH	BU	39.2	8.8
Birnin Kebbi_132-Dosso_132-1	132	NI	NR	38.6	40.9
Kaolack_225-Soma_225-1	225	SE	GA	36.3	14.2
Ferkessedougou_330-Bobo_330-1	330	CI	BU	34	5.4
Ferkessedougou_330-Bobo_330-2	330	CI	BU	34	5.4
Mansoa_225-Tanaf_225-1	225	GB	SE	28.7	9.2
Mansoa_225-Tanaf_225-2	225	GB	SE	28.7	9.2
Mansoa_225-Tanaf_225-3	225	GB	SE	28.7	9.2
Aflao Ghana_161-Lomé (Aflao) 1_161-	161	GH	TB	27.8	26.2
Dunkwa_330-Bingerville_330-1	330	GH	CI	27.2	5.4
Kaolack_225-Brikama_225-1	225	SE	GA	27	9.7
Kaolack_225-Brikama_225-2	225	SE	GA	27	9.7
Man_225-Yekepa_225-1	225	CI	LI	25.8	7.6
Man_225-Yekepa_225-2	225	CI	LI	25.8	7.6
Tengrela_225-Syama_225-1	225	CI	MA	23.5	7.5
Tanaf_225-Soma_225-1	225	SE	GA	19.3	5.9
Tanaf_225-Soma_225-2	225	SE	GA	19.3	5.9
Tanaf_225-Soma_225-3	225	SE	GA	19.3	5.9
Mano_225-Kenema_225-1	225	LI	SL	13.6	4.5
Mano_225-Kenema_225-2	225	LI	SL	13.6	4.5
N'Zérékore_225-Yekepa_225-1	225	GU	LI	13	7.5
N'Zérékore_225-Yekepa_225-2	225	GU	LI	13	7.5
Katsina_132-Gazaou_132-1	132	NI	NR	13	13.8
Sikasso_225-Ferkessedougou_225-1	225	MA	CI	11.9	8.6
Cinkassé_161-Bawku_161-1	161	TB	GH	9	6.9
Bakel_225-Kayes_225-1	225	SE	MA	7.2	9.1
Zabori_330-Malanville_330-1	330	NR	TB	3	0.7
Tambacounda_225-Kayes_225-1	225	SE	MA	1.9	0.6
Tambacounda_225-Kayes_225-2	225	SE	MA	1.9	0.6
Elubo_225-Bingerville_225-1	225	GH	CI	0.5	4.6

Tableau 30: Flux aux interconnexions– Pointe 2033

En 2033, l'analyse de sécurité a montré qu'aucune contingence n'est problématique sur le réseau régional à haute tension. La liste ci-dessous montre les contingences qui peuvent poser un problème sur le réseau national. Ces contingences simples n'ont pas d'impact régional et devraient être traitées par les plans directeurs nationaux des pays impactés.

Contingence	Pays	Surcharge
Sikasso 225 kV-Koutiala 225 kV-1 (national)	MA	Ecrolement de tension à Mopti
Toulepleu 225 kV – Zagne 225 kV – 1 (national)	CI	Ecrolement de tension dans la région minière
Dueckoue 225 kV – Zagne 225 kV – 1 (national)	CI	Ecrolement de tension dans la région minière
Kounoune 225 kV – Cap des biches 225 kV (national)	SEN	Surcharge du second terre (> 110%)
Mboro 225 kV – TOBENE 225 kV (national)	SEN	Surcharge du second terre (> 110%)

Tableau 31: Liste des contingences problématiques (nationales) – Pointe 2033

3.4.3.2. SCÉNARIO D'INTÉGRATION RENOUVELABLE

Les résultats du scénario dans lequel on a supposé une injection maximale d'énergie renouvelable sur le réseau sont présentés dans cette section. Sur la base des résultats de l'analyse économique, les bilans de chaque pays dans ce scénario sont repris dans Tableau 32. On peut voir que ce scénario suppose que le Nigeria importe beaucoup de puissance : jusqu'à 2500 MW.

Pays	Scénario renouvelable - Bilans
Burkina	283 MW
Côte d'Ivoire	300 MW
Gambie	-37 MW
Ghana	1205 MW
Guinée	-22 MW
Guinée Bissau	-7 MW
Libéria	-123 MW
Mali	433 MW
Niger	1007 MW
Nigeria	-2515 MW
Sénégal	-242 MW
Sierra Leone	-190 MW
Togo-Bénin	- 92 MW

Tableau 32: Bilans des pays – Scénario renouvelable 2033

On voit que dans ce scénario, la situation du Burkina et du Nigeria est complètement inversée par rapport à la situation de pointe du soir. Cela peut s'expliquer par le potentiel renouvelable des différents pays et de leurs niveaux de charge. En outre, les pays exportateurs sont maintenant le Niger, le Ghana, la Guinée et la Côte d'Ivoire.

Dans ce scénario, la production renouvelable des éoliennes est fixée à 100% et celle des parcs photovoltaïques est fixée à 63%, ce qui correspond à une production maximale typique d'un parc PV en Afrique de l'Ouest. À des fins d'irrigation, la production hydraulique a été fixée à 10% du maximum productible. Le reste de la génération est produite par des unités thermiques telles que les unités must-run et la plupart des unités de cycle combiné économiques.

Type de génération	Puissance active générée (MW)
Hydro	1230 MW
Solaire	20037 MW
Éolien	1700 MW
Thermique	8456 MW

Tableau 33: Dispatch de production – Scénario renouvelable 2033

Comme mentionné dans la section de modélisation pour l'année cible 2033, un tel niveau de pénétration renouvelable tel que présenté dans ce scénario renouvelable devrait être le point d'études spécifiques afin d'évaluer la faisabilité de l'exploitation stable dans ces conditions.

Le Tableau 34 affiche les flux sur chaque ligne d'interconnexion dans le scénario renouvelable pour l'année cible 2033.

Nom de la ligne	Niveau de tension (kV)	Pays du nœud d'origine	Pays du nœud receveur	Flux de puissance active (MW)	Chargement – courant (%)
Zabori_330-Birnin Kebbi_330-1	330	NR	NI	322.8	42.0
Zabori_330-Birnin Kebbi_330-2	330	NR	NI	322.8	42.0
Parakou_330-Kainji_330-1	330	TB	NI	300.8	37.8
Parakou_330-Kainji_330-2	330	TB	NI	300.8	37.8
Sakete_330-Ikeja West_330-1	330	TB	NI	294.4	42.1
Yendi_330-Kara_330-1	330	GH	TB	290.7	36.0
Yendi_330-Kara_330-2	330	GH	TB	290.7	36.0
Dawa_330-Davié_330-1	330	GH	TB	235.4	25.7
Dawa_330-Davié_330-2	330	GH	TB	235.4	25.7
Dawa_330-Davié_330-3	330	GH	TB	235.4	25.7
Sakete_330-New Agbara_330-1	330	TB	NI	225.7	32.9
Sakete_330-New Agbara_330-2	330	TB	NI	225.7	32.9
Gazaou_330-Katsina_330-1	330	NR	NI	217.3	27.9
Gazaou_330-Katsina_330-2	330	NR	NI	217.3	27.9
Sikasso_330-Linsan_330-1	330	MA	GU	119	26.2
Sikasso_330-Linsan_330-2	330	MA	GU	119	26.2
Ferkessedougou_330-Tamale_330-1	330	CI	GH	102.1	19.9
Ferkessedougou_330-Tamale_330-2	330	CI	GH	102.1	19.9
Ouaga Est_330-Goroubanda_330-1	330	BU	NR	84.5	20.3
Ouaga Est_330-Goroubanda_330-2	330	BU	NR	84.5	20.3

Version finale

Nom de la ligne	Niveau de tension (kV)	Pays du nœud d'origine	Pays du nœud receveur	Flux de puissance active (MW)	Chargement – courant (%)
Kayes_225-Bakel_225-1	225	MA	SE	83.9	42.3
Bawku_161-Cinkassé_161-1	161	GH	TB	81.8	47.3
Gazaou_132-Katsina_132-1	132	NR	NI	76.6	89.8
N'Zérékore_225-Yekepa_225-1	225	GU	LI	68.8	22.2
N'Zérékore_225-Yekepa_225-2	225	GU	LI	68.8	22.2
Linsan_225-Kamakwie_225-1	225	GU	SL	64.7	19.4
Linsan_225-Kamakwie_225-2	225	GU	SL	64.7	19.4
Manantali_225-Boureya_225-1	225	MA	GU	64.6	23.1
Manantali_225-Boureya_225-2	225	MA	GU	64.6	23.1
Bolgatanga_225-Ouaga Sud_225-1	225	GH	BU	64.1	18.6
Bobo_330-Bolgatanga_330-1	330	BU	GH	57.3	18.3
Bobo_330-Bolgatanga_330-2	330	BU	GH	57.3	18.3
Dunkwa_330-Bingerville_330-1	330	GH	CI	56.9	5.8
Linsan_330-Tobene_330-1	330	GU	SE	55.9	17.4
Linsan_330-Tobene_330-2	330	GU	SE	55.9	17.4
Asiekpe PST_161-Lomé (Aflao) 1_161-1	161	GH	TB	50.6	39.1
Bobo_330-Sikasso_330-1	330	BU	MA	38.2	11.4
Bobo_330-Sikasso_330-2	330	BU	MA	38.2	11.4
Mali_225-Sambangalou_225-1	225	GU	SE	31.9	10.5
Sanakoroba_225-Siguiri_225-1	225	MA	GU	31.2	15.7
Sanakoroba_225-Siguiri_225-2	225	MA	GU	31.2	15.7
Mano_225-Kenema_225-1	225	LI	SL	30.5	10.8
Mano_225-Kenema_225-2	225	LI	SL	30.5	10.8
Dosso_132-Birnin Kebbi_132-1	132	NR	NI	30.1	65.9
Boundia_225-Morisanako_225-1	225	CI	GU	27.5	10.4
Boundia_225-Morisanako_225-2	225	CI	GU	27.5	10.4
Tiboto_225-Buchanan_225-1	225	CI	LI	27.4	12.9
Bingerville_225-Elubo_225-1	225	CI	GH	24.2	18.7
Mansoa_225-Tanaf_225-1	225	GB	SE	21.2	7.9
Mansoa_225-Tanaf_225-2	225	GB	SE	21.2	7.9
Mansoa_225-Tanaf_225-3	225	GB	SE	21.2	7.9
Aflao Ghana_161-Lomé (Aflao) 1_161-1	161	GH	TB	18	17.8
Ferkessedougou_225-Sikasso_225-1	225	CI	MA	17.5	6.0
Tanaf_225-Soma_225-1	225	SE	GA	17.4	5.9
Tanaf_225-Soma_225-2	225	SE	GA	17.4	5.9
Tanaf_225-Soma_225-3	225	SE	GA	17.4	5.9
Kayes_225-Tambacounda_225-1	225	MA	SE	16.4	8.7
Kayes_225-Tambacounda_225-2	225	MA	SE	16.4	8.7
Boke_225-Salthinho_225-1	225	GU	GB	14.1	4.2
Boke_225-Salthinho_225-2	225	GU	GB	14.1	4.2

Version finale

Nom de la ligne	Niveau de tension (kV)	Pays du nœud d'origine	Pays du nœud receveur	Flux de puissance active (MW)	Chargement – courant (%)
Boke_225-Salthinho_225-3	225	GU	GB	14.1	4.2
Tengrela_225-Syama_225-1	225	CI	MA	13.3	4.8
Soma_225-Kaolack_225-1	225	GA	SE	11.1	8.0
Man_225-Yekepa_225-1	225	CI	LI	10.1	4.2
Man_225-Yekepa_225-2	225	CI	LI	10.1	4.2
Ferkessedougou_225-Bobo_225-1	225	CI	BU	3.9	13.0
Malanville_330-Zabori_330-1	330	TB	NR	2.9	5.1
Ferkessedougou_330-Bobo_330-1	330	CI	BU	2.9	1.8
Ferkessedougou_330-Bobo_330-2	330	CI	BU	2.9	1.8
Brikama_225-Kaolack_225-1	225	GA	SE	2	10.0
Brikama_225-Kaolack_225-2	225	GA	SE	2	10.0

Tableau 34: Flux aux interconnexions- Scénario renouvelable 2033

Aucun problème de sécurité régional n'a été décelé lors de l'analyse de ce scénario renouvelable. Les contingences nationales supplémentaires observées par rapport au scénario de pointe sont définies dans le Tableau 35

Contingence	Pays	Surcharge	Mesure d'atténuation
Akoupe Zeudji – Abobo 225 kV Yopougon 3 – Azito 225 kV Azito – Vridi 225 kV Abobo – djibi 225 kV	CI	La perte d'une de ces lignes donne une surcharge sur l'une des autres. La raison étant qu'aucune machine n'est activée à Abidjan.	Activer de la génération thermique dans Abidjan afin de supprimer la surcharge.

Tableau 35: Liste des contingences problématiques (nationales) – Scénario renouvelable 2033

3.4.3.3. CREUX DE CHARGE SYNCHRONES 2033

Le dispatch de production considéré est similaire à celui présenté dans le scénario renouvelable. La production des parcs photovoltaïques solaires a toutefois été mise à 50% de la production du cas renouvelable. La production des centrales hydroélectriques a été fixée à 10% à des fins d'irrigation.

Type de génération	Puissance active générée (MW)
Hydro	1230 MW
Solaire	10019 MW
Éolien	1700 MW
Thermique	8923 MW

Tableau 36: Dispatch de génération – Creux 2033

Sur la base de ces hypothèses reflétant les résultats de l'analyse économique et des courbes de charge journalières, les bilans des pays lors du creux de 2033 sont indiqués dans le tableau suivant.

Pays	Scénario creux - Bilans
Burkina	-114 MW
Côte d'Ivoire	-21 MW
Gambie	-28 MW
Ghana	-124 MW
Guinée	225 MW
Guinée Bissau	-11 MW
Libéria	-61 MW
Mali	-50 MW
Niger	322 MW
Nigeria	527 MW
Sénégal	-419 MW
Sierra Leone	-85 MW
Togo-Bénin	- 149 MW

Tableau 37: Bilans des pays – Scénario creux 2033

Les flux sur les lignes sont représentés dans le tableau ci-dessous.

Nom de la ligne	Niveau de tension (kV)	Pays du nœud d'origine	Pays du nœud receveur	Flux de puissance active (MW)	Chargement – courant (%)
New Agbara_330-Sakete_330-1	330	NI	TB	183.7	30.2
New Agbara_330-Sakete_330-2	330	NI	TB	183.7	30.2
Dunkwa_330-Bingerville_330-1	330	GH	CI	169.9	18.7
Ikeja West_330-Sakete_330-1	330	NI	TB	137.6	37.4
Bobo_330-Sikasso_330-1	330	BU	MA	123.7	16.7
Bobo_330-Sikasso_330-2	330	BU	MA	123.7	16.7
Kara_330-Yendi_330-1	330	TB	GH	108.8	14.8
Kara_330-Yendi_330-2	330	TB	GH	108.8	14.8
Davié_330-Dawa_330-1	330	TB	GH	105.8	11.6
Davié_330-Dawa_330-2	330	TB	GH	105.8	11.6
Davié_330-Dawa_330-3	330	TB	GH	105.8	11.6
Sikasso_330-Linsan_330-1	330	MA	GU	103.1	26.7
Sikasso_330-Linsan_330-2	330	MA	GU	103.1	26.7
Kainji_330-Parakou_330-1	330	NI	TB	92.3	13.1
Kainji_330-Parakou_330-2	330	NI	TB	92.3	13.1
Linsan_330-Tobene_330-1	330	GU	SE	91.6	19.2
Linsan_330-Tobene_330-2	330	GU	SE	91.6	19.2
Mali_225-Sambangalou_225-1	225	GU	SE	82.3	25.2

Version finale

Nom de la ligne	Niveau de tension (kV)	Pays du nœud d'origine	Pays du nœud receveur	Flux de puissance active (MW)	Chargement – courant (%)
Kayes_225-Bakel_225-1	225	MA	SE	74.3	40.3
Goroubanda_330-Ouaga Est_330-1	330	NR	BU	73.9	15.2
Goroubanda_330-Ouaga Est_330-2	330	NR	BU	73.9	15.2
Bolgatanga_330-Bobo_330-1	330	GH	BU	69	9.9
Bolgatanga_330-Bobo_330-2	330	GH	BU	69	9.9
Lomé (Aflao) 1_161-Aflao Ghana_161-1	161	TB	GH	55.6	47.2
Soma_225-Kaolack_225-1	225	GA	SE	49.7	15.7
Gazaou_330-Katsina_330-1	330	NR	NI	45.9	13.5
Gazaou_330-Katsina_330-2	330	NR	NI	45.9	13.5
Gazaou_132-Katsina_132-1	132	NR	NI	42.7	82.6
Mansoa_225-Tanaf_225-1	225	GB	SE	39.8	12.3
Mansoa_225-Tanaf_225-2	225	GB	SE	39.8	12.3
Mansoa_225-Tanaf_225-3	225	GB	SE	39.8	12.3
Tamale_330-Ferkessedougou_330-1	330	GH	CI	39.3	12.9
Tamale_330-Ferkessedougou_330-2	330	GH	CI	39.3	12.9
Boke_225-Salthinho_225-1	225	GU	GB	38.5	11.6
Boke_225-Salthinho_225-2	225	GU	GB	38.5	11.6
Boke_225-Salthinho_225-3	225	GU	GB	38.5	11.6
Tanaf_225-Soma_225-1	225	SE	GA	35.2	11.7
Tanaf_225-Soma_225-2	225	SE	GA	35.2	11.7
Tanaf_225-Soma_225-3	225	SE	GA	35.2	11.7
Bolgatanga_225-Ouaga Sud_225-1	225	GH	BU	34	17.7
Ferkessedougou_225-Sikasso_225-1	225	CI	MA	33.9	22.9
Tiboto_225-Buchanan_225-1	225	CI	LI	33.3	14.2
Boundia_225-Morisanako_225-1	225	CI	GU	30	13.6
Boundia_225-Morisanako_225-2	225	CI	GU	30	13.6
Elubo_225-Bingerville_225-1	225	GH	CI	29.9	9.5
Man_225-Yekepa_225-1	225	CI	LI	28.5	8.5
Man_225-Yekepa_225-2	225	CI	LI	28.5	8.5
Tengrela_225-Syama_225-1	225	CI	MA	27.3	8.3
Asiekpe PST_161-Lomé (Aflao) 1_161-1	161	GH	TB	26.5	21.5
Ferkessedougou_330-Bobo_330-1	330	CI	BU	26.2	6.6
Ferkessedougou_330-Bobo_330-2	330	CI	BU	26.2	6.6
Mano_225-Kenema_225-1	225	LI	SL	23.7	11.5
Mano_225-Kenema_225-2	225	LI	SL	23.7	11.5
Linsan_225-Kamakwie_225-1	225	GU	SL	19	7.5
Linsan_225-Kamakwie_225-2	225	GU	SL	19	7.5
Zabori_330-Birnin Kebbi_330-1	330	NR	NI	18.3	16.0
Zabori_330-Birnin Kebbi_330-2	330	NR	NI	18.3	16.0
Zabori_330-Malanville_330-1	330	NR	TB	16.3	2.8

Version finale

Nom de la ligne	Niveau de tension (kV)	Pays du nœud d'origine	Pays du nœud receveur	Flux de puissance active (MW)	Chargement – courant (%)
Brikama_225-Kaolack_225-1	225	GA	SE	13.9	7.3
Brikama_225-Kaolack_225-2	225	GA	SE	13.9	7.3
Birnin Kebbi_132-Dosso_132-1	132	NI	NR	12.1	39.5
Boureya_225-Manantali_225-1	225	GU	MA	11.1	4.6
Boureya_225-Manantali_225-2	225	GU	MA	11.1	4.6
Kodeni_225-Ferkessedougou_225-1	225	BU	CI	10	9.7
Siguiri_225-Sanakoroba_225-1	225	GU	MA	9.5	7.5
Siguiri_225-Sanakoroba_225-2	225	GU	MA	9.5	7.5
N'Zérékore_225-Yekepa_225-1	225	GU	LI	9.2	5.3
N'Zérékore_225-Yekepa_225-2	225	GU	LI	9.2	5.3
Kayes_225-Tambacounda_225-1	225	MA	SE	8.7	6.2
Kayes_225-Tambacounda_225-2	225	MA	SE	8.7	6.2
Bawku_161-Cinkassé_161-1	161	GH	TB	2.1	11.9

Tableau 38: Flux aux interconnexions - Scénario creux 2033

Dans ces simulations, on observe que toutes les tensions ont été maintenues dans la plage de fonctionnement correcte. Cependant, on peut voir que de nombreux générateurs absorbent de la puissance réactive au creux de charge. Une analyse dynamique spécifique devrait être effectuée pour déterminer si cette situation cause des problèmes de stabilité. Du fait du nombre croissant de lignes hautes tension dans le réseau de l'EEEOA, des études spécifiques de compensation de puissance réactive doivent être effectuées pour déterminer la quantité d'inductances nécessaires à la mise en service de chaque nouvelle ligne à haute tension.

Contingence	Pays	Surcharge
Yopougon 3 225 kV – Songon 225 kV (national)	CI	Surcharge du deuxième terme lorsque la puissance de Songon est à son maximum

Tableau 39: Liste des contingences problématiques (nationales) – Creux 2033

3.4.4. Exploitation du réseau avec une part croissante des énergies renouvelables

Avec la nouvelle capacité de production d'énergie renouvelable qui est prévue d'être intégrée au réseau à l'horizon 2033, de nouvelles limites opérationnelles peuvent être atteints.

L'exploitation d'un système électrique interconnecté avec une pénétration instantanée élevée des énergies renouvelables pose de nombreux défis opérationnels qui doivent être résolus pour garantir une fiabilité élevée du système. Ces défis opérationnels peuvent être classés selon le temps d'action d'intérêt. Un bref aperçu non exhaustif est donné ci-dessous. Ces différents aspects devront être étudiés dans une étude dédiée afin de définir les contraintes opérationnelles et les mesures à prendre pour permettre l'intégration d'une part importante des énergies renouvelables sur le réseau. Ces études devraient intégrer une révision du code réseau, tel que le manuel opérationnel de l'EEEOA, ainsi qu'une étude d'intégration renouvelable qui étudiera les points mentionnés dans les paragraphes suivants.

Dans les délais de quelques minutes à quelques heures, la variabilité et surtout la prévisibilité limitée des énergies renouvelables (PV et éolien) peuvent avoir un impact direct sur les réserves opérationnelles requises, garantissant l'équilibre entre la production et la demande.

