



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

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/0626064/001/04

TS:

Imputation: P.011966/0004

INTERNAL

Client:

Project: **MISE À JOUR DU PLAN DIRECTEUR RÉVISÉ DE LA CEDEAO POUR LE DÉVELOPPEMENT DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION ET DE TRANSPORT D'ÉNERGIE ELECTRIQUE**

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

Comments:

04	2019 01 14	FIN	*F. Sparavier	*L. Charlier	*J. Dubois
03	2018 10 29	FIN	*B. Wibrin	*L. Charlier	*J. Dubois
02	2018 10 09	FIN	*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

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

TABLE DES MATIÈRES

TABLE DES FIGURES	9
TABLE DES TABLEAUX.....	11
1. INTRODUCTION	18
1.1. Contexte.....	18
1.2. Objectifs du projet.....	19
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	20
1.4. Objectifs du Tome 2.....	21
2. COLLECTE DE DONNÉES.....	22
3. ANALYSE DE LA DEMANDE.....	25
3.1. Introduction	25
3.2. Méthodologie	25
3.2.1. Méthode globale.....	26
3.2.2. Méthode analytique	28
3.3. Prévision de la demande par pays.....	29
3.3.1. Bénin.....	29
3.3.2. Burkina Faso	33
3.3.3. Côte d'Ivoire.....	35
3.3.4. Gambie	38
3.3.5. Ghana	41
3.3.6. Guinée	44
3.3.7. Guinée Bissau	48

3.3.8.	Liberia.