Premièrement, la variabilité de ces unités augmente le déséquilibre de puissance global qui stimule la quantité et la souplesse des réserves nécessaires. Les erreurs de prévision d'autre part créent une incertitude et requièrent des réserves en temps réels plus élevées qui suivent la charge ou qui ont un taux d'augmentation de puissance plus élevé.

Deuxièmement, en particulier avec une très forte pénétration, ces unités remplaceront les centrales électriques traditionnelles, qui garantissent normalement la fourniture des réserves obligatoires et des services auxiliaires. Des mesures supplémentaires doivent donc être prises pour garantir l'équilibre entre la production et la demande en tout temps.

Les impacts opérationnels à l'horizon de temps plus rapide (de quelques secondes à quelques minutes) sont principalement liés à la façon dont ces unités sont interconnectées avec le réseau. Le couplage fort d'un générateur synchrone traditionnel au réseau assure une puissance de court-circuit élevée aussi bien qu'une réponse inertielle. Au contraire, les convertisseurs transforment généralement l'électricité à courant continu (CC) en courant alternatif en contrôlant les dispositifs à semiconducteurs à une fréquence de commutation élevée. En raison de cette liaison CC intermédiaire qui découple le générateur de du réseau, aucune réponse inertielle n'est fournie, et l'interface avec le convertisseur affaiblit également intrinsèquement, ou élimine, la réponse aux défauts du réseau.

Au lieu des caractéristiques physiques de la machine synchrone, la stratégie de contrôle du convertisseur détermine principalement l'interaction dynamique électrique avec le système. Cependant, la puissance de court-circuit élevée aussi bien que la réponse inertielle sont essentielles pour le fonctionnement des réseaux de transport actuelles. Un courant de court-circuit élevé et soutenu pendant les défauts limitera la zone d'impact des creux de tension et déclenchera la détection des défauts par les relais de protection. La réponse inertielle, d'autre part, limitera le taux de changement de fréquence (ROCOF) après un déséquilibre de puissance dans le système et en tant que tel fournit le temps de réaction nécessaire pour les gouverneurs et les turbines de réagir afin de stabiliser la fréquence du système. Moins d'inertie conduit immédiatement à des valeurs ROCOF plus élevées et à des fréquences minimales inférieures pour le même incident considéré comme indiqué dans la figure ci-dessous. Sans prendre de mesures supplémentaires, cela entraînera un délestage de charge à grande échelle ou un déclenchement des systèmes de protection.

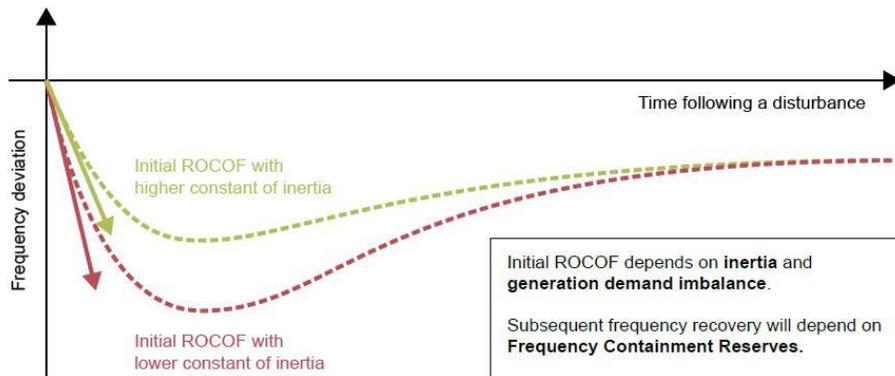


Figure 50: Impact de l'inertie sur le taux de changement de fréquence (ROCOF) [ENTSO-e]

4. OPPORTUNITÉS AU-DELÀ DES FRONTIÈRES DE L'EEEOA

4.1. Interconnexion avec l'Afrique du Nord via le Maroc

En parallèle de l'étude principale, il a été demandé au consultant d'effectuer une étude sur une interconnexion entre l'Afrique du Nord et l'EEEOA. Cette étude comprend un volet technique et un volet économique.

L'objectif de **l'étude technique** est d'étudier la faisabilité d'une interconnexion entre le réseau électrique marocain et le réseau électrique de l'EEEOA. En particulier, elle analysera l'impact de la technologie (AC ou DC) sur la stabilité du système dans son ensemble.

Ensuite, sur base des résultats et recommandations issus de l'analyse technique, une **étude économique** est réalisée. L'objectif de cette étude est d'établir, d'une part, les échanges optimaux sur l'interconnexion, et d'autre part les bénéfices pour le système ouest-africain d'une interconnexion avec l'Afrique du Nord.

4.1.1. Etude technique

4.1.1.1. INTRODUCTION

Dans cette étude, la préfaisabilité de la connexion entre le système électrique nord-africain et le système EEEOA est analysée plus avant. Cette partie de l'étude se concentre sur les aspects techniques, et plus particulièrement sur la façon dont la stabilité du système est influencée quand une ligne AC ou DC est utilisé pour relier les deux systèmes.

L'objectif est principalement de répondre à la question s'il est possible d'utiliser la technologie AC pour la connexion, en tenant compte des longues distances et des transferts de puissance entre les deux systèmes.

Deuxièmement, les options d'utilisation de la technologie DC sont abordées brièvement et les principaux avantages et inconvénients de l'utilisation du LCC ou du VSC sont présentés.

Enfin, les congestions dans le système électrique marocain sont examinées en considérant les exportations de 1 000 MW produites par des sources d'énergie renouvelables (par exemple, le photovoltaïque) à proximité du bus 400 kV LAAYOUNEII.

4.1.1.2. MODELISATION

4.1.1.2.1. Le Maroc et le système EEEOA

Le modèle EEEOA a été développé dans l'outil de simulation Eurostag. Le modèle du système électrique du Maroc était fourni en PSS/E. Par conséquent, une conversion du modèle statique et dynamique du Maroc est nécessaire pour fusionner les deux systèmes en Eurostag. Comme point de départ, il a été considéré une situation où chaque système est équilibré par lui-même de telle sorte qu'aucun transfert de puissance important n'aura lieu même en raccordant les systèmes par une ligne AC.

4.1.1.2.2. Modèle équivalent du réseau européen

Dans cette étude de prefaisabilité, le système électrique européen est représenté par un modèle équivalent qui imite le comportement du réseau européen et ses interactions dynamiques avec le système marocain. Le détail de la modélisation appliquée est jugé suffisamment précis pour le type d'études présentées dans le présent rapport.

Le modèle équivalent est connecté à la sous-station PINARREY (Espagne). Toute autre ligne qui relie ce bus au système espagnol restant est déconnectée. Seulement les lignes vers Tarifa (1 & 2) restent en service pendant l'étude. Voir aussi Figure 51 ci-dessous.

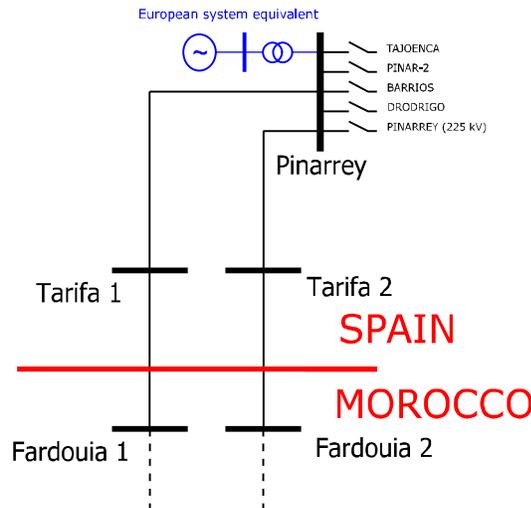


Figure 51: Modèle équivalent du réseau européen

Pour les simulations statiques, par exemple les écoulements de charge AC, un équivalent est utilisé pour représenter le réseau. Cet équivalent consiste en un générateur équivalent connecté à un transformateur et un réglage de puissance active égal au transfert net entre PINARREY et Tarifa (dans le modèle de système détaillé complet il est supposé à 0 MW).

Pour les simulations dynamiques, le générateur est équipé d'un gouverneur (IEEEG1) et d'un régulateur de tension (IEEE1). Les paramètres de ces régulateurs ainsi que les types de modèles utilisés sont basés sur l'expérience du consultant et sont présentés dans les tableaux ci-dessous. Ces paramètres sont généralement appliqués dans les études de système. En raison du type d'étude demandée, les paramètres les plus importants sont l'inertie, la taille équivalente de l'unité et le paramètre K du modèle IEEEG1.

Paramètre	Valeur	Paramètre	Valeur
SN (MVA)	360 000	H	5
Pmax (MW)	306 000	D	0,0
Pmin (MW)	0	Xd	2.3
Qmax (MVar)	190 000	Xq	2
Qmin (MVar)	-190 000	X'd	0,29
Xsource	0,2	X'q	0,3
T'd0	6,5	X''d=X''q	0,2
T''d0	0.03	XI	0,15
T'q0	0,5000	S(1.0)	0,2
T''q0	0,15	S(1.2)	0,4

Tableau 40: Paramètres de la machine représentant le système ENTSO-E (Europe)

Paramètre	Valeur	Paramètre	Valeur
K	2,2400	K2	0,0000
T1	0,0000	T5	0,0000
T2	0,0000	K3	0,0000
T3 (> 0)	0,5000	K4	0,0000
Uo	0,1000	T6	0,0000
Uc (< 0)	-0,1000	K5	0,0000
PMAX	1,0000	K6	0,0000
PMIN	0,0000	T7	0,0000
T4	0,5000	K7	0,0000
K1	1,0000	K8	0,0000

Tableau 41: Paramètres du gouverneur (IEEEG1) de l'équivalent ENTSO-E (Europe)

Paramètre	Valeur	Paramètre	Valeur
TR (sec)	0	KF	0,2

Version finale

Paramètre	Valeur	Paramètre	Valeur
KA	400	TF (>0)(sec)	1
TA	0,02	Switch	0,0000
VRMAX	6,02	E1	2,8875
VRMIN	-6,02	SE(E1)	0,39
KE	1	E2	3,85
TE (>0)(sec)	0,015	SE(E2)	0,5630

Tableau 42: Paramètres de l'Exciter (IEEE1) de l'équivalent ENTSO-E (Europe)

4.1.1.2.3. Interconnexion

La connexion reliera le système nord-africain/européen et le système EEEOA et plus spécifiquement, le sud du Maroc et le Sénégal avec une entrée en coupure intermédiaire vers la Mauritanie. La distance minimale et la capacité optimale d'évacuation du réseau voisin sont les principaux critères pour déterminer les différents points de connexion et le tracé de la ligne.

Au Maroc, il est choisi d'utiliser la sous-station de Dakhla comme point de départ de l'interconnexion parce qu'il s'agit de l'une des sous-stations 400 kV la plus méridionale dans le pays. Elle est également directement connectée au corridor 400kV traversant le Maroc du Nord au Sud.

Au Sénégal, différentes options de connexion existent, mais dans cette étude, la sous-station TOBENE est choisie car elle est liée au réseau 225 kV du pays.

L'entrée en coupure intermédiaire en Mauritanie est située à la sous-station de Nouakchott qui fait partie du réseau 225 kV. La longueur de la ligne de Dakhla-NOUACKCHOTT est estimée à 800 km, la longueur entre NOUACKCHOTT-TOBENE est supposé à 450 km. La Figure 52 donne une vue globale du lien et des points de connexion.

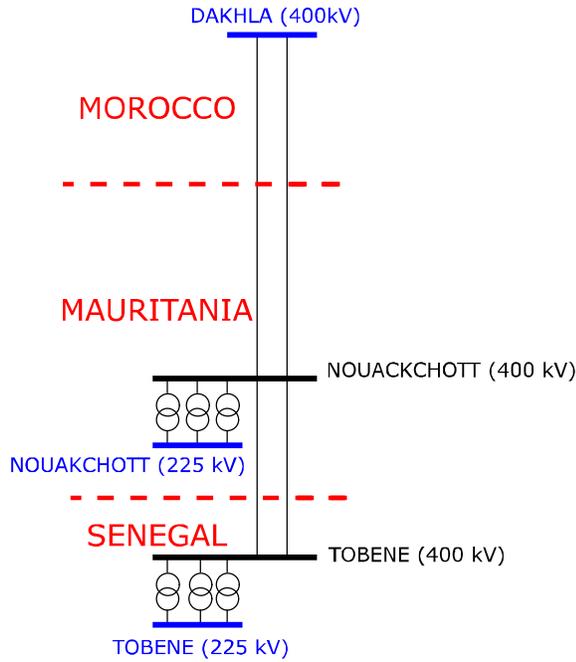


Figure 52: Proposition d'interconnexion AC 400 kV reliant le système existant (les nouveaux équipements sont affichés en noir, les bus existants sont colorés en bleu)

4.1.1.3. ANALYSE DE L'OPTION AC

4.1.1.3.1. Description et approche

Une ligne aérienne à double terna exploitée à 400 kV est considérée avec une capacité maximale de 1000 MVA par terna. En tant que tel, dans une situation N-1, 1000 MVA peuvent théoriquement encore être transférés à travers l'interconnexion. Pour raccorder la ligne à la sous-station 225 kV de TOBENE, trois transformateurs de 500 MVA sont utilisés. La même chose s'applique pour la connexion avec la sous-station NOUACKCHOTT. Pour les lignes et les transformateurs, les paramètres standards sont utilisés comme indiqué dans le tableau ci-dessous.

Paramètre	Valeur
R	0,033 Ω /km
X	0,33 Ω /km
B/2	1,54 μ S/km
Length DAKHLA-NOUACKCHOTT	800 km
Length NOUACKCHOTT-TOBENE	450 km

Tableau 43: Paramètre de la ligne 400kV

Lors de l'utilisation d'une longue ligne aérienne en AC, plusieurs problèmes (de stabilité dynamique) peuvent se produire. Une liste non exhaustive est présentée ci-dessous:

- En raison de l'effet Ferranti, une compensation de puissance réactive (par ex. sous forme de réacteurs shunt) doit être installée pour éviter les surtensions sur la ligne pendant l'energisation.
- Pendant l'énergisation, le contrôle de tension peut devenir un problème: avec des lignes de telles longueurs en AC, la compensation est souvent nécessaire. Cette compensation peut causer de nouveaux problèmes comme une résonance subsynchrone (c.à.d. la fréquence de résonance des arbres des générateurs de turbine coïncide avec une fréquence de résonance du système.)
- Problèmes de protection de défaut: des problèmes de timing dus aux délais de communication entre les différentes parties de l'équipement de protection (équipement de mesure, disjoncteurs,...) peuvent mener à une élimination tardive du défaut ou à une malfonction du système de protection.
- Des problèmes de stabilité transitoire peuvent se produire. En particulier si la ligne est chargée fortement, les générateurs peuvent perdre le synchronisme après qu'un défaut ait eu lieu sur l'interconnexion due à la basse capacité de synchronisation entre les deux systèmes (Maroc/Europe & EEEOA). Même dans le cas d'une élimination rapide du défaut, une séparation du système est difficile à prévenir et des mesures supplémentaires doivent être prises pour améliorer la stabilité transitoire.

Dans ce rapport, la stabilité transitoire est étudiée plus en détail. C'est pourquoi un court-circuit est appliqué sur une des lignes entre Dakhla et Nouakchott (95% de la longueur de la ligne à partir de Dakhla) pour différents niveaux de charge de la ligne. Le défaut est éliminé après 100 ms en ouvrant les deux disjoncteurs aux extrémités de la ligne. Il est étudié si le système peut rester synchronisé. La charge de la ligne est augmentée en installant un générateur et une charge (fictifs) aux deux extrémités de la ligne et augmentant graduellement la puissance active des deux.

Dans le modèle, des réacteurs shunt sont installés aux trois noeuds pour compenser la puissance réactive générée si la ligne est peu chargée. Une approche simple pour calculer la taille requise est appliquée: les réacteurs compensent entièrement la susceptance de la ligne. Des méthodologies plus élaborées pour compenser la ligne au cours de différents niveaux de charge en utilisant des réacteurs commutés, des compensations de série ou des SVC sont possibles. Mais elles ne sont pas dans le cadre de cette étude.

4.1.1.3.2. Résultats de simulation

Tout d'abord, la stabilité transitoire est étudiée pour (presque) zéro transfert de puissance active sur les lignes. Néanmoins, il est montré que, même pour un tel transfert faible, les générateurs situés près de Nouakchott perdent le synchronisme après l'effacement de la faille. Ceci est clairement indiqué dans Figure 53 et Figure 54. Dans ces figures, les angles de certains générateurs répartis sur le réseau et les transferts de puissance (active et réactive) sur l'interconnexion AC sont donnés. Tous les angles sont exprimés par rapport au centre d'inertie (puisque l'Europe a une telle grande inertie, ce centre se trouve près de la frontière espagnole). Bien que la plupart des générateurs restent synchronisés, les machines à l'intérieur de la Mauritanie vont out-of-step.

Dans le cas où aucune connexion à Nouakchott n'est effectuée (en déconnectant les transformateurs), un transfert de puissance active plus élevé est possible sans compromettre la stabilité transitoire compte tenu de l'emplacement ou de la durée du défaut, voir aussi Figure 55 et Figure 56 pour un transfert de puissance active de 200 MW.

Cette simulation est répétée pour identifier le transfert de puissance maximum auquel le système est encore capable de rester synchronisé. Une limite de **280 MW** a été trouvée. L'augmentation de la limite serait possible par une élimination plus rapide de défaut ou par la mise en œuvre de différentes mesures pour augmenter la stabilité transitoire (fast-valving, SVC, des interconnexions plus et plus fortes entre le système,...). Au-delà de cette limite, une séparation de système claire se produira après l'élimination de défaut. Voir par exemple Figure 57 et Figure 58 pour un transfert de puissance de 500 MW; les angles des générateurs à l'intérieur du EEEOA et du système marocain divergent complètement les uns des autres (les résultats de simulation peuvent être considérés comme valables jusqu'au moment où le système perd le synchronisme. Après, les systèmes de protection sont activés et ils ne sont pas inclus dans le modèle EUROSTAG).

Compte tenu des résultats de simulation et de toutes les anciennes questions énumérées qui peuvent se produire, on peut conclure que, du point de vue de la stabilité du système, il sera très difficile d'utiliser une connexion tellement longue en AC, connectée à deux points faibles dans le réseau. Des investissements supplémentaires seront nécessaires, tels que plusieurs postes intermédiaires, dispositifs de contrôle de tension, compensation de série,...

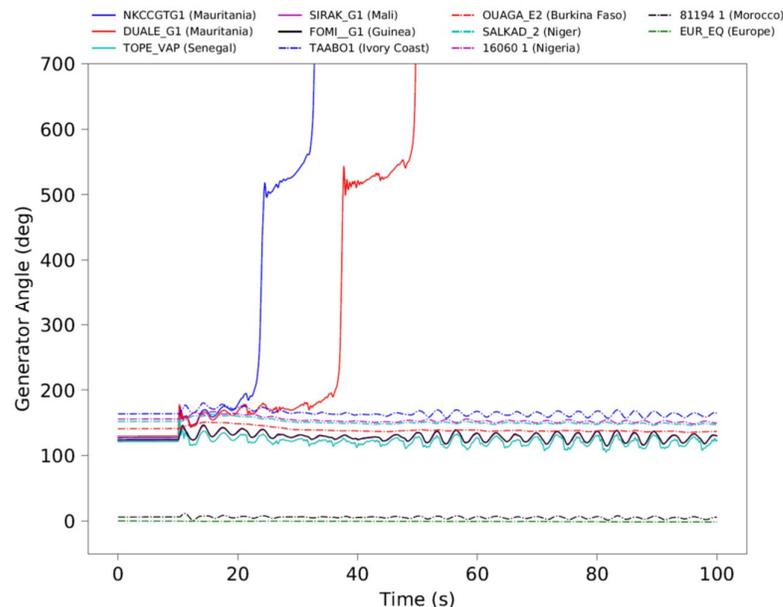


Figure 53: Angles des générateurs – Court circuit tri-phasé à 10s (élimination 10.1s) – connexion intermédiaire à NOUAKCHOTT – 0 MW

Version finale

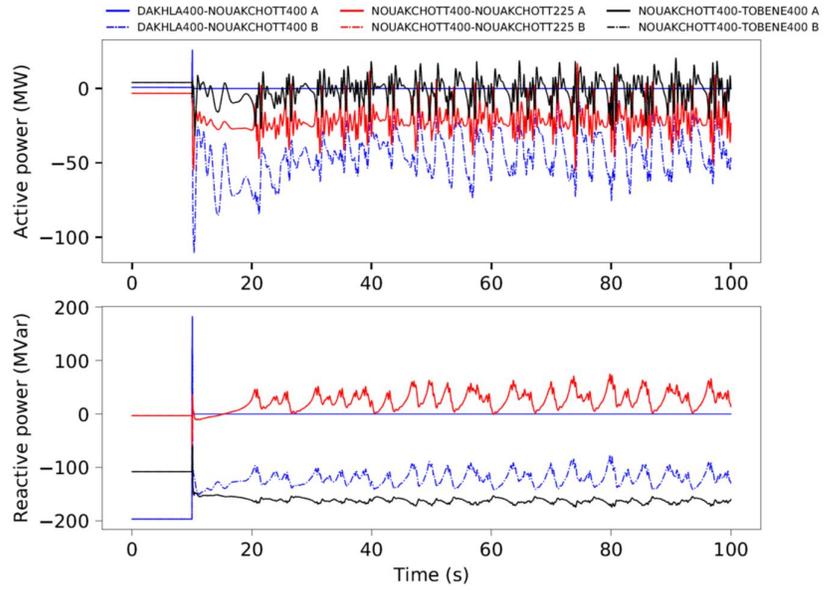


Figure 54: Puissance active et reactive sur l'interconnexion AC - Court circuit tri-phasé à 10s (élimination 10.1s) – connexion intermédiaire à NOUAKCHOTT – 0 MW

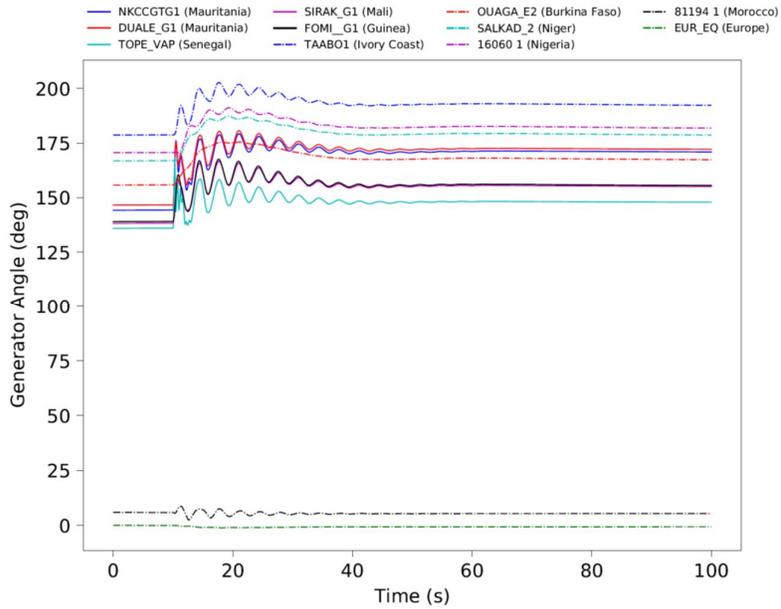


Figure 55: Angles des générateurs – Court circuit tri-phasé à 10s (élimination 10.1s) – pas de connexion intermédiaire à NOUAKCHOTT – 200 MW

Version finale

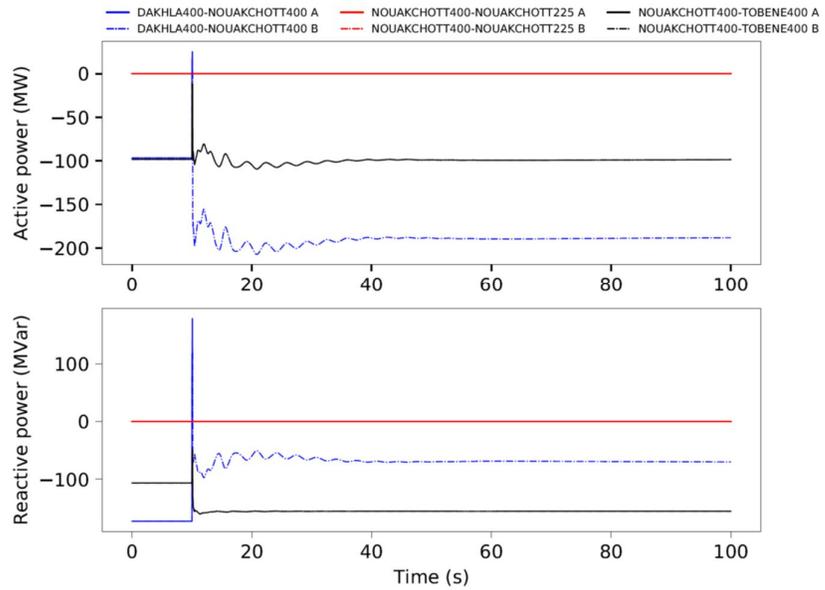


Figure 56: Puissance active et reactive sur l'interconnexion AC - Court circuit tri-phasé à 10s (élimination 10.1s) – pas de connexion intermédiaire à NOUAKCHOTT – 200 MW

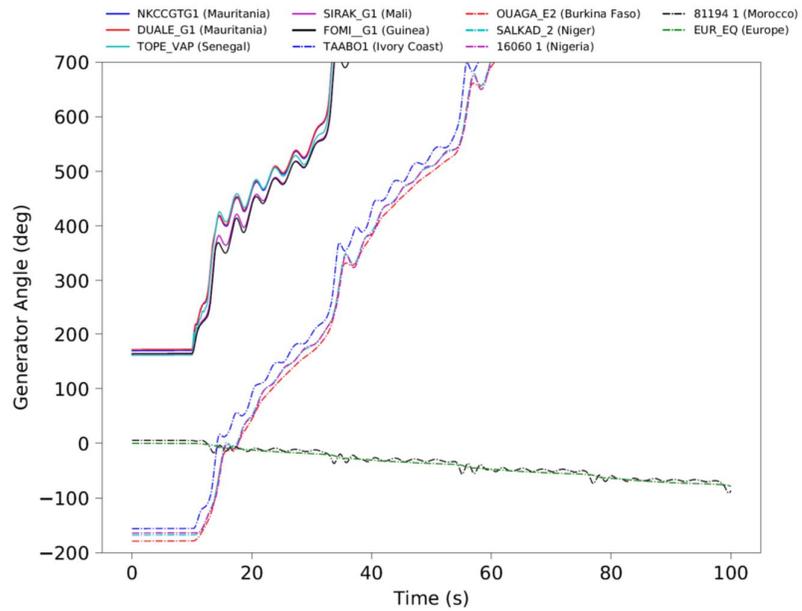


Figure 57: Angles des générateurs – Court circuit tri-phasé à 10s (élimination 10.1s) – pas de connexion intermédiaire à NOUAKCHOTT – 500 MW

Version finale

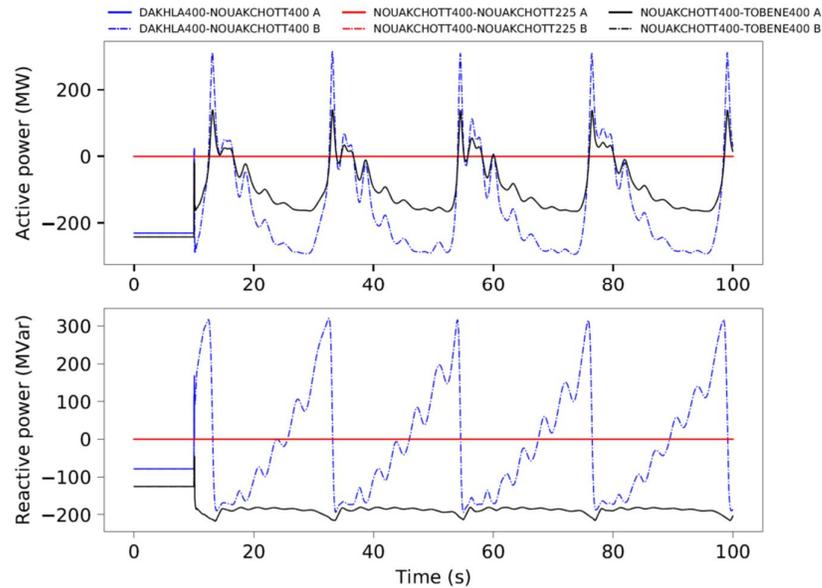


Figure 58: Puissance active et reactive sur l'interconnexion AC - Court circuit tri-phasé à 10s (élimination 10.1s) – pas de connexion intermédiaire à NOUAKCHOTT – 500 MW

4.1.1.4. ANALYSE DE L'OPTION DC

4.1.1.4.1. Aperçu des différentes options: technologie et configuration

En plus d'envisager une connexion AC, il est intéressant de regarder les options de relier les deux systèmes à l'aide de la technologie HVDC. HVDC offre de nombreux avantages dans ce cas particulier par rapport au AC. Il prévoit par exemple : un découplage des deux systèmes (la dynamique du système due à des défauts n'est pas transférée directement d'un système à l'autre), une meilleure contrôlabilité, des pertes inférieures (aucun skin effect et aucun transfert de puissance réactive),...

Indépendamment de la technologie de convertisseur spécifique (VSC: convertisseur de source de tension ou CSC: convertisseur de source de courant), il est d'abord important de regarder le lay-out principal de la connexion DC.

Différentes configurations peuvent être appliquées pour la connexion HVDC, par exemple un système monopolaire ou bipolaire avec retour à la terre ou retour métallique. Un système bipolaire avec retour à la terre a été choisi parce qu'il offre une redondance accrue ainsi qu'une certaine flexibilité pour les futures extensions. La redondance accrue est obtenue parce que le système peut fonctionner à 50% de sa puissance nominale en cas de panne d'un convertisseur ou d'une ligne. Les futures prises peuvent être constituées d'une disposition bipolaire ou peuvent être construites en utilisant un seul convertisseur (prise monopolaire avec retour à la terre).

Une connexion HVDC bipolaire de 1000 MW, tel qu'illustré en Figure 59, est prisé. Dans cette figure, une entrée en coupure intermédiaire est prévue à Nouakchott. Toutefois, pour réduire les coûts et contrôler la complexité du lien, cette entrée en coupure pourrait être rajoutée à un moment ultérieur et une connexion point-to-point standard peut être construite dans un premier temps.

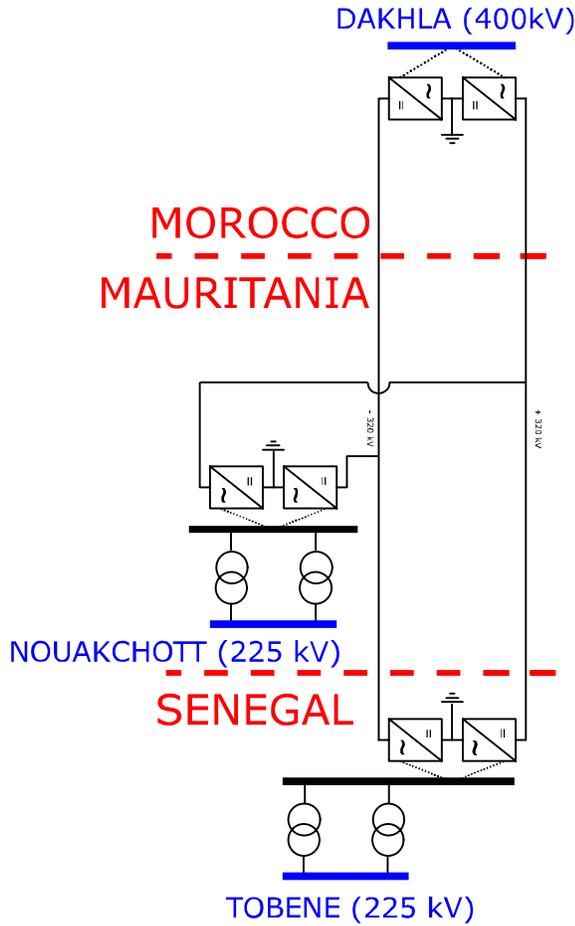


Figure 59: Lien HVDC bipolaire proposé ± 320 kV (les nouveaux équipements sont affichés en noir, les bus existants sont colorés en bleu, la connexion entre les convertisseurs et le réseau AC n'est pas présentée en détail)

En ce qui concerne la technologie CCHT appliquée, un choix peut être fait entre des convertisseurs CSC et VSC. Une liste présentant les principales différences d'intérêt est présentée dans le tableau ci-dessous:

CSC	VSC
Coût inférieure	Coût supérieure
Pertes inférieures	Pertes supérieures
Demande un système AC fort	Peut fonctionner dans un système AC plus faible
L'extension du réseau DC n'est pas évident	Plus de flexibilité en terme d'extension du réseau (tappings/multi-terminal) and control
Consomme toujours de la puissance réactive	Support flexible de puissance réactive + d'autres services auxiliaires

Tableau 44: Comparaison entre technologie CSC and VSC

En plus des coûts et des pertes supplémentaires, le VSC offre de nombreux avantages par rapport au CSC, en particulier pour le système étudié. Pour le CSC, par exemple, un réseau AC relativement fort au point de connexion commune (PCC) est nécessaire, communément exprimé en termes de rapport court-circuit (SCR). En général, on présume qu'un SCR de 2-3 est nécessaire pour assurer le bon fonctionnement du CSC. Pour une CSC inférieure, des défaillances de commutation peuvent se produire.

En tenant compte des points de connexion faibles (faible puissance de court-circuit à Dakhla: **1.459 GVA**, NOUACKCHOTT:**1.321 GVA** & TOBENE: **3.480 GVA**), des mesures supplémentaires (addition de condensateurs synchrones, STATCOMs,...) sont donc à prendre pour appliquer la technologie CSC pour une installation de 1 GVA. VSC semble donc la solution la plus appropriée pour le système. Cette technologie est particulièrement intéressante dans le cas où le support au réseau est requis ou des extensions (et des entrées en coupure supplémentaires) du système sont prévus.

4.1.1.4.2. Support au réseau par HVDC: résultats de simulation

Les liens HVDC non seulement découplent les deux réseaux AC de telle sorte que les défauts dans un système ne se propagent pas à l'autre système, ils peuvent également fournir du support au réseau après qu'un incident ait lieu. Un de ces mécanismes de soutien qui serait d'intérêt est de fournir du contrôle de fréquence au système EEEOA. Puisque le système marocain est lié à l'Europe, il a une quantité substantielle d'inertie et de réserve primaire qui peut être offert au système EEEOA en modifiant le contrôleur de puissance. Ceci est démontré dans les résultats de simulation présentés ci-dessous. Une connexion HVDC VSC est intégrée dans le système, connectée entre Dakhla et TOBENE. Dans notre outil de simulation de système électrique (EUROSTAG), différents blocs sont disponibles pour modéliser les lignes HVDC VSC et CSC. La disposition elle-même (bipolaire, monopolaire, retour au sol métallique) de la liaison HVDC point à point n'a pas beaucoup d'influence sur la manière dont elle est représentée dans le logiciel. Tant que nous étudions les formes standard de stabilité du système d'alimentation (tension, angle, fréquence,... stabilité) parmi lesquelles nous nous intéressons principalement à l'interaction dynamique des convertisseurs avec le système, le même modèle est utilisé pour différentes configurations. En ce qui concerne les contrôleurs principaux de la liaison, les convertisseurs de DAKHLA sont en mode de contrôle de tension continue, ceux de TOBENE en contrôle de puissance active. Les deux convertisseurs fonctionnent à un échange de puissance réactive fixe, bien que les contrôleurs puissent facilement être modifiés pour offrir également un contrôle de la tension alternative des deux côtés de la ligne.

En ajoutant un signal de commande supplémentaire à la boucle de contrôle de puissance active qui agit sur l'écart de fréquence dans le système, le convertisseur VSC imite le contrôle de fréquence primaire d'une centrale électrique classique. Le pouvoir supplémentaire d'offrir ce soutien vient du système marocain/européen et il est transféré sur les connexions DC. Ce soutien est démontré par la simulation d'une contingence de Kaduna G (Nigeria, perte de 215 MW) au cas où la connexion transfère 300 MW de TOBENE à Dakhla. La fréquence des deux côtés de la liaison HVDC ainsi que la puissance de sortie du VSC à Tobène est donnée aux Figure 60 et Figure 61.

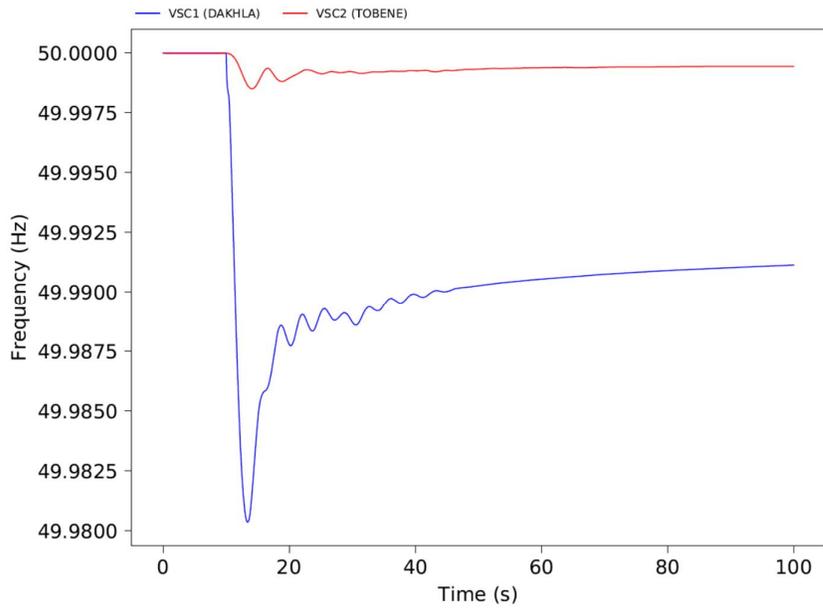


Figure 60: Fréquence aux deux bornes HVDC lors de l'offre de support de fréquence après une contingence de Kaduna G à t = 10s

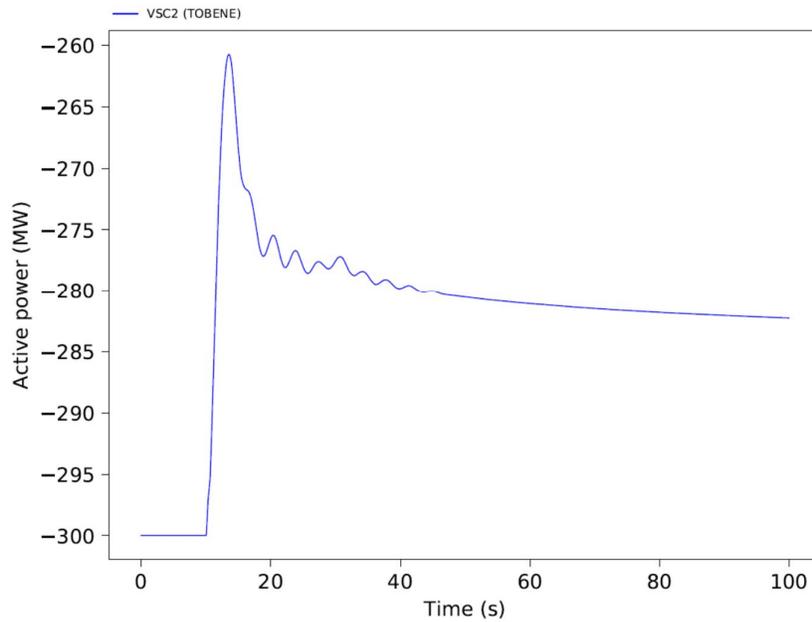


Figure 61: Flux de puissance actif sur le lien CCHT Quand offre de support de fréquence après une panne de Kaduna G à t = 10s

Version finale

4.1.1.5. LES CONGESTIONS DU RESEAU MAROCAIN, COMPTE TENU D'UNE EXPORTATION DE 1000 MW

Dans la section suivante, nous supposons que nous partons du scénario de charge de pointe et que nous ajoutons une énergie solaire supplémentaire (future) de 1000 MW près du bus LAAYOUNEII. Ce surplus de 1000 MW est exporté via la connexion vers le système WAPP. Quelques hypothèses supplémentaires ont été faites:

- Des dispositifs de contrôle de tension sont ajoutés au bus LAAYOUNEII (modélisé comme un bus PV)
- Le terminal HVDC à DAHKLA est contrôlé pour exporter 1000 MW et offre un contrôle de la tension AC (DAHKLA est également modélisé comme un bus PV)
- Pour simplifier la modélisation: la ligne HVDC est représentée comme une charge en parallèle avec un générateur offrant un contrôle de la tension et une puissance de 0 MW (valable uniquement pour les simulations statiques!)

Cela se traduit par le flux d'énergie suivant pour le cas avec et sans l'exportation de 1000 MW (seule la partie proche de DAHKLA et LAAYOUNEII est inclus dans la figure):

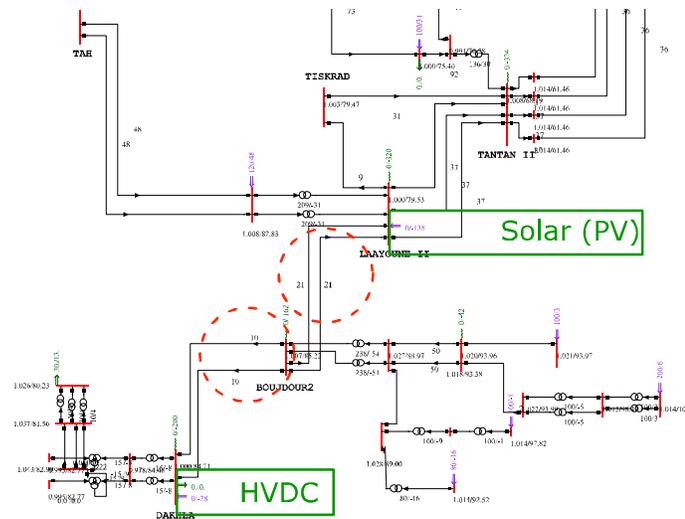


Figure 62: Flux électrique pour une exportation de 0 MW - 0 MW solaire pv (les nombres pourpres représentent les charges MW / MVar, les nombres verts représentent les MW / MVar de génération, ... / ... près des bus représentent les tensions et angles de bus, les nombres près des lignes représentent le chargement en %)

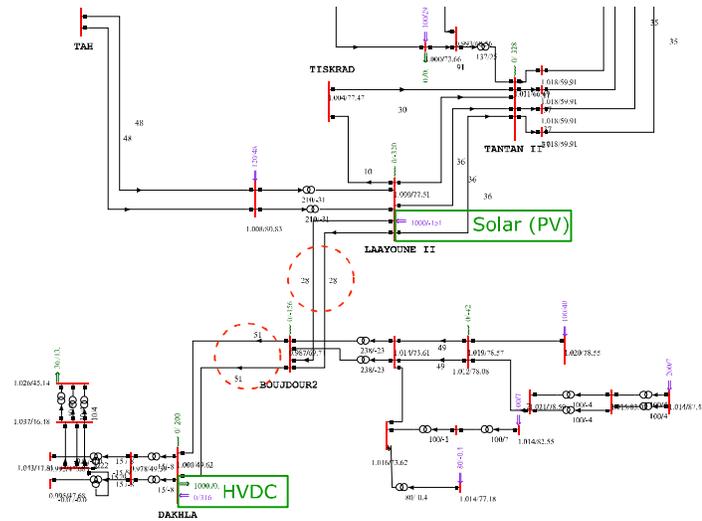


Figure 63: Flux électrique pour une exportation de 1000 MW - 1000 MW solaire pv (les nombres pourpres représentent les charges MW / MVar, les nombres verts représentent les MW / MVar de génération, ... / ... près des bus représentent les tensions et angles de bus, les nombres près des lignes représentent le chargement en %)

On peut noter que l'exportation de 1000 MW a surtout une influence sur le chargement du double circuit de 400 kV de LAAYOUNEII à DAKHLA (voir les cercles rouges sur la figure). D'autres parties du réseau sont moins influencées. Mais même si 1000 MW sont transférés, les circuits doubles (1070 MVA chacun) ne sont chargés que de 28% ou 51% (pour respectivement LAAYOUNEII-BOUJDOUR2 et BOUJDOUR2-DAKHLA).

Cependant, pour une situation N-1 (perte par exemple d'un circuit de BOUJDOUR2-DAKHLA, l'autre circuit est surchargé (116% de chargement). Cet incident considéré est répété pour différents transferts de puissance et il est conclu que le maximum de 900 MW peut être transféré pour être sécurisé N-1. (Dans le cas où l'énergie solaire (pv) est reliée à un bus dans une partie plus maillée du système, d'autres recherches sont nécessaires. Dans ce cas, il faut étudier les différentes coupures de ligne pour une analyse N-1 détaillée.)

4.1.1.6. CONCLUSION

Pour relier le système EEOA au système marocain, différentes options d'interconnexion ont été analysées et comparées d'un point de vue technico-économique.

Compte tenu des points de connexion faibles, des mesures supplémentaires doivent être prises pour permettre l'application de soit l'HVDC CSC ou l'AC technologie d'une capacité d' 1 GVA. HVDC VSC dans une configuration bipolaire semble donc la solution la plus appropriée pour le système. Cette technologie est particulièrement intéressante dans le cas où le support au réseau est requis ou des extensions (et des entrées en coupure supplémentaires) du système sont prévus.

4.1.2. Etude économique

Cette étude se penche sur l'impact de l'interconnexion avec l'Afrique du Nord par l'ajout du système marocain au modèle, selon le développement du parc de production sélectionné avec l'ONEE durant la collecte de données et par l'ajout d'une nouvelle interconnexion. Ce parc de production marocain est *figé* dans l'analyse économique. Ce parc est représenté aux figures ci-dessous au début ainsi qu'à la fin de l'horizon de l'étude, soit pour les années 2017 et 2033.

Au départ de l'étude, en 2017, le parc de production est constitué en majeure partie d'unités charbon (43%). Viennent ensuite les centrales thermiques utilisant le fuel lourd (26%), les centrales hydroélectriques (19%) qui comprennent la station de pompage-turbinage d'Afourer et enfin les centrales au gaz (12%).

Au cours de la période considérée, les investissements prévus par le Maroc dans les énergies renouvelables sont très importants, avec 5.1 GW d'investissement dans des centrales solaires photovoltaïques et 6.5 GW dans des unités éoliennes, ces deux technologies représentant respectivement 27% et 29% du parc de production 2033 du Maroc.

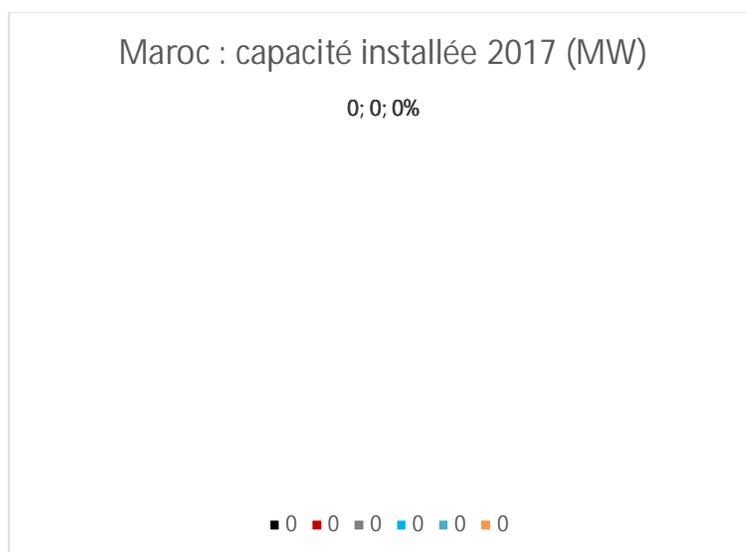


Figure 64: Parc de production du Maroc en 2017, par type de fuel

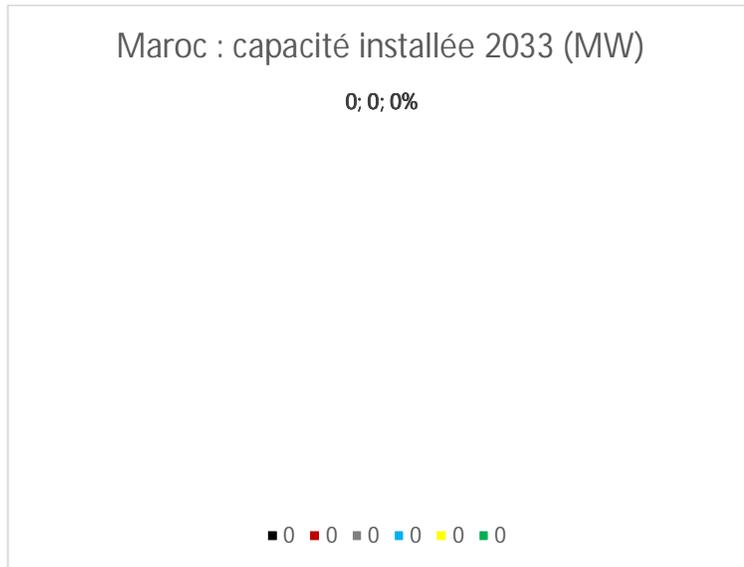


Figure 65: Parc de production du Maroc en 2033, par type de fuel

L'évolution de la demande électrique du Maroc considérée est celle qui a été transmise au consultant par l'ONEE durant la phase de collecte de données. La pointe de charge évolue de 5992 GW en 2017 à 10 882 MW en 2033, soit une évolution annuelle moyenne de 4%. La consommation énergétique, quant à elle, passe de 37 990 GWh en 2017 à 68 129 GWh en 2033, soit une évolution annuelle moyenne de 4% également.

Sur base de la comparaison des situations avec et sans l'interconnexion, il est établi les bénéfices, pour le système Ouest-Africain de s'interconnecter avec l'Afrique du Nord et l'Europe via le Maroc via la Mauritanie.

L'étude économique de l'interconnexion entre l'Afrique du Nord et l'EEEOA commence par une première estimation des coûts que représentent cet investissement. Ensuite, les échanges optimaux sur l'interconnexion sont analysés. Enfin, cette partie de l'étude se clôture en abordant les bénéfices pour le système ouest-africain d'une interconnexion avec l'Afrique du Nord.

Il est à noter que l'étude économique se concentre principalement sur la technologie HVDC – VSC, étant donné que c'est la solution de préférence qui ressort de l'étude technique et d'une première analyse des coûts, comme cela est développé ci-dessous.

4.1.2.1. ESTIMATION DES COÛTS

Une première estimation des coûts¹³ des options présentées dans l'analyse technique est reprise ci-dessous (pour une connexion directe entre Dakhla et Tobene). Seuls les coûts d'investissement sont pris en compte dans ce calcul. Sont donc laissés de côté les coûts d'exploitation, d'entretien, ... En outre, le coût de sous-stations AC qui devraient être construites pour toutes les options considérées ne sont pas incluses non plus (par exemple une sous-station 400 Kv additionnelle à Tobène). Dès lors, ces coûts ont vocation à permettre à une comparaison des différentes options mais ne fournissent pas une image précise du coût réel final de la connexion.

AC (400 kV):

- Lignes + compensation (400 kV double circuit): $1.5 * 1250 \text{ km} * 0,40 \text{ M \$} = 750 \text{ M \$}$
- (postes intermédiaires supplémentaires pour le contrôle de tension (2): 64,4 M \$)
- **Total: double terne ± 814,4 M \$ (simple terne ± 564,4 M \$)**

HVDC (CSC-1GW – sans raccordement intermédiaire):

- Stations de conversion: $2 * 130 \text{ M \$} = 260 \text{ M \$}$
- Lignes: $1250 \text{ km} * 0,29 \text{ m \$} = 362,5 \text{ M \$}$
- **Total: ± 622.5 M \$**

CCHT (VSC-1GW – sans raccordement intermédiaire):

- Stations de conversion: $2 * 144 \text{ M \$} = 288 \text{ M \$}$
- Lignes: $1250 \text{ km} * 0,29 \text{ M \$} = 362,5 \text{ M \$}$
- **Total: ± 650.5 M \$**

Étant donné que le coût d'une ligne aérienne HVDC est généralement inférieur à celui d'une ligne aérienne de même capacité (un coefficient de 0,72 est utilisé ici), le coût des convertisseurs est compensé par la réduction des coûts de ligne pour les connexions longues. La distanciation des coûts entre le CA et le DC est généralement de l'ordre de 600 à 800 km. Comme la ligne est beaucoup plus longue, le calcul des coûts ci-dessus confirme l'hypothèse selon laquelle HVDC est l'option la plus économique pour une telle distance.

A première vue, l'option HVDC CSC apparaît comme la moins chère. Néanmoins, si l'on considère les investissements nécessaires pour augmenter le SCR aux points de connexion, il est très probable que cette option se révèle en réalité plus coûteuse que la technologie HVDC VSC (des études plus détaillées devraient néanmoins être réalisées).

Enfin, lorsque les options AC et DC sont comparées, il est important de garder à l'esprit que la solution AC double circuit respecte le critère N-1 (c'est-à-dire 1000 MVA de capacité de transfert en cas de perte d'une ligne), alors que l'option HVDC ne peut plus transférer que 500 MW dans le cas d'un défaut (d'un convertisseur ou d'une ligne).

¹³ Voltage Source Converter (VSC) HVDC for Power Transmission - Economic Aspects and Comparison with other AC and DC Technologies, Cigré, Technical Brochure, 2012.

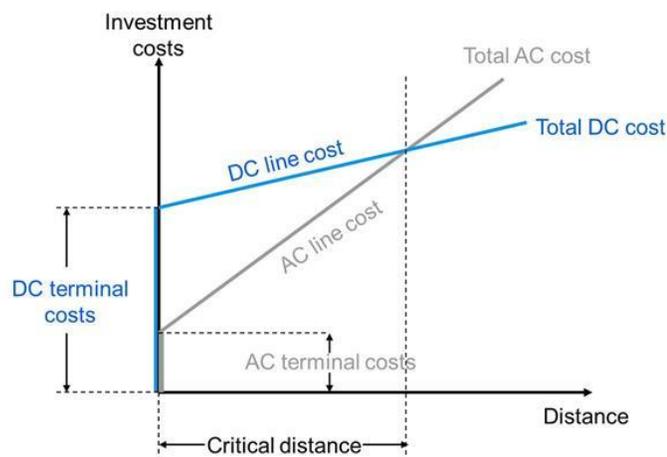


Figure 66: Illustration schématique de la comparaison des coûts entre les connexions HVDC et AC (source: ABB)

4.1.2.2. ANALYSE DES ÉCHANGES OPTIMAUX

Pour déterminer le niveau des échanges optimaux entre l'EEEOA et l'Afrique du Nord, la démarche adoptée a consisté à ajouter le Maroc comme un nouveau nœud du modèle PRELE développé pour l'analyse du cas de référence présenté dans le plan directeur ci-dessus. Le parc de production marocain a été repris tel quel selon les informations reçues de la part de l'ONEE dans le cadre de la collecte de données.

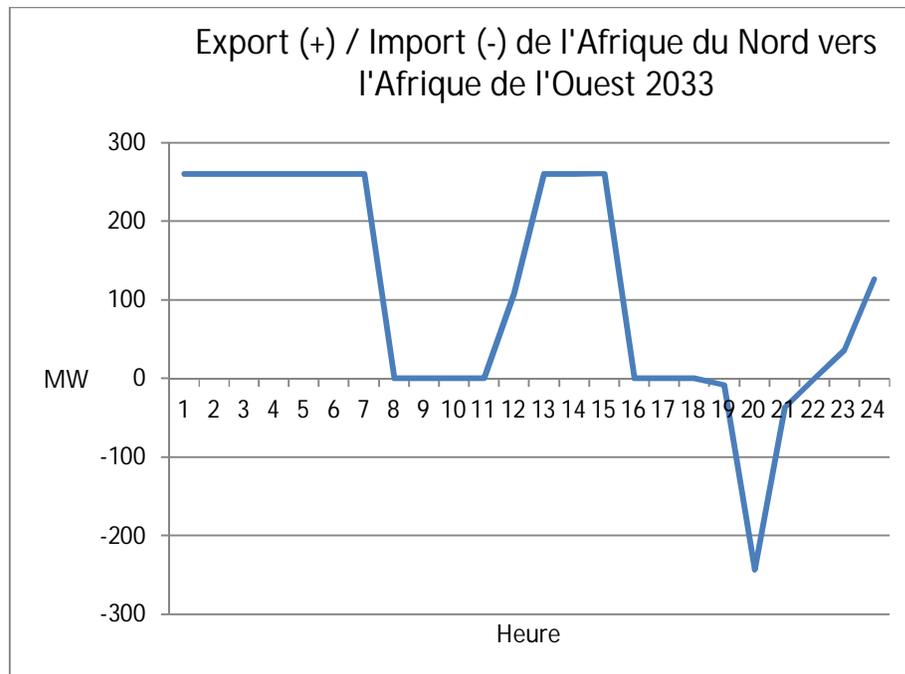
Ensuite, sur base des estimations de coûts réalisées ci-avant, la possibilité d'investir dans une ligne HVDC entre l'Afrique du Nord et l'EEEOA a également été introduite dans le modèle économique. La mise en service de cette ligne est considérée à partir de 2023.

Le but de l'optimisation est de déterminer s'il existe un intérêt économique à investir dans une telle ligne, et d'établir les flux optimaux si tel est le cas.

Les résultats des simulations économiques indiquent qu'il existe effectivement un intérêt économique à interconnecter l'EEEOA avec l'Afrique du Nord. *Ces résultats devront toutefois être confirmés par une étude de faisabilité détaillée qui optimiserait les systèmes de part et d'autre et qui incluerait des potentiels échanges avec l'Europe.*

La figure ci-dessous illustre l'évolution des échanges optimaux au cours d'une journée typique au terme de l'horizon de l'étude, soit en 2033. On observe que les flux s'écoulent la plupart du temps de l'Afrique du Nord vers l'Afrique de l'Ouest, notamment durant la nuit pendant laquelle les unités au charbon d'Afrique du Nord sont en service (fonctionnement en base), mais également pendant la journée, où l'énergie provient principalement des centrales solaires photovoltaïques d'Afrique du Nord. L'exportation d'énergie solaire depuis cette région s'explique par un meilleur productible solaire qu'en Afrique de l'Ouest. Ainsi, il est possible d'atteindre 2000kWh/kW en Afrique du Nord tandis que le productible ne dépasse généralement pas 1600kWh/kW en Afrique de l'Ouest. Notons dès lors que le volume d'échange sur l'interconnexion est bridé par la disponibilité de l'énergie solaire en Afrique du Nord. Ainsi, si un surplus d'énergie solaire était installé dans la région (potentiellement en provenance d'Europe), il y aurait un intérêt économique pour l'Afrique de l'Ouest à importer cette énergie solaire.

Le soir, par contre, les échanges s'opèrent dans l'autre sens, et le Sénégal exporte l'électricité produite à partir de centrales thermiques fonctionnant au gaz naturel indigène, cette ressource étant plus économiquement optimale que les autres options thermiques disponibles en Afrique du Nord.



Version finale

Figure 67: Echanges optimaux entre l'Afrique du Nord et l'Afrique de l'Ouest en 2033

D'un point de vue énergétique, les exportations de l'Afrique du Nord vers l'Afrique de l'Ouest sont estimés à 1050 GWh par an dès 2023, et de 105 GWh par an dans le sens inverse, de telle sorte que l'export net de l'Afrique du Nord s'élève à 945 GWh annuellement et les échanges optimaux qui ressortent des simulations s'établissent à un maximum de 260 MW.

A nouveau, d'un point de vue purement économique, les flux vers l'Afrique de l'Ouest pourraient être sensiblement plus élevés si l'énergie solaire était disponible en plus grande quantité en Afrique du Nord (potentiellement en provenance de l'Europe). *Notons également que l'intérêt économique d'exporter des ressources éoliennes dont dispose l'Afrique du Nord devrait également être étudié dans le cadre de l'étude de faisabilité*

4.1.2.3. ANALYSE DES IMPACTS DE L'INTERCONNEXION SUR LE SYSTEME OUEST-AFRICAIN

Du point de vue économique, le coût d'exploitation est réduit durant la journée en Afrique de l'Ouest. L'importation d'énergie solaire se substitue à la production thermique locale entre 11h et 16h. A l'inverse, durant la pointe du soir, l'exportation d'énergie thermique depuis le Sénégal augmente le coût de production dans la sous-région. Le bilan est donc relativement neutre en termes de coûts d'exploitation. Notons toutefois que si d'avantage d'énergie solaire pouvait être importé, les gains opérationnels pourraient être plus importants. On pourrait également observer un déplacement des projets solaires depuis l'Afrique de l'Ouest vers les régions plus septentrionales, compte tenu des ressources plus abondantes, ce qui aurait pour effet de réduire les capacités installées dans la sous-région

4.1.3. Conclusion

Cette étude de l'interconnexion entre l'EEEOA et l'Afrique de l'Ouest a analysé les différentes possibilités techniques envisageables pour établir cette interconnexion.

Sur base de cette analyse technique, il est apparu que la technologie idéale semble être une ligne HVDC – VSC.

L'analyse économique, quant à elle, a permis de déterminer qu'il existe un intérêt économique pour une interconnexion entre l'EEEOA et l'Afrique de l'Ouest. Les flux optimaux issus de l'optimisation s'élèvent à maximum 260 MW et s'écoulent principalement du Maroc vers le Sénégal pendant la nuit et le jour, et dans le sens inverse pendant quelques heures durant la pointe du soir

Une analyse de faisabilité détaillée devrait toutefois être menée qui prendrait en compte le potentiel solaire et éolien important de l'Afrique du Nord ainsi que les opportunités d'échange avec l'Europe.

4.2. Opportunités de connexion avec le Pool Energétique d'Afrique Centrale

Après avoir analysé les possibilités d'interconnecter l'EEEOA avec le Maroc, le présent scénario étudie quant à lui l'opportunité d'interconnecter l'EEEOA avec le Pool Energétique d'Afrique centrale (PEAC).

Cette route fait partie du grand projet INGA. Le système permettrait de transférer la future puissance générée par les barrages Inga III et Grand Inga et de l'acheminer vers l'Afrique de l'Ouest via l'interconnexion entre Inga en RDC et le Nigeria.

Concernant le projet Inga, le développement du site est abordé en 7 phases successives ; Inga III Basses Chutes, Inga III Hautes Chutes, puis Inga 4 à Inga 8 pour atteindre la production totale de 42 000 MW. La première phase en cours actuellement concerne Inga 3 Basses Chutes avec une puissance 4 800 MW.

Il est à noter qu'à côté d'Inga, d'autres projets importants, principalement hydroélectriques, sont également en développement dans la région du PEAC et justifient les intérêts portés dans les différentes interconnexions étudiées par le PEAC.

Pour ce qui est de l'interconnexion entre le site d'Inga et le Nigeria, celle-ci s'établirait à Calabar, dans le sud-est du pays. Cette ligne est un projet prioritaire du PEAC, ainsi qu'un projet prioritaire PIDA également pour 2020 (Programme de développement des infrastructures en Afrique). Les 8 pays concernés par cette ligne d'interconnexion, à savoir la RDC, la République du Congo, le Gabon, la Guinée Equatoriale, le Cameroun, le Tchad, la République Centre Afrique et le Nigéria ont signé un protocole d'accord. Actuellement, ce projet est en phase de recherche de financement pour les études, et peu d'information sont à ce stade disponibles, que ce soit en ce qui concerne les capacités de transfert envisagées, les volumes d'échanges planifiés ou encore les tarifs appliqués.



Figure 68: Projet de tracé de l'interconnexion Inga-Calabar

4.2.1. Méthodologie

Au vu du peu d'information disponible en matière de capacités de transfert, de volumes échangés, de coûts ou encore de tarifs relatifs à la ligne Inga – Calabar considérée ici, la méthodologie suivante a été utilisée.

Le modèle économique PRELE développé dans le cas de référence a été étendu en ajoutant, d'une part, une zone représentant le PEAC et d'autre part, une ligne d'interconnexion reliant le Nigéria à cette nouvelle zone PEAC.

Le Nigéria peut ainsi importer depuis la zone PEAC à un certain coût donné et à hauteur d'une certaine capacité de transfert considérée.

- En ce qui concerne **les coûts d'import**, 3 tarifs différents ont été étudiés : 40 USD/MWh, 60 USD/MWh et 80 USD/MWh.
- **La capacité de transfert** considérée pour la ligne est de 1 GW dès 2024¹⁴ et augmente à 2 GW en 2030. Il faut noter que le transfert de puissance ne peut s'écouler que du PEAC vers l'EEEOA, étant donné que le PEAC en tant que tel n'a pas été modélisé, que ce soit au niveau de sa demande ou de son parc de production.

Le but de l'étude est d'analyser les impacts sur les investissements ainsi que sur les coûts d'exploitation de l'EEEOA en fonction des différents tarifs considérés.

4.2.2. Résultats

On observe des utilisations différentes de l'interconnexion selon les tarifs appliqués.

- **Pour 40 USD/MWh**, le programme d'optimisation utilise la pleine capacité de l'interconnexion soit 1 GW à toute heure de la journée et ce, jusqu'en 2029. Au terme de l'étude, par contre, il n'utilise l'entière capacité de 2 GW à disposition que durant la soirée et la nuit. Pendant la journée, on constate effectivement que la ligne d'interconnexion n'est pas sollicitée, étant donné les investissements massifs en technologie solaire photovoltaïque qui sont réalisés dans le sud du Nigéria et dans l'ensemble de l'Afrique de l'Ouest sur le long terme.

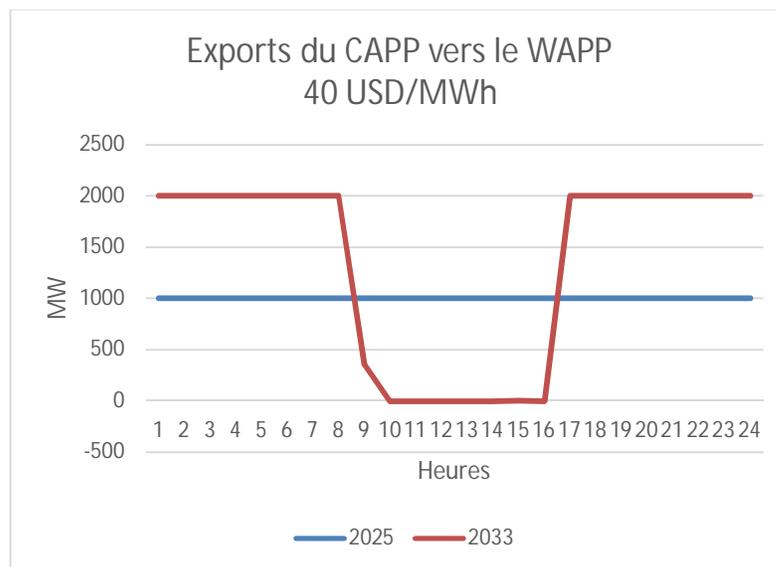


Figure 69: Exportations du CAPP vers l'EEEOA pour un tarif de 40 USD/MWh

¹⁴ Cette date de mise en service est reprise du Document Stratégique de Politique Énergétique Régionale du Pool Énergétique de l'Afrique Centrale

- **Pour 60 USD/MWh**, la ligne est utilisée principalement durant la pointe du soir entre 19h et 24h et également pendant la nuit et le début de matinée à la fin de l'horizon de l'étude (en 2033).

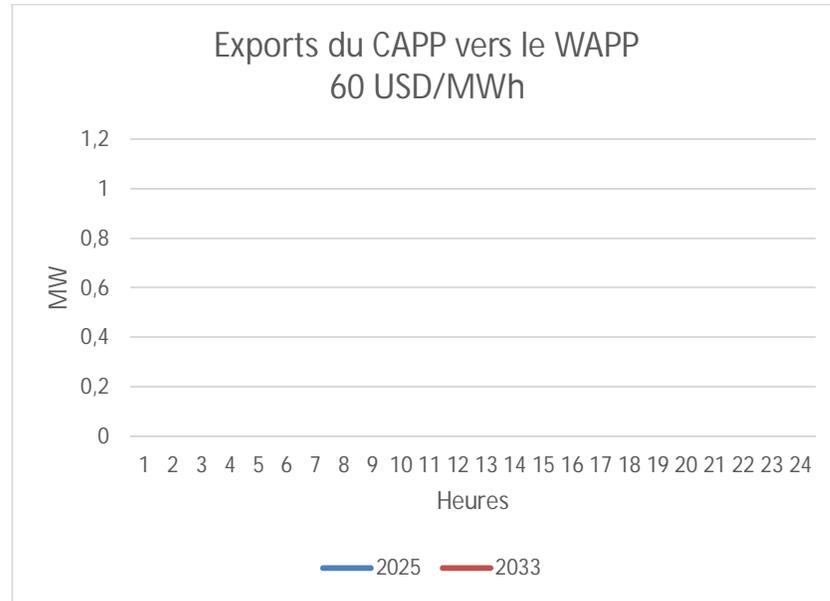


Figure 70: Exports du CAPP vers l'EEEOA pour un tarif de 40 USD/MWh (2033)

- **Pour 80 USD/MWh**, plus aucun import n'est pratiquement réalisé, sauf dans des conditions particulières, comme des années sèches durant lesquelles Mambilla ne peut pas délivrer tout son potentiel hydroélectrique par exemple.

Au niveau des impacts sur les investissements en capacité installée, l'introduction de l'interconnexion d'une capacité de transfert de 2 GW au terme de l'étude réduit logiquement d'environ 2 GW la capacité installée de pointe, et ce, principalement au Nigéria. Cette baisse des investissements est identique peu importe le tarif considéré. L'interconnexion permet donc d'assurer un rôle de réserve et participe à la sécurité d'approvisionnement du système ouest-africain.

En ce qui concerne les impacts sur les coûts opérationnels, les résultats diffèrent selon les tarifs considérés, comme cela est résumé au tableau ci-dessous. Avec un tarif de 40 USD/MWh, l'utilisation intensive de l'interconnexion permet de baisser les coûts opérationnels de la région de 5.5%. Pour 60 USD, l'utilisation de la ligne durant la pointe du soir permet de réduire ces coûts de 3.3%. Pour 80 USD/MWh, l'impact sur les coûts opérationnels est pratiquement nulle étant donné que cette ligne n'est utilisée que dans des situations exceptionnelles.

		40 USD / MWh	60 USD / MWh	80 USD / MWh
Impact sur les investissements		-2 GW	-2 GW	-2 GW
Impact sur les coûts opérationnels		-5.6%	-3.3%	-0.2%
Energie annuelle échangée (GWh)	1 GW transfer capacity	5,507	2,114	221
	2 GW transfer capacity	11,013	6,228	443
Coût estimé des imports (en % des coûts opérationnels)		3.4%	2.3%	0.2%

Tableau 45: Résultats de l'étude sur l'interconnexion de l'EEEOA avec le PEAC

4.2.3. Conclusion

En guise de conclusion, on peut dire qu'il existe un intérêt d'interconnecter les zones de l'EEEOA et du PEAC afin de partager les ressources importantes et peu onéreuses provenant d'Inga et d'autres sites hydroélectriques, notamment, de la région du PEAC.

L'étude économique réalisée en ces pages indique que cet intérêt existe à condition que le prix d'achat de l'énergie ne soit pas trop élevé. Selon les premières estimations, 80 USD/MWh semble être une limite supérieure concernant les tarifs à appliquer. En fonction du prix considéré, notre étude montre que la ligne peut être utilisée de manière plus ou moins intensive. Aussi, au-delà des économies réalisées en termes de coûts opérationnels, la ligne permet également des économies en termes de coûts d'investissements, étant donné que cette interconnexion permet de remplacer certaines unités thermiques supplémentaires, qui étaient installées dans le cas de référence pour des raisons de fiabilité principalement¹⁵.

Toutefois, il convient encore de mentionner que la présente étude n'a considéré qu'une partie du problème, étant donné que le PEAC n'a pas été modélisé et que les flux ont dès lors été considérés uniquement dans le sens de l'export du PEAC vers l'EEEOA. Mais il se pourrait qu'il soit également intéressant que l'EEEOA exporte vers le PEAC, ce qui renforcerait dès lors encore plus l'intérêt de cette ligne d'interconnexion.

¹⁵ Parmi elles, notamment de nombreuses centrales OCGT au Nigéria

4.3. Opportunités de connexion avec Cap Vert

Compte tenu de son caractère insulaire, le Cap Vert n'est pas membre actif de l'EEEOA et n'est donc pas étudié en détails dans cette étude. Ce paragraphe vise à présenter les options de connexion du pays avec le reste de la CEDEAO.

Il n'existe pas de réseau interconnecté dans le pays. Compte tenu de la nature insulaire du Cap-Vert, les réseaux de transport et de distribution sont décentralisés. Ainsi, dans chaque île des réseaux de transport et de distribution sont installés en fonction de la source de production. Néanmoins, l'accès à l'électricité reste difficile sur le territoire Capverdien du fait du morcellement du réseau électrique.

Le projet de développement du système de transport et distribution de l'électricité dans 6 îles contribuera à l'amélioration des performances technique, commerciale et financière de la société nationale d'électricité (ELECTRA). Le projet concerne 492 000 habitants (soit 94% de la population totale) du Cap Vert vivant dans six de ses îles. Il contribuera à accroître le taux d'accès global à l'électricité de 88% en 2010 à 98% à l'horizon 2018.

L'interconnexion avec le reste de la CEDEAO pourrait bénéficier à la sous-région à deux égards :

- D'une part, le partage des ressources solaires et éoliennes de l'île ;
- D'autre part l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement à Cap Vert.

Néanmoins, une telle interconnexion n'est pas une priorité à l'horizon de l'étude. En effet, la ville de Praia, capitale de Cap Vert, est située à 650km à vol d'oiseau des côtes Sénégalaises. Une telle distance nécessite le développement d'un câble HVDC pour connecter électriquement les deux pays, dont le coût s'avère prohibitif au regard des échanges qui pourraient intervenir sur cet axe. En effet, le niveau de demande, actuellement inférieur à 100MW sur l'archipel est largement inférieur aux capacités de transfert typiques des câbles HVDC. D'autre part, le potentiel renouvelable de l'île a été estimé à 2600 MW dont 650 MW exploitables. Ce potentiel, dont seule une partie peut être l'objet de projets centralisés, devrait être consacré en priorité à satisfaire l'accroissement de la demande nationale

Avant l'interconnexion avec le continent, l'essentiel pour Cap vert est dès lors de développer un réseau interconnecté inter-îles qui permettrait d'améliorer la sécurité d'approvisionnement sur le territoire, de mieux exploiter les nombreux projets renouvelables du pays et de réduire les coûts.

ANNEXE A : PLAN DIRECTEUR PRODUCTION

Cette annexe reprend le récapitulatif des investissements par pays pour chaque horizon temporel, en distinguant les projets décidés, des projets candidats sélectionnés. Le phasage temporel est enfin présenté.

Investissement à court-terme par pays

BÉNIN

PROJET	STATUT	TECHNOLOGIE	FUEL	PUISSANCE INSTALLÉE (MW)	MISE EN SERVICE
BID Benin	Décidé	CCGT	Gaz naturel	120	2019
Parakou	Décidé	Moteur	DDO	30	2019
CAI Maria Gleta (Extension 50 MW)	Décidé	CCGT	Gaz naturel	70 + 50 (120)	2020
PV AFD	Décidé	PV		25	2020
PV MCA SUD	Décidé	PV		15	2020
PV INNOVENT DJOUGOU	Décidé	PV		1.5	2020
PV MCA NORD	Décidé	PV		30	2020
PV Benin Nord Standard	Sélectionné	PV		50	2021
Maria Gleta WAPP	Sélectionné	CCGT	Gaz naturel	150	2022
Biomasse 1	Sélectionné	Biomasse		10	2022
Biomasse 2	Sélectionné	Biomasse		11	2022
Total Benin				373	

Tableau 46: Récapitulatif des projets de production investis à horizon 2022 au Bénin

BURKINA FASO

PROJET	STATUT	TECHNOLOGIE	FUEL	PUISSANCE INSTALLÉE (MW)	MISE EN SERVICE
Fada	Décidé	Moteur	HFO	7.5	2018
SAMENDENI	Décidé	Hydro		2.76	2019
Kossodo	Décidé	Moteur	HFO	50	2020
Kaya	Décidé	PV		10	2020
Zina	Décidé	PV		26.6	2020
Foot PIE 1	Décidé	PV		51.25	2020
Zagtouli 2	Décidé	PV		17	2020
Ouaga-Est	Décidé	Moteur	HFO	100	2021
Koudougou	Sélectionné	PV		20	2021
AFD	Sélectionné	PV		50	2022
PV Bobo standard	Sélectionné	PV		50	2022
Total Burkina Faso				385	

Tableau 47: Récapitulatif des projets de production investis à horizon 2022 au Burkina Faso

Version finale

CÔTE D'IVOIRE

PROJET	STATUT	TECHNOLOGIE	FUEL	PUISSANCE INSTALLEE (MW)	MISE EN SERVICE
Azito IV_TAG	Décidé	CCGT	Gaz naturel	170	2019
Ciprel V_TAG	Décidé	CCGT	Gaz naturel	276	2019
Korhogo Solar (RECA)	Décidé	PV		20	2019
Azito IV_TAV	Décidé	CCGT	Gaz naturel	83	2020
Ciprel V_TAV	Décidé	CCGT	Gaz naturel	136	2021
Poros Power (CANADIAN SOLAR)	Décidé	PV		50	2020
Centrale solaire BOUNDIALI (KFW)	Décidé	PV		30	2020
Centrale solaire FERKE	Sélectionné	PV		25	2021
BOUNDIALI 2	Sélectionné	PV		70	2021
ODIENNE	Sélectionné	PV		20	2021
KORHOGO 2	Sélectionné	PV		30	2021
SINGROBO	Décidé	Hydro		44	2022
GRIBO POPOLI	Décidé	Hydro		112	2021
Aboisso (Biokala)	Décidé	Biomasse		23	2022
Aboisso (Biokala)	Décidé	Biomasse		23	2022
LABOA	Sélectionné	PV		100	2022
FERKE 2	Sélectionné	PV		75	2022
BOUTOUBRE	Sélectionné	Hydro		156	2022
Total Côte d'Ivoire				1443	

Tableau 48: Récapitulatif des projets de production investis à horizon 2022 en Côte d'Ivoire

GAMBIE

PROJET	STATUT	TECHNOLOGIE	FUEL	PUISSANCE INSTALLEE (MW)	MISE EN SERVICE
Brikama I_G7	Décidé	Moteur	Diesel	6.4	2018
Brikama III_G1	Décidé	Moteur	Diesel	10	2019
Brikama III_G2	Décidé	Moteur	Diesel	10	2020
World bank PV	Décidé	PV		20	2019
Brikama PV	Décidé	PV		10	2020
Standard CC Gambia	Sélectionné	CC	HFO	60	2022
PV Gambia standard	Sélectionné	PV		50	2022
Total Gambia				166.4	

Tableau 49: Récapitulatif des projets de production investis à horizon 2022 en Gambie

Version finale

GHANA

PROJET	STATUT	TECHNOLOGIE	FUEL	PUISSANCE INSTALLEE (MW)	MISE EN SERVICE
KPONT_ST	Décidé	CCGT	Gaz naturel	120	2018
CENPOWER_CC	Décidé	CCGT	Gaz naturel	360	2018
EARLY POWER	Décidé	CCGT	Gaz naturel	147	2019
TROJAN 3	Décidé	CCGT	Gaz naturel	50	2018
MI ENERGY	Décidé	PV		20	2018
BUI PHASE 1	Décidé	PV		50	2018
GPGC	Décidé	CCGT	Gaz naturel	170	2019
EARLY POWER	Décidé	CCGT	Gaz naturel	153	2019
KALIOU LORA	Décidé	PV		12	2019
BIO THERM	Décidé	PV		20	2019
AMANDI	Décidé	CCGT	Gaz naturel	240	2020
BUI PHASE 2	Sélectionné	PV		200	2021
BONGO SOLAR	Sélectionné	PV		40	2021
ROTAN	Décidé	CCGT	Gaz naturel	330	2022
PV Ghana nord Standard	Sélectionné	PV		250	2022
Total Ghana				2162	

Tableau 50: Récapitulatif des projets de production investis à horizon 2022 au Ghana

GUINÉE

PROJET	STATUT	TECHNOLOGIE	FUEL	PUISSANCE INSTALLEE (MW)	MISE EN SERVICE
ENDEAVOR	Décidé	Moteur	DDO	50	2019
Khoumaguéy PV	Décidé	PV		40	2019
Sougéta PV	Décidé	PV		30	2019
KALETA extension réservoir	Décidé	Hydro		0	2021
SOUAPITI	Décidé	Hydro		450	2020
PV Guinée Nord standard	Sélectionné	PV		100	2021
PV Guinée Sud Est standard	Sélectionné	PV		100	2021
FOMI	Décidé	Hydro		90	2022
KOGBEDOU	Décidé	Hydro		58	2022
FRANKONEDOU	Décidé	Hydro		22	2022
Touba	Décidé	Hydro		5	2022
Touba PV	Décidé	PV		5	2022
Total Guinée				950	

Tableau 51: Récapitulatif des projets de production investis à horizon 2022 en Guinée

Version finale

GUINÉE-BISSAU

PROJET	STATUT	TECHNOLOGIE	FUEL	PUISSANCE INSTALLEE (MW)	MISE EN SERVICE
Bor (BOAD)	Décidé	Moteur	HFO	15	2019
BADEA	Décidé	Moteur	DDO	22	2019
Standard CC Guinée Bissau	Sélectionné	CC	HFO	60	2022
PV Guinée Bissau Standard	Sélectionné	PV		50	2020
Total Guinée Bissau				147	

Tableau 52: Récapitulatif des projets de production investis à horizon 2022 en Guinée-Bissau

LIBÉRIA

PROJET	STATUT	TECHNOLOGIE	FUEL	PUISSANCE INSTALLEE (MW)	MISE EN SERVICE
Extension réservoir Mount Coffee	Sélectionné	Hydro		0	2022
PV Liberia standard	Sélectionné	PV		50	2022
Total Liberia				50	

Tableau 53: Récapitulatif des projets de production investis à horizon 2022 au Libéria

MALI

PROJET	STATUT	TECHNOLOGIE	FUEL	PUISSANCE INSTALLEE (MW)	MISE EN SERVICE
ALBATROS (Kayes)	Décidé	Moteur	HFO	92	2018
Bamako (Sirakoro)	Décidé	Moteur	HFO	100	2020
GOUINA	Décidé	Hydro		140	2020
KITA PV	Décidé	PV		50	2020
Kati PV	Décidé	PV		65	2021
Segou PV	Décidé	PV		33	2021
Sikasso PV	Sélectionné	PV		50	2022
Total Mali				530	

Tableau 54: Récapitulatif des projets de production investis à horizon 2022 au Mali

NIGER

PROJET	STATUT	TECHNOLOGIE	FUEL	PUISSANCE INSTALLÉE (MW)	MISE EN SERVICE
Malbaza PV	Décidé	PV		7	2019
Lossa PV	Décidé	PV		10	2019
NCE (Maradi) PV	Décidé	PV		30	2019
Zinder PV	Décidé	PV		60	2019
Dosso PV	Décidé	PV		10	2019
Niamey PV	Décidé	PV		30	2019
Goroubanda PV 2	Décidé	PV		30	2019
GOROUBANDA 2	Décidé	Moteur	HFO	20	2020
Diesel Nord	Décidé	Moteur	HFO	6	2020
Goroubanda PV 1	Décidé	PV		20	2020
Agadez PV	Décidé	PV		13	2020
SALKADAMNA phase 1_1	Décidé	Charbon		50	2021
SALKADAMNA phase 1_2	Décidé	Charbon		50	2021
SALKADAMNA phase 1_3	Décidé	Charbon		50	2021
SALKADAMNA phase 1_4	Décidé	Charbon		50	2021
KANDADJI	Décidé	Hydro		130	2021
PV standard Niamey	Sélectionné	PV		100	2022
PV standard Niger Nord	Sélectionné	PV		100	2022
Total Niger				766	

Tableau 55: Récapitulatif des projets de production investis à horizon 2022 au Niger

NIGERIA

PROJET	STATUT	TECHNOLOGIE	FUEL	PUISSANCE INSTALLÉE (MW)	MISE EN SERVICE
EGBEMA I - NIPP	Décidé	OCGT	Gaz naturel	113	2018
OMOKU - NIPP	Décidé	OCGT	Gaz naturel	113	2018
AZURA	Décidé	OCGT	Gaz naturel	450	2018
AFAM III	Décidé	OCGT	Gaz naturel	240	2018
EGBEMA I - NIPP 1	Décidé	OCGT	Gaz naturel	113	2019
EGBEMA I - NIPP 2	Décidé	OCGT	Gaz naturel	113	2019
KADUNA IPP	Décidé	OCGT	Gaz naturel	215	2019
OMOKU - NIPP	Décidé	OCGT	Gaz naturel	113	2019
KASHIMBILLA	Décidé	Hydro		40	2019
OKPAI IPP II - AGIP 1	Décidé	CCGT	Gaz naturel	300	2020
OKPAI IPP II - AGIP 2	Décidé	CCGT	Gaz naturel	150	2020
Nova solar	Sélectionné	PV		100	2021
Nova scotia power	Sélectionné	PV		80	2021
Pan africa solar	Sélectionné	PV		75	2021
Lr aaron solar power plant	Sélectionné	PV		100	2021
Egbin 2+ phase 1	Sélectionné	CCGT	Gaz naturel	1200	2022
ZUNGERU	Sélectionné	Hydro		700	2022
Quaint energy solutions	Sélectionné	PV		50	2022
Nigeria solar capital partners	Sélectionné	PV		100	2022
Afrinergia solar	Sélectionné	PV		50	2022
PV Nigeria Est Standard	Sélectionné	PV		150	2022
Total Nigeria				4565	

Tableau 56: Récapitulatif des projets de production investis à horizon 2022 au Nigeria

SÉNÉGAL

PROJET	STATUT	TECHNOLOGIE	FUEL	PUISSANCE INSTALLEE (MW)	MISE EN SERVICE
Diass	Décidé	PV		25	2018
Wind turbine 1	Décidé	Eolienne		50	2019
Touba (scaling solar)	Décidé	PV		30	2019
Kaloack (scaling solar)	Décidé	PV		30	2019
Sendou IPP CES I	Décidé	ST	Charbon	115.1	2020
Malicounda	Décidé	Moteur	HFO	120	2020
SAMBANGALOU	Décidé	Hydro		128	2022
Wind turbine 2	Décidé	Eolienne		50	2020
Wind turbine 3	Décidé	Eolienne		50	2021
Scaling solar	Sélectionné	PV		40	2021
Kayar Kounoune	Décidé	CCGT	Gaz naturel	115	2022
World Bank project	Sélectionné	PV		100	2022
PV Dakar Standard	Sélectionné	PV		50	2022
PV Tambacounda Standard	Sélectionné	PV		50	2022
Total Sénégal				953	

Tableau 57: Récapitulatif des projets de production investis à horizon 2022 au Sénégal

SIERRA LEONE

PROJET	STATUT	TECHNOLOGIE	FUEL	PUISSANCE INSTALLEE (MW)	MISE EN SERVICE
Newton Solar	Décidé	PV		6	2019
CEC Africa Phase 1	Décidé	Moteur	HFO	50	2020
Heron Energy	Sélectionné	PV		5	2021
Bo PV	Sélectionné	PV		5	2021
PV Freetown Standard	Sélectionné			100	2022
Total Sierra Leone				166	

Tableau 58: Récapitulatif des projets de production investis à horizon 2022 au Sierra Leone

TOGO

PROJET	STATUT	TECHNOLOGIE	FUEL	PUISSANCE INSTALLEE (MW)	MISE EN SERVICE
Lome TG	Décidé	OCGT	Gaz naturel	60	2020
PV Dapaong	Sélectionné	PV		30	2021
Total Togo				90	

Tableau 59: Récapitulatif des projets de production investis à horizon 2022 au Togo

Investissement à moyen-terme par pays

BÉNIN

PROJET	STATUT	TECHNOLOGIE	FUEL	PUISSANCE INSTALLEE (MW)	MISE EN SERVICE
Maria Gleta WAPP TAG 2	Sélectionné	GT (CC)	Gaz naturel	150	2023
Maria Gleta WAPP TAV	Sélectionné	ST (CC)	Gaz naturel	150	2024
GREENHEART POWER AFRICA	Sélectionné	PV		10	2025
PV Benin Nord Standard	Sélectionné	PV		150	2024-2026
Total Benin				460	

Tableau 60: Investissements à moyen terme 2023-2029 au Bénin

BURKINA FASO

PROJET	STATUT	TECHNOLOGIE	FUEL	PUISSANCE INSTALLEE (MW)	MISE EN SERVICE
WAPP PV Ouagadougou	Sélectionné	PV		150	2022-2024
PV Bobo standard	Sélectionné	PV		50	2025
Foot PIE 2 Ouagadougou	Sélectionné	PV		100	2026
PV Ouaga standard	Sélectionné	PV		150	2029
Projet Wind Ouaga	Sélectionné	Eolienne		75	2029
Total Burkina				525	

Tableau 61: Investissements à moyen terme 2023-2029 au Burkina Faso

CÔTE D'IVOIRE

PROJET	STATUT	TECHNOLOGIE	FUEL	PUISSANCE INSTALLEE (MW)	MISE EN SERVICE
WAPP PV CIV	Sélectionné	PV		150	2022-2024
PV CIV Nord standard	Sélectionné	PV		150	2022-2024
Louga	Décidé	Hydro		224	2023
TIBOTO	Décidé	Hydro		112.5	2028
San Pedro I_ST 1	Décidé	ST	Charbon	350	2026
PV CIV Nord standard	Sélectionné	PV		100	2027
PV CIV Sud standard	Sélectionné	PV		100	2028
San Pedro I_ST 2	Décidé	ST	Charbon	350	2029
Total Côte d'Ivoire				1536	

Tableau 62: Investissements à moyen terme 2023-2029 au Burkina Faso

GAMBIE

PROJET	STATUT	TECHNOLOGIE	FUEL	PUISSANCE INSTALLEE (MW)	MISE EN SERVICE
WAPP PV Gambie	Sélectionné	PV		150	2023-2025

Version finale

Total Gambie

150

Tableau 63: Investissements à moyen terme 2023-2029 en Gambie

GHANA

PROJET	STATUT	TECHNOLOGIE	FUEL	PUISSANCE INSTALLEE (MW)	MISE EN SERVICE
PV Ghana nord standard	Sélectionné	PV		250	2023
PV Ghana nord standard	Sélectionné	PV		250	2025
WAPP PV Ghana	Sélectionné	PV		150	2026
PV Ghana nord standard	Sélectionné	PV		250	2028
PV Ghana sud standard	Sélectionné	PV		100	2029
CCGT Aboadze	Sélectionné	CCGT	Gaz naturel	450	2029
Total Ghana				1450	

Tableau 64: Investissements à moyen terme 2023-2029 en Ghana

GUINÉE

PROJET	STATUT	TECHNOLOGIE	FUEL	PUISSANCE INSTALLEE (MW)	MISE EN SERVICE
AMARIA	Décidé	Hydro		300	2023
MORISANAKO	Sélectionné	Hydro		100	2025
GRAND KINKON	Sélectionné	Hydro		291	2023
KOUKOUTAMBA	Décidé	Hydro		294	2024
BONKON DIARIA	Sélectionné	Hydro		174	2025
TIOPO	Sélectionné	Hydro		120	2028
PV Guinée Sud Est	Sélectionné	PV		100	2028
DIARAGUÔLA	Sélectionné	Hydro		72	2029
Total Guinée				1451	

Tableau 65: Investissements à moyen terme 2023-2029 en Guinée

GUINÉE-BISSAU

PROJET	STATUT	TECHNOLOGIE	FUEL	PUISSANCE INSTALLEE (MW)	MISE EN SERVICE
PV Guinée Bissau	Sélectionné	PV		50	2024
PV Guinée Bissau	Sélectionné	PV		50	2028
Total Guinée Bissau				100	

Tableau 66: Investissements à moyen terme 2023-2029 en Guinée-Bissau

LIBERIA

PROJET	STATUT	TECHNOLOGIE	FUEL	PUISSANCE INSTALLEE (MW)	MISE EN SERVICE
PV Liberia standard	Sélectionné	PV		50	2025
Total Liberia				50	

Tableau 67: Investissements à moyen terme 2023-2029 au Libéria

MALI

PROJET	STATUT	TECHNOLOGIE	FUEL	PUISSANCE INSTALLEE (MW)	MISE EN SERVICE
Kurikolo PV	Sélectionné	PV		50	2023
Koutiala PV	Sélectionné	PV		25	2024
WAPP Regional Project	Sélectionné	PV		150	2022-2024
Fana PV	Sélectionné	PV		50	2025
PV Bia	Sélectionné	PV		40	2026
Tenkele PV	Sélectionné	PV		40	2027
Medium PV	Sélectionné	PV		40	2028
Total Mali				395	

Tableau 68: Investissements à moyen terme 2023-2029 au Sénégal

NIGER

PROJET	STATUT	TECHNOLOGIE	FUEL	PUISSANCE INSTALLEE (MW)	MISE EN SERVICE
PV standard Niamey	Sélectionné	PV		100	2024
PV standard Nord	Sélectionné	PV		150	2025
Projet wind standard Niamey	Sélectionné	Eolienne		150	2026
PV standard Niamey	Sélectionné	PV		100	2027
PV standard Nord	Sélectionné	PV		100	2028
PV standard Niamey	Sélectionné	PV		100	2029
Total Niger				700	

Tableau 69: Investissements à moyen terme 2023-2029 au Niger

NIGERIA

PROJET	STATUT	TECHNOLOGIE	FUEL	PUISSANCE INSTALLEE (MW)	MISE EN SERVICE
EGBIN 2+ 2	Sélectionné	ST (CC)	Gaz naturel	700	2023
ETHIOPE 1	Sélectionné	GT (CC)	Gaz naturel	344	2023
MABON	Sélectionné	Hydro		39	2023
KVK power nigeria LTD PV	Sélectionné	PV		55	2023
Anheed kafachan solar IPP PV	Sélectionné	PV		100	2023
CT cosmos PV	Sélectionné	PV		70	2023
Oriental PV	Sélectionné	PV		50	2023
ETHIOPE 2	Sélectionné	ST (CC)	Gaz naturel	156	2024
CALEB INLAND	Sélectionné	CCGT	Gaz naturel	500	2024
ETHIOPE 3	Sélectionné	GT (CC)	Gaz naturel	344	2024
MAMBILLA	Décidé	Hydro		3050	2024
EN consulting - Kaduna	Sélectionné	PV		100	2024
Kazure (Kano disco) phase 1	Sélectionné	PV		500	2024
ETHIOPE 4	Sélectionné	ST (CC)	Gaz naturel	156	2025
CALEB INLAND 2	Sélectionné	CCGT	Gaz naturel	500	2025
ALAOJI 2+ NIPP	Décidé	CCGT	Gaz naturel	285	2025
Standard CC Nigeria Sud 1	Sélectionné	CCGT	Gaz naturel	450	2026
Standard CC Nigeria Sud 2	Sélectionné	CCGT	Gaz naturel	450	2026
Standard CC Nigeria Sud 3	Sélectionné	CCGT	Gaz naturel	450	2026
Motir dusable	Sélectionné	PV		100	2026
Middle band solar	Sélectionné	PV		100	2026
WAPP PV Nigeria	Sélectionné	PV		1000	2025-2029
GEREGU NIPP 2	Sélectionné	ST (CC)	Gaz naturel	285	2027
OMOTOSHO II 2+	Sélectionné	ST (CC)	Gaz naturel	254	2027
CALEB INLAND 3	Sélectionné	CC	Gaz naturel	500	2027
Standard CC Nigeria Sud 4	Sélectionné	CCGT	Gaz naturel	450	2028
Standard CC Nigeria Sud 5	Sélectionné	CCGT	Gaz naturel	450	2028
Standard CC Nigeria Sud 6	Sélectionné	CCGT	Gaz naturel	450	2028
Projet Wind standard Nord	Sélectionné	Eolienne		350	2028
GEREGU FGN1-2	Sélectionné	GT (CC)	Gaz naturel	414	2029
CALABAR / ODUKPANI - NIPP	Sélectionné	ST (CC)	Gaz naturel	254	2029
GBARAIN / UBIE 2	Sélectionné	ST (CC)	Gaz naturel	115	2029
Standard CC Nigeria Sud 7	Sélectionné	CCGT	Gaz naturel	450	2029
Total Nigeria				13471	

Version finale

Tableau 70: Investissements à moyen terme 2023-2029 au Nigeria

SÉNÉGAL

PROJET	STATUT	TECHNOLOGIE	FUEL	PUISSANCE INSTALLEE (MW)	MISE EN SERVICE
Standard PV Dakar	Sélectionné	PV		100	2023
Standard PV Dakar	Sélectionné	PV		150	2024
Standard CCGT Sénégal	Sélectionné	CCGT	Gaz naturel	450	2025
Standard CCGT Sénégal	Sélectionné	CCGT	Gaz naturel	300	2025
Standard PV Dakar	Sélectionné	PV		50	2029
Total Sénégal				1050	

Tableau 71: Investissements à moyen terme 2023-2029 au Sénégal

SIERRA LONE

PROJET	STATUT	TECHNOLOGIE	FUEL	PUISSANCE INSTALLEE (MW)	MISE EN SERVICE
BUMBUNA II Decided	Décidé	Hydro		132	2023
BUMBUNA III (Yiben) Decided	Décidé	Hydro		66	2023
BENKONGOR I Candidate	Sélectionné	Hydro		34.8	2023
BENKONGOR II Candidate	Sélectionné	Hydro		80	2025
BENKONGOR III Candidate	Sélectionné	Hydro		85.5	2026
PV Standard Sierra Leone	Sélectionné	PV		50	2023
PV Standard Sierra Leone	Sélectionné	PV		50	2028
Total Sierra Leone				498	

Tableau 72: Investissements à moyen terme 2023-2029 au Sierra Leone

TOGO

PROJET	STATUT	TECHNOLOGIE	FUEL	PUISSANCE INSTALLEE (MW)	MISE EN SERVICE
Sarakawa	Décidé	Hydro		24.2	2023
PV Blitta	Sélectionné	PV		20	2023
Adjarala	Décidé	Hydro		147	2026
WAPP PV Togo	Sélectionné	PV		150	2028-2030
Total Togo				341	

Tableau 73: Investissements à moyen terme 2023-2029 au Togo

Investissement à long-terme par pays

BÉNIN

PROJET	STATUT	TECHNOLOGIE	FUEL	PUISSANCE INSTALLEE (MW)	MISE EN SERVICE
Standard CC Benin Nord	Sélectionné	OCGT	HFO	60	2030
PV Benin Sud Standard	Sélectionné	PV		100	2030
Total Benin				260	

Tableau 74: Investissements à long terme 2030-2033 au Bénin

BURKINA FASO

PROJET	STATUT	TECHNOLOGIE	FUEL	PUISSANCE INSTALLEE (MW)	MISE EN SERVICE
Standard CC Bobo-Dioulasso	Sélectionné	OCGT	HFO	60	2029
PV Ouaga standard	Sélectionné	PV		150	2030
Total Burkina				210	

Tableau 75: Investissements à long terme 2030-2033 au Burkina Faso

CÔTE D'IVOIRE

PROJET	STATUT	TECHNOLOGIE	FUEL	PUISSANCE INSTALLEE (MW)	MISE EN SERVICE
CC Songon	Sélectionné	CC	Gaz naturel	369	2031
Standard TAG Côte d'Ivoire Sud	Sélectionné	OCGT	Gaz naturel	300	2030
PV CIV Sud standard	Sélectionné	PV		250	2030
Standard CC Côte d'Ivoire Nord	Sélectionné	OCGT	HFO	60	2033
Total Côte d'Ivoire				979	

Tableau 76: Investissements à long terme 2030-2033 en Côte d'Ivoire

GHANA

PROJET	STATUT	TECHNOLOGIE	FUEL	PUISSANCE INSTALLEE (MW)	MISE EN SERVICE
PV Ghana Sud standard	Sélectionné	PV		300	2030-2033
Projet Eolien Standard Ghana Nord	Sélectionné	Eolienne		200	2030
Standard TAG Ghana Sud	Sélectionné	OCGT	GN	300	2033
Total Ghana				800	

Tableau 77: Investissements à long terme 2030-2033 au Ghana

GUINÉE

PROJET	STATUT	TECHNOLOGIE	FUEL	PUISSANCE INSTALLEE (MW)	MISE EN SERVICE
BOUREYA Candidate	Sélectionné	Hydro		160	2030
PV Guinée Nord standard	Sélectionné	PV		100	2030
Standard CC Guinée Nord	Sélectionné	OCGT	HFO	60	2030
FETORE	Sélectionné	Hydro		124	2031
LAFU	Sélectionné	Hydro		98	2032
Total Guinée				542	

Tableau 78: Investissements à long terme 2030-2033 en Guinée

GUINÉE-BISSAU

PROJET	STATUT	TECHNOLOGIE	FUEL	PUISSANCE INSTALLEE (MW)	MISE EN SERVICE
Standard CC Guinée Bissau	Sélectionné	OCGT	HFO	60	2030
Total Guinée Bissau				60	

Tableau 79: Investissements à long terme 2030-2033 en Guinée-Bissau

LIBERIA

PROJET	STATUT	TECHNOLOGIE	FUEL	PUISSANCE INSTALLEE (MW)	MISE EN SERVICE
PV Libéria standard	Sélectionné	PV		50	2030
Standard CC Libéria	Sélectionné	OCGT	HFO	60	2030
Mano	Sélectionné	Hydro		180	2032
Total Libéria				290	

Tableau 80: Investissements à long terme 2030-2033 au Libéria

MALI

PROJET	STATUT	TECHNOLOGIE	FUEL	PUISSANCE INSTALLEE (MW)	MISE EN SERVICE
Standard CC Mali	Sélectionné	OCGT	HFO	60	2030
PV Mali Bamako standard	Sélectionné	PV		100	2031
Total Mali				160	

Tableau 81: Investissements à long terme 2030-2033 au Mali

NIGER

PROJET	STATUT	TECHNOLOGIE	FUEL	PUISSANCE INSTALLEE (MW)	MISE EN SERVICE
PV Niger Niamey standard	Sélectionné	PV		150	2030
PV Niger Nord standard	Sélectionné	PV		150	2030
Projet Eolien Standard Niger Niamey	Sélectionné	Eolienne		150	2030
Standard CC Niger	Sélectionné	OCGT	HFO	60	2030
Projet Eolien Standard Niger Nord	Sélectionné	Eolienne		50	2031
Total Niger				560	

Tableau 82: Investissements à long terme 2030-2033 au Niger

NIGERIA

PROJET	STATUT	TECHNOLOGIE	FUEL	PUISSANCE INSTALLEE (MW)	MISE EN SERVICE
EGBEMA II	Sélectionné	ST (CC)	Gaz naturel	127	2030
IHOVBOR (EYAEN) 2 - NIPP	Sélectionné	ST (CC)	Gaz naturel	254	2030
Standard CC Nigeria	Sélectionné	CC	Gaz naturel	1500	2030
Standard OCGT Nigeria	Sélectionné	OCGT	Gaz naturel	500	2030
Kazure (Kano disco) phase 2	Sélectionné	PV		500	2030
PV Nigeria Sud standard	Sélectionné	PV		400	2030-2033
Standard CC Nigeria	Sélectionné	CC	Gaz naturel	2500	2031
Standard OCGT Nigeria	Sélectionné	OCGT	Gaz naturel	1000	2031
Standard CC Nigeria	Sélectionné	CC	Gaz naturel	2500	2032

Standard OCGT Nigeria	Sélectionné	OCGT	Gaz naturel	1000	2032
Standard CC Nigeria	Sélectionné	CC	Gaz naturel	2500	2033
Standard OCGT Nigeria	Sélectionné	OCGT	Gaz naturel	1000	2033
Total Nigeria				13781	2033

Tableau 83: Investissements à long terme 2030-2033 au Nigeria

SÉNÉGAL

PROJET	STATUT	TECHNOLOGIE	FUEL	PUISSANCE INSTALLEE (MW)	MISE EN SERVICE
Standard CC Sénégal	Sélectionné	CC	Gaz naturel	450	2030
Standard CC Sénégal	Sélectionné	CC	Gaz naturel	450	2030
PV Dakar standard	Sélectionné	PV		150	2031
PV Wind Dakar standard	Sélectionné	Eolienne		150	2031
PV Wind Dakar standard	Sélectionné	Eolienne		200	2033
Total Sénégal				1400	

Tableau 84: Investissements à long terme 2030-2033 au Sénégal

TOGO

PROJET	STATUT	TECHNOLOGIE	FUEL	PUISSANCE INSTALLEE (MW)	MISE EN SERVICE
Standard CC Togo Nord	Sélectionné	OCGT	HFO	60	2030
Total Togo				60	

Tableau 85: Investissements à long terme 2030-2033 au Togo

ANNEXE: PLAN DIRECTEUR TRANSPORT

Renforcements nationaux – 2022

Sénégal

- Ligne 225 kV Mbour Fatick Kaolack et poste Fatick 225 kV
- Nouvelle ligne 225 kV double terne Sendou Kounoune
- Nouvelle ligne 225 kV double terne Tobène Kounoune
- Nouveau Câble souterrain 225 kV double terne Patte D'Oie Kounoune et poste Patte D'Oie 225kV
- Nouvelle ligne 225kV Tambacounda Kolda Ziguichor
- Nouvelle ligne 225kV Damniado - Aprosi et création des deux postes 225kV
- Nouvelle ligne 225kV double terne Tobène Saint-Louis Nouakchott et postes associés

- Nouvelle ligne 225 kV Tobène - Thies -Diass (projet décidé)
- Ligne OMVG et sous-stations associées

Gambie

- Nouvelle ligne double terre 132 kV Brikama- Jabang -Kotu
- Deux nouveaux transformateurs 225/132 kV à Brikama
- Ligne OMVG et sous-stations associées

Guinée-Bissau

- Ligne OMVG et sous-stations associées

Guinée

- Deuxième ligne 225 kV Kaleta - Linsan
- Deuxième SVC 15 Mvar à Linsan
- Deux nouveaux transformateurs 225/110 kV à Linsan
- Ligne OMVG et sous-stations associées
- Ligne CLSG et sous-stations associées

Mali

- Boucle de Bamako : Nouvelle ligne double terre 225 kV Sikasso-Bougouni- Sanakoroba - Dialakorobougou - Manuella - Banconi Kati Kodialani - Sanakoroba
- Boucle minière-nouvelle ligne double terre 225 kV Kayes- Diamou - Sadiola - Loulo -Manantali
- Nouvelle ligne double terre 225kV Manantali-Bamako par Kita et Kati
- Nouveau poste 150kV à Dialakorobougou en coupure de la ligne Fana-Ségou
- Nouveau transformateur 225/150 kV Kodialani

Sierra Leone

- Ligne CLSG et sous-stations associées
- Nouvelle ligne 225 kV Yiben -Waterloo et sous-station Waterloo 225kV
- Nouvelle ligne 161 kV Waterloo-Freetown et 2 nouveaux transformateurs 225/161 kV à Waterloo

Libéria

- Ligne CLSG et sous-stations associées

Côte d'Ivoire

- Nouvelle ligne 400kV Bakré - Akoupe Zeudji PK24
- Nouvelle ligne 400 kV Azito IV- Bakre
- Nouvelle ligne 400 kV Azito IV- Akoupe Zeudji PK24
- Nouvelle ligne 400 kV Bakre -Bingerville
- Nouvelle ligne 400 kV Akoupe Zeudji PK24 -Bingerville
- Deux nouveau transformateurs 400/225 kV Akoupe Zeudji PK24
- Trois nouveaux transformateurs 400/225 kV Bingerville

- Deuxième ligne 225 kV San Pedro - Soubré passant par Boutoubre et Gribo Popoli
- Nouveau poste 225 kV Yopougon 1 en coupure de Abobo-Azito
- Passage des lignes 90 kV Treichville-Vridi vers 225 kV
- Nouvelle ligne 225 kV Akoupe Zeudji PK24 -Yopougon 3-Azito
- Nouvelle ligne 225 kV Boundiali- Tengrela
- Deuxième terne 225 kV Vridi- Bia Sud-Riviera
- Nouveau poste 225 kV Bia Sud en coupure de Vridi-Riviera
- Nouvelle ligne 225 kV Akoupe Zeudji PK24 - Anyama Adzope - Attakro Daoukro - Serebou -Dabakala-Kong- Ferke
- Nouvelle ligne 225 kV Bouaké- Serebou -Bondoukou
- Nouvelle ligne 225 kV double terne Bingerville- Anani et poste Anani 225 kV
- Nouveaux postes 225 kV Gagnoa et Divo
- Entrée en coupure de la deuxième ligne Taabo -Abobo par Akoupe Zeudji PK24
- Nouvelle ligne 225 kV Laboa -Boundiali-Korhogo- Ferke
- Nouvelle ligne 225 kV Buyo - Dueko -Man
- Nouvelle ligne 225 kV Dueko - Zagne - Toulepleu
- Deuxième terne Buyo - Soubré 225 kV
- Nouvelle ligne 225kV Taabo -Yamoussoukro-Kossou
- Nouvelle ligne Bouaké-Bouaké 3-Kossou et nouveau poste Bouaké 3
- Nouvelle ligne 225 kV Buyo -Daloa
- Nouveau poste Katiola 225 kV en coupure de la ligne Ferke – Bouaké
- Ligne CLSG et sous-stations associées

Ghana

- Nouvelle ligne 330 kV Bolgatanga-Tamale- Kintampo Kumasi -Dunkwa – Aboaze et les sous-stations 330 kV associées et transformateurs 330/161 kV
- Nouvelle sous-station 330 kV à Dawa et B5 + sur la ligne Volta- Davié
- Deux nouveaux transformateurs 330/161 kV à Dunkwa
- Nouvelle ligne 161 kV Yendi - Juale - Kadjebi - Kpandu – Asiekpe (Changement de la ligne 69 kV existante Kadjebi - Kpandu vers 161 kV)
- Changement du conducteur de la ligne de 161 kV Takoradi-Tarkwa à 364 MVA
- Nouvelle sousstation Accra Central et mise à jour de 2 circuits Volta-Accra est-Achimota-Accra central-Mallam à 488 MVA
- Nouvelle sous-station 161 kV à Berekurum
- Nouvelle ligne 330 kV Karpower - Aboaze
- Nouvelle ligne de double terne 161 kV Aksa- Smelteri II

Burkina

- Nouvelle ligne 132 kV Zano - Koupela et poste Koupela 132 kV
- Nouveau SVC 50 Mvar décidé à PA
- 3 transformateurs 330/225 kV à Ouaga Est
- Nouvelle ligne double terne 225 kV Ouaga est-Ouaga sud est et poste 225-132 kV Ouaga sud est en coupure de la ligne 132 kV Patte D'Oie- Zano

- Nouvelle ligne 225 kV Ouaga sud est-Ouaga sud
- Nouvelle ligne 225 kV Ouaga sud- Zagtoui en parallèle de l'interconnection Ghana-Burkina qui passe en coupure à Ouaga sud

Bénin

- Nouvelle ligne 161 kV Malanville- Bembereke et postes associés (Malanville - Guene -Kandi – Bembereke)
- Entrée en coupure de 20 km de la centrale Maria Gleta sur la ligne 330 kV Ghana-Nigéria
- Nouvelle ligne double terre 161 kV Onigbolo – Parakou
- Nouvelle ligne 330 kV Davié – Sakete
- Nouvelle ligne 161 kV Bénin-Togo et postes associés (Dapaong Mandou - Porga - Tanguieta – Natitingou)
- Remplacement des conducteurs 161 kV Mome Hagou -Maria Gleta vers 178 MVA

Togo

- Nouvelle ligne 330 kV Davié - Sakete
- Nouvelle ligne 161 kV Ghana Nord-Togo et postes associés (Bawku - Cinkassé -Dapaong-mangue – Kara)
- Nouvelle ligne 161 kV Bénin-Togo et postes associés (Dapaong Mandou - Porga - Tanguieta – Natitingou)
- Nouveau poste 161 kV Notse et ligne 161kV Démunis-AtakPame et ligne 161 kV Notse - Davié
- Nouveau poste 161 kV Legbassito et ligne 161kV double terre Legbassito - Davié
- Remplacement des conducteurs 161 kV Mome Hagou -Maria Gleta vers 178 MVA

Niger

- Deux nouveaux transformateurs 330/132 kV à Goroubanda
- Nouvelle ligne 330kV double terre Goroubanda Salkdamna
- Nouvelle ligne 132 kV double terre Kandadji -Niamey
- Nouvelle ligne 132 kV Salkadmna -Tahoua-Keita- Malbaza
- Remplacement de la ligne 132 kV Gazaou -Zinder vers 109 MVA

Nigeria

Le plan directeur récent de TCN a été utilisé comme principale source de renforcement et il a été convenu que le modèle 2022 serait basé sur la situation décrite dans le plan directeur de TCN pour l'année d'étude 2020.

- Deuxième ligne du circuit Bénin- Omotosho -Ikeja ouest – Egbin
- Nouvelle sous-station 330 kV à Katsina et deux transformateurs 330/132 kV
- Nouvelle ligne double terre 330 kV Katsina – Kano
- Nouvelle ligne double terre 330 kV Akangba – Alagbon
- Nouvelle ligne double terre 330 kV Onitsha-Nnewi-Owerri- Egbema - Omoku
- Nouvelle ligne double terre 330 kV Alaoji -Owerri
- Nouvelle ligne simple 330 kV Oshogbo-Akure- Ihovbor

- Deux nouveaux transformateurs 330/132 kV à Akure
- Nouvelle sous-station Epe et nouvelle ligne double terre 330 kV Aja- Epe - Omotosho
- Deuxième ligne du circuit Bénin- Omotosho -Ikeja West- Egbin
- Deuxième ligne du circuit Egbin - Aja
- Nouvelle sous-station 330 kV à Port Harcourt et deux transformateurs 330/132 kV
- Nouvelle ligne double terre 330 kV Delta-Port Harcourt- Afam -Ikot Ekpene - Ikot Abasi
- Nouvelle sous-station 330 kV Ikot Abasi et trois transformateurs 330/132 kV
- Nouvelle ligne double terre 330 kV Lokaja -Obajana
- Nouvelle ligne double terre 330 kV Gwagwalada-Eastmain et sous-station et transformateur associés
- Nouvelle ligne double terre 330 kV Katsina – Kazaure – Dutse -Bauchi
- Deuxième ligne 330 kV Katampe - Shiroro
- Deuxième ligne 330 kV Kaduna-Kano
- Nouvelle sous-station 330 kV à Zaria et connexion avec une ligne simple terre 330 kV à Kano et à Kaduna et deux nouveaux transformateurs 330/132 kV à Zaria
- Deuxième et troisième ligne de 330 kV Kaduna-Jos et deux nouveaux transformateur 330/132 kV à Jos
- Nouvelle sous-station 330 kV à Katsina et deux transformateurs 330/132 kV
- Nouvelle ligne double terre 330 kV Katsina -Kano
- Deux nouveaux transformateurs 330/132 kV Damaturu
- Nouveau transformateur 330/132 kV à Asaba
- Nouveau transformateur 330/132 kV à Benin
- Extension des lignes 132 kV telles que proposées dans le plan directeur TCN
- Changement des conducteurs de 28 lignes de 132 kV vers une capacité supérieure
- Nouvelle sous-station 330 kV à Bauchi
- Nouvelle ligne 330 kV Jos-Bauchi-Gombe
- Nouvelle sous-station 330 kV à Abakaliki et deux nouveaux transformateurs 330/132 kV
- Nouvelle ligne double terre 330 kV Ugwaji - Abakaliki
- Nouvelle ligne double terre 330 kV Akangba - Alagbon
- Nouveaux transformateurs 330/132 kV à Delta, Oshogbo, Katampe, Ajaokuta(x2), Omoku, Ayede et New Haven
- Nouvelle sous-station 330 kV Lafia sur la ligne Jos-Makurdi et deux nouveaux transformateurs 330/132 kV
- Nouvelle sous-station 330 kV Aliade en coupure de Ugwaji-Makurdi et nouveau transformateur 330/132

Renforcements nationaux – 2025

Senegal

- Deuxième circuit OMVG de Kaolack à Brikama

Gambia

- Deuxième circuit OMVG par Brikama

Guinea Bissau

- Deuxième circuit OMVG par Bissau - Mansoa - Bambadinca - Salthinho

Guinea

- Nouvelle ligne double terre 225 kV Maneah - Linsan
- Nouvelle ligne 225 kV Amaria - Kaleta
- Boucle de Guinée et postes associées (Faranah - Kissidougou - Guekedou - Macenta - Nzerekore)
- Nouvelle ligne d'interconnection 225 kV Fomi - Morisanako - Boundiali
- Nouvelle ligne d'interconnection 225 kV double terre Linsan - Koukoutamba - Boureya - Manantali
- Nouvelle ligne 225 kV double terre Labé-Koukoutamba
- Nouveau poste Sonfon 110kV en coupure de la ligne Matoto - Tombo

Mali

- Nouvelle ligne 225 kV Sikasso - Syama
- Nouvelle ligne 225 kV Koutiala - San - Mopti
- Passage en 225 kV de la ligne 150 kV Segou - Fana - Dialakorobougou
- Nouveau transformateurs 225/150 kV Fana et Dialakorobougou
- Nouveau transformateur 225/150 kV Kodialani
- Deuxième terre 150 kV Sirakoro - Dialakorobougou

Sierra Leone

- Deuxième circuit 225 kV Yiben - Waterloo
- Nouveau poste Porto Loko 225/161 sur la ligne Yiben Waterloo line et nouvelle ligne 161kV à Lunsar
- Nouveau circuit 225 kV Waterloo - Moyamba - Lanti - Bo - Baomahun
- Deuxième transformateur 225/161 kV Bumbuna et augmentation de la puissance installée du premier transformateur

Liberia

- Nouveaux transformateurs 225/66 kV à Monrovia

Côte D'Ivoire

- Nouveau poste Grand Bassam 225 kV et ligne 225 kV Anani-Grand Bassam
- Deuxième terre 225 kV Anani Grand Bassam

- Deuxième ligne 225 kV Bondoukou - Serebou

Ghana

- Nouvelle ligne 161 kV New Aberim - Akwatia
- Deuxième circuit 161 kV Volta - Kpong
- Augmentation de la capacité de la ligne 161 kV CapeCoast - Aboaze à 488 MVA
- Augmentation de la capacité de la ligne 161 kV Dunkwa-New Obuasi à 364 MVA
- Nouveau transformateur 330/161 kV à Volta
- Augmentation de la capacité de la ligne 161 kV kine Akosombo - Asiekpe à 364 MVA
- Nouveau poste 161 kV à Atebubu et les connexions associées
- Nouveau poste 161 kV à Salaga et Kete-Krachi et les connexions associées

Burkina Faso

- Deuxième terre interconnexion 225 kV Bolgatanga - Ouaga
- Nouveaux transformateurs 225/90 kV à Pa

Benin

Togo

- Nouvelle ligne 161 kV Kara Badjeli
- Nouvelle ligne 161 kV Kara - Atakpame

Niger

- Nouvelle ligne 330 kV double terre Salkadamna - Sonichar et poste 330kV à Sonichar avec 2 transformateurs 330/132 kV

Nigeria

- Nouvelle ligne double terre 330 kV Wukari Lafia - Apo and
- Nouvelle ligne double terre 330 kV Obajana - Ganmo
- Nouveaux transformateurs 330/132 kV à EastMain, Alagbon, Omotosho (x2), Onitsha, Lokaja, Ihiala, Gombe

Renforcements nationaux – 2033

Sénégal

- Nouvelle ligne 225 kV Tambacounda-Bakel
- Nouvelle ligne 225 kV Matam 2- Linguere -Touba
- Nouveau transformateur 225/90 kV Tobène
- Nouveau poste 225 kV Cap des biches en coupure de la ligne Kounoune - Patte D'Oie
- Deuxième terre 225 kV Tobène Sakal
- Nouveaux transformateurs 225/90 kV Kounoune

- Nouvelle ligne 225 kV Mboro Tobène

Guinée

- Nouvelle ligne 225 kV double terre Maneah - Matoto et trois transformateurs 225/110 kV
- Nouveau poste 225 kV Boureya

Mali

- Nouvelle ligne d'interconnexion 225 kV Tengrela - Syama

Côte d'Ivoire

- Nouveau poste 400 kV à San Pedro et 2 transformateurs 400/225 kV
- Nouvelle ligne 400 kV double terre San Pedro- Akoupe Zeudji PK24
- Nouvelle ligne 400 kV San Pedro à Man et deux transformateurs 400/225 kV à Man
- Nouvelle ligne double terre 225 kV Yopougon 3-Songon
- Nouvelle ligne double terre 225 kV San Pedro- Tiboto -Buchanan
- Nouveau transformateur 400/225 kV à Akoupe Zeudji
- Deuxième terre 225 kV Yopougon 3-Azito
- Nouvelle ligne 225 kV Daloa – Kossou
- Nouvelle ligne d'interconnexion 225 kV Tengrela - Syama

Ghana

- Nouvelle sous-station 330/161 kV Pokuase et transformateurs associés
- Nouvelle ligne 161 kV Pokuase -Mallam
- Deuxième circuit de la ligne 330 kV Aboaze - Dunkwa -Kumasi et nouveaux transformateurs 330/161 kV
- Nouvelle ligne 330 kV Kumasi- Pokuase
- Nouvelle ligne 330 kV Bolgatanga- Juale - Dawa et nouveaux transformateurs 330/161 kV à Bolgatanga, Dawa et Juale
- Changement des conducteurs des lignes 161 kV Dunkwa-Ayanfuri-Asawinso à 364 MVA
- Nouveaux transformateurs 330/161 kV à Bolgatanga, Kumasi et Kintampo (x2)
- Nouvelle sous-station 161 kV Atebubu et lignes associées
- Nouvelle sous-station 161 kV Salaga et Kete-Krachi et lignes associées

Burkina Faso

- Nouvelle sousstation 225 kV Ziniare et transformateurs 225/90 kV associés
- Nouvelle ligne 225 kV Ouaga est- Ziniare - Zagtoui
- Deuxième terre de la ligne Ouaga sud est-Patte D'Oie 132 kV
- Nouveaux transformateurs 225/132 kV Ouaga sud est
- Nouvelle ligne d'interconxnion double terre Bolgatanga-Bobo
- Deuxième ligne 225 kV PA - Bobo

Bénin

- Nouveau transformateur 330/161 kV Sakete
- Nouvelle ligne 161 kV Adjarala -Bohicon
- Nouvelle ligne double terre 161 kV Adjarala - Avakpa

Togo

- Nouveau transformateur 330/161 kV Davié
- Nouvelle ligne 161 kV Adjarala - Nangbeto
- Nouvelle ligne 161 kV Adjarala -Bohicon
- Nouvelle ligne 161 kV Adjarala - Notse
- Nouvelle ligne 161 kV Adjarala - Mome Hagou
- Nouvelle ligne double terre 161 kV Adjarala - Avakpa

Niger

- Nouvelle ligne 330 kV Salkadamna - Goudel Gorou et transformateur 330/132 kV à Goudel Gorou
- Nouvelle ligne 330 kV double terre Salkadamna - Malbaza - Gazoua - Katsina et postes associés
- 2 nouveaux transformateurs 330/132KV Goroubanda

Nigéria

- Nouveaux transformateurs 330/132 kV à Ikeja, Jos, Ganmo, Egbin, Benin, Ayede, Delta, Katampe, Adiahor, New Agbara, Akangba
- Nouvelle ligne 330 kV Owerri Egbema
- Nouvelle ligne 330 kV Geregu - Ajaokuta
- Nouvelle ligne 330 kV Ikeja- Akangba - Omotosho
- Nouvelle ligne 330 kV Gwagwadala - Katampe
- Nouveaux transformateurs 330/132 kV à Delta et Abakaliki
- Nouvelle ligne double terre 330 kV ligne New Agbara - Akangba
- Nouvelle ligne 330 kV Yola-Gombe

Développement du modèle dynamique

GÉNÉRATEURS

Les modèles dynamiques des générateurs ont été créés en se basant sur les données initiales reçues de chaque pays et sur les informations déjà à disposition du Consultant.

Chaque modèle comprend les parties suivantes :

- Paramètres de l'alternateur : modèle GENSAL pour les unités à pôles saillants et modèle GENROU pour les unités à rotor rond ;
- Type et paramètres des Gouverneurs : plusieurs types implémentés dans le modèle, en fonction des caractéristiques de chaque unité.
- Type et paramètres des systèmes d'excitation : plusieurs types implémentés dans le modèle, en fonction de la structure des systèmes d'excitation, selon la standardisation IEEE.

Une attention particulière a été dédiée aux unités à cycle combiné (CC). Le modèle CC sélectionné représente chaque composant en tant que machine unique, mis en correspondance les uns avec les autres via la puissance de sortie, au lieu des flux d'échappement. Cette simplification est acceptable compte tenu des incertitudes présentes dans les études de planification.

Les centrales photovoltaïques et les fermes éoliennes ont été modélisées à l'aide d'un modèle standard agrégé (PVGEN80 et WINDFEQ)

MODÈLE DE CHARGE DYNAMIQUE

Pour produire des résultats réalistes, deux modèles de charge seront utilisés dans les simulations dynamiques, en tenant compte du comportement du réseau de distribution. Ce modèle représente les charges agrégées au niveau de tension MT.

Un facteur clé pour la modélisation de la charge est la **proportion de moteurs à induction**, qui sont des charges tournantes. Il y a été considéré que la **proportion** représentée par les **moteurs à induction** est estimée à **40 %**.

Par conséquent, un mixte de deux types de modèle de charge sera considéré: un modèle de charge impédante (60 %) et un modèle type « réseau de distribution », modélisant la charge tournante (40 %) pour les simulations dynamiques.

• **Modèle de charge impédante**

Le modèle impédant est couramment utilisé afin de modéliser l'évolution de la puissance active/réactive en fonction de la tension et de la fréquence. Mathématiquement, le comportement de ce type de charge est dicté par les équations suivantes:

$$P(t) = P_o \cdot \left(\frac{V(t)}{V_o} \right)^a \cdot \left(\frac{\omega(t)}{\omega_o} \right)^c$$
$$Q(t) = Q_o \cdot \left(\frac{V(t)}{V_o} \right)^b \cdot \left(\frac{\omega(t)}{\omega_o} \right)^d$$

où a , b , c et d sont des constantes qui varient selon le type de charge (résidentiel, industriel,...). Pour les simulations réalisées dans le cadre de cette étude, il est considéré que:

- la puissance active/réactive varie quadratiquement avec la tension ($a = b = 2$)
- les variations de puissance active/réactive avec la fréquence sont négligées ($c = d = 0$)

• **Modèle de charge « réseau de distribution »**

Ce modèle est utilisé pour représenter le réseau de distribution en aval d'un transformateur abaisseur, caractérisé par une proportion importante de machines tournantes (moteurs).

La structure de la charge dynamique est illustrée à la Figure 71.

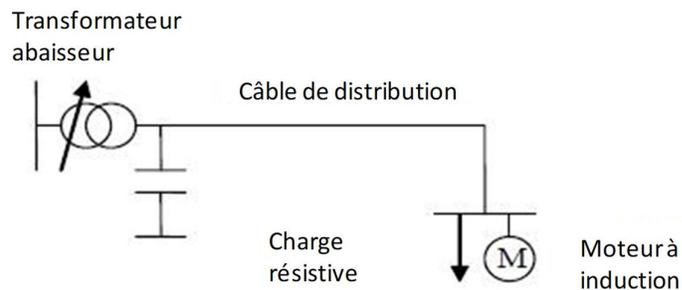


Figure 71: Modèle de charge « réseau de distribution »

Ce modèle comprend :

- un transformateur-abaisseur avec commutateur de réglage en charge à régulation continue;
- un câble de distribution modélisé par une impédance;
- une compensation shunt connectée au secondaire du transformateur;
- un moteur à induction générique connecté en aval du câble de distribution;
- une charge résistive connectée en aval du câble de distribution.

Le dispositif de compensation shunt connecté au secondaire du transformateur est ajusté afin d'aligner la puissance réactive absorbée par le modèle de charge avec le calcul statique d'écoulement de charge (Load Flow). Le câble de distribution est modélisé comme une impédance.

Des valeurs standard caractéristiques des petits moteurs ont été utilisées pour les données du modèle.

Transformateur	
Rapport min [pu]	0.9
Rapport Max [pu]	1.22
Constante de temps [s]	20
Charge du TFO [%]	60
Référence de tension [pu]	1.03
Résistance [pu]	0.005
Réactance de fuite [pu]	0.035
Feeder	
Chute de tension [pu]	0.01
Rapport d'impédance X/R [-]	0.5
Mixte de charge	
Charge des moteurs [%]	100
Charge tournante [%]	100
Inertie [MW.s/MVA]	0.5
Rendement [-]	95
Puiss. Méc. Nom. [pu]	0.87
Couple de démarrage [pu]	0.77
Couple maximum [pu]	2.3
Vitesse nominale [t/min]	2959
Courant de démarrage [pu]	5.6

Tableau 86: Caractéristiques du modèle dynamique de charge type « réseau de distribution »

SYSTÈMES PSS EXISTANTS ET PRÉVUES

Le modèle dynamique comprend des modèles PSS génériques, amortissant une large gamme de fréquences, installés dans diverses centrales du système WAPP en fonction des informations collectées, comme présenté dans le

Pays	Centrale	Type	# Unités
Cote d'Ivoire	Ciprel	Thermal	7
Cote d'Ivoire	Azito CCGT	Thermal	3
Cote d'Ivoire	Kossou	Hydro	3
Ghana	Akosombo	Hydro	6
Ghana	TAPCO	Thermal	3
Ghana	TICO	Thermal	2
Ghana	Bui	Hydro	3
Ghana	Kpong	Hydro	4
Ghana	TT1PP	Thermal	1
Ghana	Sunon Asogli I	Thermal	6
Ghana	Kpone	Thermal	3
Mali	Manantali	Hydro	6
Mali	Felou	Hydro	3
Nigeria	Egbin	Thermal	6
Nigeria	Kainji	Hydro	8

Version finale

Pays	Centrale	Type	# Unités
Nigeria	Okpai	Thermal	3
Nigeria	Afam IV	Thermal	2
Nigeria	Afam V	Thermal	2
Senegal	Bel Air	Thermal	7
Senegal	Kaolac	Thermal	6
Senegal	Cap des Biches C4	Thermal	4
Mali	Selingue	Hydro	4
Niger	Salkadamna	Thermal	4
Niger	Maradi	Thermal	3

Tableau 87: Liste des unités avec PSS installé - 2022

Analyse de stabilité en petits signaux

CONTEXTE THÉORIQUE

La majorité des composants du système électrique comme les générateurs, les systèmes d'excitation, les gouverneurs et la charge ont des caractéristiques très non-linéaires. Ces composants et leurs contrôles associés comprennent des limitations de saturation et de sortie. Malgré le fait que la théorie des systèmes non-linéaires puisse être utilisée pour l'étude d'un tel système, ceci n'est valable que pour des systèmes petits et simples, ce qui n'est pas le cas des systèmes électriques.

D'un autre côté, la théorie des systèmes linéaires peut fournir un aperçu utile du comportement de fonctionnement d'un système électrique interconnecté. Néanmoins, cette théorie n'est applicable que sous l'hypothèse que le comportement dynamique du système est linéaire ou quasi-linéaire. Heureusement, les oscillations de basse fréquence dans le système électrique sont assez linéaires lorsqu'elles sont causées par des perturbations de faible magnitude comme les fluctuations aléatoires de la production et de la charge. Les variations des variables dynamiques du système comme la vitesse et l'angle du rotor d'une machine sont également petites dans ces circonstances et l'hypothèse d'un modèle de système linéaire autour d'un point d'équilibre de fonctionnement fournit des résultats utiles. Ces conclusions sont généralement consistantes avec celles qui sont observées sur le terrain dans des conditions de fonctionnement similaires.

L'avantage de garder l'hypothèse d'un modèle linéaire pour le système est que la théorie des systèmes linéaires a atteint sa maturité, ce qui signifie que des méthodologies, algorithmes et outils capables de gérer de très grands systèmes dans un temps de calcul raisonnable sont disponibles.

Dans les systèmes électriques, l'étude de la stabilité du système en utilisant des modèles linéaires est connue sous le nom de "analyse de stabilité en petits signaux". Ce type d'étude permet l'analyse de ce qu'on appelle la stabilité stationnaire. Les types suivants de modes d'oscillation peuvent être détectés et identifiés par l'analyse de stabilité en petits signaux:

- **Les modes locaux (modes machine-système):** associés à des oscillations des unités à une station de production par rapport au reste du système (fréquence d'oscillation typiquement entre 1 Hz et 2 Hz). Ces oscillations se situent à une station ou dans une petite partie du système.
- **Modes interzonaux:** associés au balancement de plusieurs machines dans une partie du système par rapport aux machines dans d'autres parties (fréquence d'oscillation typiquement entre 0.1 Hz et 1 Hz). Causé par deux ou plusieurs groupes de machines électriquement proches qui sont interconnectées par un réseau de transmission faible.
- **Modes de contrôle:** associés avec des unités de production et d'autres contrôles. Les causes habituelles d'instabilité de ces modes sont des systèmes d'excitation, des régulateurs de vitesse, des convertisseurs HVDC et SVC mal réglés.
- **Modes torsionnels:** associés aux composants du système de rotation d'arbre turbine-générateur. Les causes habituelles d'instabilité de ces modes sont des interactions avec des contrôles d'excitation, des régulateurs de vitesse, des contrôles HVDC et des lignes compensées en série.

Il faut souligner que la stabilité en petits signaux est une condition nécessaire (mais non suffisante) pour le fonctionnement du système électrique. Comme ce n'est pas une condition suffisante, les résultats des analyses de stabilité en petits signaux doivent être évalués au travers de simulations temporelles non-linéaires (simulations de transitoires électromécaniques).

La section suivante présente un ensemble de définitions en rapport avec la théorie des systèmes linéaires et de la stabilité en petits signaux qui seront utilisées pour définir la méthodologie qui sera adoptée pendant cette étude.

Une brève description des aspects de la théorie de système linéaire appliquée aux problèmes de stabilité en petits signaux du système électrique est présentée ci-dessous:

Les oscillations électromécaniques de basse fréquence se situent généralement entre moins d'1 Hz jusqu'à 3 Hz quand elles ne sont pas des résonances sous-synchrones (SSR). Le comportement dynamique du système électrique multi-machines dans cette plage de fréquence est habituellement représenté par un ensemble d'équations différentielles non linéaires et algébriques (DAE) sous la forme:

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{z}, \mathbf{u})$$

$$\mathbf{0} = \mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{z}, \mathbf{u})$$

$$\mathbf{y} = \mathbf{h}(\mathbf{x}, \mathbf{z}, \mathbf{u})$$

où

- **f** et **g** sont les vecteurs des équations différentielles et algébriques
- **h** est un vecteur résultant des équations
- **x**, **z**, **u** et **y** sont respectivement les vecteurs de variable d'état, de variables algébriques, d'entrées et de sorties.

La linéarisation et l'élimination des variables algébriques de ce système de DAE non linéaires fournit un système linéaire sous la forme de:

$$\begin{aligned}\dot{\mathbf{x}} &= \mathbf{Ax} + \mathbf{Bu} \\ \mathbf{y} &= \mathbf{Cx} + \mathbf{Du}\end{aligned}$$

Valeurs propres et Modes d'oscillation

Les valeurs propres (λ) de la matrice d'état (A) décrivent la performance dynamique du système linéarisé. Ces valeurs propres peuvent être des nombres réels ou complexes. Les valeurs propres complexes arrivent toujours en paires conjuguées:

$$l_i = s_i \pm jw_i$$

Les valeurs propres de la matrice d'état correspondent aux modes du système (mode oscillation si l_i est complexe). La partie réelle (s) se réfère au mode amortissement et la partie imaginaire ($\pm jw$) se réfère à la fréquence d'oscillation du mode.

La relation entre les valeurs propres et la stabilité du système est définie par un critère de stabilité absolu, càd ::

"Un système est stable selon les critères absolus de stabilité si toutes les valeurs propres du système sont localisées dans le demi-plan gauche du plan complexe (toutes les valeurs propres doivent avoir des parties réelles négatives)".

Lorsque le système est stable, l'analyse des valeurs propres (calcul de leur part d'amortissement) indique le niveau d'amortissement du système. L'exigence est que les oscillations soient amorties assez rapidement.

La fréquence d'oscillation d'un mode, en Hertz, est donné par:

$$f_i = \frac{w_i}{2p}$$

Le taux d'amortissement d'un mode est donné par:

$$Z_i = \frac{-s_i}{\sqrt{s_i^2 + w_i^2}}$$

Vecteurs propres et formes de Mode

Dans la littérature des système électrique, le vecteur propre de droite associé à une valeur propre l_i est connu comme la forme modale de l_i . La forme modale fournit une information importante sur la participation d'une machine individuelle ou d'un groupe de machines dans un mode particulier.

Ces formes modales sont très utiles pour identifier des groupes cohérents de machine ainsi que pour identifier des modes interzonaux.

Facteurs de participation

Dans les grands systèmes électriques, il est important de quantifier le rôle de chaque générateur pour chaque mode. Une méthode généralement employée dans ce but est le calcul des facteurs de participation de chaque mode. Le facteur de participation est une mesure de la participation relative de la k-ième variable d'état sur le i-ème mode et vice-versa.

Le facteur de participation d'une variable d'état dans un mode donné est calculé au moyen de la combinaison des vecteurs propres de gauche et de droite associés à ce mode. Il est possible au travers de cette combinaison de produire une mesure sans dimension, ce qui est essentiel lors de la comparaison des variables d'état des différentes unités physiques.

Au travers du calcul des facteurs de participation, il est possible de déterminer les générateurs qui ont le plus contribué au mode d'oscillation. Les générateurs avec le facteur de participation le plus élevé sur des modes de basse fréquence mal amortis sont des candidats potentiels pour une allocation du stabilisateur de système électrique (PSS).

Un inconvénient des facteurs de participation est qu'ils ne sont en rapport qu'avec l'état et ne prennent pas en compte la relation entrée/sortie (I/O). Ils ne peuvent pas identifier efficacement un site de contrôleur et un signal de feedback optimal sans information sur les entrées et sorties, ce qui est plus important lorsqu'un feedback de résultat est employé.

Néanmoins, l'efficacité du contrôle peut être indiquée par les facteurs de contrôlabilité et d'observabilité tels que décrits dans ce qui suit.

Contrôlabilité et observabilité modales

Considérant un système dynamique linéaire donné par

$$\begin{aligned}\dot{\mathbf{x}} &= \mathbf{A}\mathbf{x} + \mathbf{B}\mathbf{u} \\ \mathbf{y} &= \mathbf{C}\mathbf{x}\end{aligned}$$

où

- \mathbf{x} est le vecteur d'état du système
- \mathbf{u} est le vecteur d'entrée et
- \mathbf{y} est le vecteur de sortie

Indiquant par \mathbf{F} la matrice où chaque colonne est un vecteur propre de \mathbf{A} alors le changement de variable $\mathbf{z} = \mathbf{F}\mathbf{x}$ mène au système d'équations suivant:

$$\begin{aligned}\dot{\mathbf{z}} &= \mathbf{\Lambda}\mathbf{z} + \mathbf{\Phi}^{-1}\mathbf{B}\mathbf{u} \\ \mathbf{y} &= \mathbf{C}\mathbf{\Phi}\mathbf{x}\end{aligned}$$

où \mathbf{L} est une matrice diagonale composée des valeurs propres de \mathbf{A} . On peut voir que:

- Si la i-ème rangée de $\mathbf{F}^{-1}\mathbf{B}$ n'est pas zéro, il est alors possible de contrôler l'i-ème mode au travers du contrôle de \mathbf{u} . S'il y a différents contrôles potentiels (\mathbf{u} est un vecteur), alors les différents éléments de la i-ème rangée donnent une indication sur quelles entrées ont des impacts les plus importants sur le i-ème mode.

- Si la i -ème colonne de CF n'est pas nulle, il est alors possible d'observer l' i -ème mode au travers des résultats de y . S'il y a différents observateurs potentiels (y est un vecteur) alors les différents éléments de l' i -ème colonne donnent une indication sur quel résultat fournit le plus d'information sur le i -ème mode.

Cela signifie que la contrôlabilité du signal d'entrée et l'observabilité du signal feedback sont des exigences pour l'attribution des PSS.

METHODOLOGIE POUR L'ANALYSE DE STABILITE EN PETITS SIGNAUX

La première étape pour l'analyse de stabilité en petits signaux est la linéarisation du modèle dynamique du système électrique autour d'un point de fonctionnement stationnaire. Le système linéarisé est alors utilisé pour calculer les quantités suivantes:

- Les valeurs propres et les vecteurs propres du système;
- Les facteurs de participation ;
- Les indices de contrôlabilité ;
- Les indices d'observabilité.

Identification des modes d'Oscillation critique et interzonaux

Les modes d'oscillation critiques sont définis comme des modes avec un niveau d'amortissement bas (un groupe de travail CIGRE sur les oscillations dans les réseaux recommande un amortissement minimum de 5%). L'identification des modes d'oscillation critiques commence par le calcul des valeurs propres du système. Comme le modèle du système électrique est très grand, le calcul de toutes les valeurs propres du système au travers de méthodes orthogonales basées sur la décomposition (i.e. factorisation QR) n'est pas recommandé à cause du temps de calcul et de l'usage de la mémoire importants nécessaires à ces méthodes.¹⁶

Dans ce projet, la méthode utilisée pour le calcul de valeurs propres est basée sur le calcul des valeurs propres dans une région prédéfinie du plan complexe (en employant un algorithme de calcul de valeur propre basé sur la méthode Arnoldi). Cette région est définie par l'utilisateur et doit comprendre les modes avec fréquence d'oscillation jusqu'à 3 Hz et des taux d'amortissement jusqu'à au moins 35%. Cela permet le calcul des modes électromécaniques critiques du système, ainsi que les modes interzonaux.

Le résultat du calcul des valeurs propres est un tableau contenant toutes les informations liées aux modes: les parties réelles et imaginaires, les taux d'amortissement et les fréquences d'oscillation.

Les modes critiques sont identifiés comme ceux dont les taux d'amortissement sont de moins de 5%. **Les modes interzonaux** sont pré-identifiés en sélectionnant les modes dont la fréquence se situe dans la fourchette entre 0.1 Hz et 1.5 Hz. Pour arriver à la décision finale sur quels modes sont en fait des modes interzonaux, il est nécessaire de passer par une deuxième étape: l'analyse des formes modales qui est expliquée ci-dessous.

¹⁶ Source: "Analysis and Control of Power System Oscillations", Task force 07, Study Committee 38, December 1996.

Facteur de participation et Analyse de forme modale

Dans ce projet, le but de l'analyse du facteur de participation et de la forme modale est d'identifier les modes interzonaux dans les modes dont la fréquence se situe entre 0.1 Hz et 1.5 Hz.

Analyse des facteurs de participation:

Les facteurs de participation fournissent une indication de la contribution des machines dans un mode donné. C'est très utile pour identifier les machines qui ont des contributions majeures aux modes critiques ainsi qu'aux modes interzonaux.

Dans cette étude, les facteurs de participation de tous les modes classés comme critique ($\zeta < 5\%$) dans la phase de calcul de valeur propre sont calculés et analysés dans le but de fournir des indications sur quelles machines participent le plus aux modes critiques.

Analyse des formes modales

Comme décrit précédemment, les formes modales donnent la magnitude et la phase relatives des oscillations telles qu'elles sont vues à partir d'une variable d'état donnée. Puisque l'objectif de ce projet est d'analyser les oscillations électromécaniques, la vitesse et l'angle du rotor doivent être choisis comme variable d'état.

Dans cette étude, les formes modales de tous les modes d'oscillation avec une fréquence entre 0.1 Hz et 1.5 Hz sont calculés et analysés dans le but d'identifier tous les modes interzonaux. Après l'identification de ces modes, leurs taux d'amortissement respectifs sont soigneusement analysés. En cas de modes interzonaux mal amortis, des mesures nécessaires pour améliorer l'amortissement sont recommandées.

Détermination des machines candidates à l'installation et re-réglage des PSS ayant pour but l'amélioration de l'amortissement de l'oscillation

En cas de présence de modes critiques interzonaux, l'identification des machines candidates pour l'installation/le re-réglage des PSS est effectué.

Le choix de la machine et des signaux d'entrée à utiliser pour l'amélioration de l'amortissement des modes critiques n'est pas évident. Cela dépend du calcul des indices de contrôlabilité et d'observabilité.

Il faut noter que la spécification et le réglage des PSS dans le but d'améliorer l'amortissement des modes d'oscillation critique ne rentre pas dans le cadre de ce projet.

Méthodologie pour l'évaluation de la sécurité dynamique (DSA)

L'objectif de la DSA est d'évaluer la sécurité du système d'un point de vue dynamique. Elle peut être vue comme une évolution de l'évaluation statique de sécurité (analyse N-1).

Dans le cadre de ce projet, la DSA se concentre particulièrement sur la stabilité du système et la récupération de la tension suite à des incidents sur des lignes d'interconnexion (lignes inter-frontalières) et sur des lignes affectant les flux transfrontaliers. L'incident dimensionnant pour la DSA est un court-circuit triphasé à la terre à un terminal d'une ligne, éliminé en temps de base (100ms) en ouvrant la ligne fautive (aux deux extrémités), comme illustré en Figure 72. Les critères d'acceptation sont les suivants :

- Aucune machine ne perd le synchronisme ;
- Les relais de sur-/sous-tension et de sur-/sous-fréquence ne sont activés pour aucune machine ;
- Le critère de récupération en tension :
 - $V > 0.70$ p.u. dans les 500ms suivant l'élimination du défaut ;
 - $V > 0.90$ p.u. après 10 secondes.

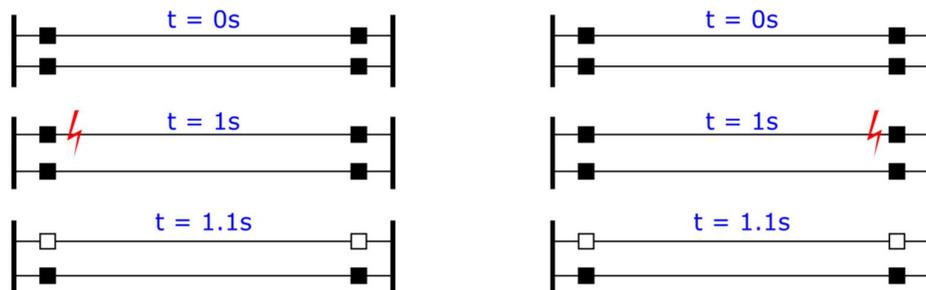


Figure 72: Incident dimensionnant pour l'analyse DSA

Cette analyse a été effectuée pour les conditions les plus critiques du point de vue de la stabilité du système, à la pointe et au creux de charge.

Resultats de l'évaluation de sécurité dynamique (DSA)

Type	Ligne	Poste 1	Pays du Bus 1	Bus 2	Pays du Bus 2	Tension Nominale (kV)	Bus du défaut	Resultats Pointe - Modèle de charge dynamique	Resultats Creux - Modèle de charge dynamique	Commentaires
Interco.	KAMAKW03-LINSAN03-1	LINSAN03	GU	KAMAKW03	SL	225	1	oui	oui	-
Interco.	KAMAKW03-LINSAN03-1	KAMAKW03	SL	LINSAN03	GU	225	2	oui	oui	-
Interco.	MAN___5-YEKEPA03-2	MAN___5	CI	YEKEPA03	LI	225	1	écroulement de tension à Ferke (CIV)	oui	Oscillations non amorties entraînent des écroulement de tension en Côte d'Ivoire.
Interco.	MAN___5-YEKEPA03-2	YEKEPA03	LI	MAN___5	CI	225	2	écroulement de tension à Ferke (CIV)	oui	
Interco.	OUAGAD02-NIAMRD02-1	GOROUB02	NR	OUAGAE02	BU	330	1	écroulement de tension (BU)	oui	Résolu en ajoutant un SVC à Salkadama (NR)
Interco.	OUAGAD02-NIAMRD02-1	OUAGAE02	BU	GOROUB02	NR	330	2	écroulement de tension (BU)	oui	Résolu en ajoutant un SVC à Salkadama (NR)
Interco.	1115DUNK-BINGER33-1	BINGER33	CI	1115DUNK	GH	330	1	oui	oui	-
Interco.	1115DUNK-BINGER33-1	1115DUNK	GH	BINGER33	CI	330	2	oui	oui	-
Interco.	30101L_1029VOLT-1	DAWA__02	GH	30101LOM	TB	330	1	oui	oui	-
Interco.	30101L_1029VOLT-1	30101LOM	TB	DAWA__02	GH	330	2	oui	oui	-
Interco.	13003-SAKETE02-1	13003	NI	SAKETE02	TB	330	1	oui	oui	-
Interco.	13003-SAKETE02-1	SAKETE02	TB	13003	NI	330	2	oui	oui	-
Interco.	BAKEL_03-KAYES_03-1	KAYES_03	MA	BAKEL_03	SE	225	1	oui	oui	-
Interco.	BAKEL_03-KAYES_03-1	BAKEL_03	SE	KAYES_03	MA	225	2	oui	oui	-
Interco.	GAZAOU06-52012-1	52012	NI	GAZAOU06	NR	132	1	écroulement de tension (NR)	écroulement de tension (NR)	écroulement de tension localisé à la fin du long feeder radial
Interco.	GAZAOU06-52012-1	GAZAOU06	NR	52012	NI	132	2	écroulement de tension (NR)	écroulement de tension (NR)	
Interco.	ZABORI02-33002-1	33002	NI	ZABORI02	NR	330	1	oui	oui	-
Interco.	ZABORI02-33002-1	ZABORI02	NR	33002	NI	330	2	oui	oui	-
National	4_PA_225-4ZAGT225-1	4_PA_225	BU	4ZAGT225	BU	225	1	oui	oui	-
National	4_PA_225-4ZAGT225-1	4ZAGT225	BU	4_PA_225	BU	225	2	oui	oui	-

Version finale

Type	Ligne	Poste 1	Pays du Bus 1	Bus 2	Pays du Bus 2	Tension Nominale (kV)	Bus du défaut	Resultats Pointe - Modèle de charge dynamique	Resultats Creux - Modèle de charge dynamique	Commentaires
National	B5PLUS02-DAWA__02-1	B5PLUS02	GH	DAWA__02	GH	330	1	oui	oui	-
National	B5PLUS02-DAWA__02-1	DAWA__02	GH	B5PLUS02	GH	330	2	oui	oui	-
National	MAGLE_SAK	SAKETE02	TB	MG2	TB	330	1	oui	oui	-
National	MAGLE_SAK	SAKETE02	TB	MG2	TB	330	2	oui	oui	-
Interco.	FERKE__5-829PCRE-1	829PCRE	BU	FERKE__5	CI	225	1	oui	oui	-
Interco.	FERKE__5-829PCRE-1	829PCRE	BU	FERKE__5	CI	225	2	oui	oui	-
Interco.	BOKE__03-SALTHI03-1	BOKE__03	GU	SALTHI03	GB	225	1	oui	oui	-
Interco.	BOKE__03-SALTHI03-1	SALTHI03	GB	BOKE__03	GU	225	2	oui	oui	-
Interco.	SAMBAN03-MALI__03-1	MALI__03	GU	SAMBAG03	SE	225	1	oui	oui	-
Interco.	SAMBAN03-MALI__03-1	SAMBAG03	SE	MALI__03	GU	225	2	oui	oui	-
Interco.	SIGUIR03-SANAKO03-2	SANAKO03	MA	SIGUIR03	GU	225	1	oui	oui	-
Interco.	SIGUIR03-SANAKO03-2	SIGUIR03	GU	SANAKO03	MA	225	2	oui	oui	-
Interco.	TAMBAC03-KAYES_03-1	KAYES_03	MA	TAMBAC03	SE	225	1	oui	oui	-
Interco.	TAMBAC03-KAYES_03-1	TAMBAC03	SE	KAYES_03	MA	225	2	oui	oui	-
Interco.	837PCRE-833PCRE-1	833PCRE	MA	837PCRE	CI	225	1	oui	oui	-
Interco.	837PCRE-833PCRE-1	837PCRE	CI	833PCRE	MA	225	2	oui	oui	-

Tableau 88: Résultats complets de l'analyse DSA - 2022

Etude de stabilité en fréquence

MÉTHODOLOGIE POUR L'ÉVALUATION DE STABILITÉ EN FRÉQUENCE

La stabilité en fréquence reflète la capacité du système à faire face à un déséquilibre de puissance active inattendu, tel que la perte soudaine de génération ou la perte d'une charge importante. La stabilité en fréquence est généralement garantie par la présence de réserves opérationnelles (primaire et secondaire) et des dispositifs de délestage de sous-fréquence (UFLS – Under-frequency load-shedding). Les événements à haute probabilité sont garantis par les réserves opérationnelles, tandis que les événements à faible probabilité sont sécurisés par les dispositifs UFLS.

L'incident dimensionnant est généralement déterminé de manière à atteindre un compromis entre les réserves en provision et la production d'énergie. Les réserves opérationnelles doivent être suffisantes et avoir les performances techniques adéquates pour éviter de perdre des charges suite à l'évènement dimensionnant.

Le délestage de sous-fréquence (UFLS), qui n'est activé qu'en cas d'incident hors-norme, est organisé en plusieurs étages de manière à minimiser le nombre de charges délestées à la suite de transitoires fréquents.

Dans cette étude, l'analyse de stabilité fréquentielle vise à :

- Évaluer l'efficacité de la réserve opérationnelle pour couvrir la perte de la plus grande unité de production du système interconnecté ;
- Identifier les transitoires de fréquence les plus critiques ;

ALLOCATION DES RÉSERVES OPÉRATIONNELLES

L'allocation des réserves opérationnelles est définie en fonction de la plus grande machine du réseau interconnecté. En 2022, cette plus grande machine est une unité à Egbin 2 avec taille de 300 MW. Pour des raisons de sécurité, cette réserve est augmentée de 10% par rapport à cette taille.

Pour 2022, la réserve opérationnelle est ainsi évaluée à 330 MW. Cette réserve est allouée aux différents pays du WAPP en fonction de la puissance générée par chaque pays à la pointe de charge de telle sorte que :

$$R_{country} = R_{total} * \frac{P_{country}}{P_{total}}$$

Où,

- $R_{country}$ est la réserve allouée au pays concerné;
- R_{total} est le besoin total de réserves primaires;
- $P_{country}$ est la production du pays concerné;
- P_{total} est la production totale.

Pays	Reserves opérationnelles (MW)
Cote d'Ivoire	29
Ghana	64
Senegal	1
The Gambia	0
Guinea	10
Guinee-Bissau	0
Liberia	1
Sierra Leone	1
Mali	5
Burkina	1
Niger	11
Nigeria	206
Togo-Benin	2
TOTALE	330

Tableau 89: Allocation des réserves opérationnelles – 2022 pointe de charge

Une fois que la contribution de chaque pays est déterminée, il est nécessaire d'allouer cette réserve parmi les différentes unités du système. Pour assurer une performance technique adéquate, il est nécessaire que cette réserve soit répartie entre les différentes unités du système, de sorte que la contribution maximale d'une seule unité soit limitée à environ 5% de sa capacité nominale.

Les hypothèses suivantes ont été considérées :

- Pour les unités CC, la réserve est attribuée uniquement aux turbines à gaz, car la sortie de la turbine à vapeur est strictement soumise à leurs points de fonctionnement.
- Le solaire PV et les fermes éoliennes ne fournissent pas de réserve
- Chaque unité conventionnelle (existante ou prévue) devrait avoir son gouverneur débloqué et devrait contribuer à la réserve opérationnelle ;

En tant qu'acteur de la transition énergétique, Tractebel propose à ses clients un éventail complet de conseils et services en ingénierie couvrant l'ensemble du cycle de vie des réalisations, y compris la conception et la gestion de projets. Reconnue comme une des plus grandes entreprises mondiales de conseils en ingénierie et s'appuyant sur plus de 150 ans d'expérience, la société a pour mission de façonner le monde de demain. Avec près de 4.400 experts et des implantations dans 33 pays, nous sommes en mesure de proposer à nos clients des solutions multidisciplinaires dans les domaines de l'énergie, de l'eau et des infrastructures.

TRACTEBEL ENGINEERING S.A.

Boulevard Simón Bolívar 34-36
1000 - Bruxelles - BELGIQUE
tractebel-engie.com

Laurence CHARLIER
tel. +32 2 476 31 07 92
laurence.charlier@tractebel.engie.com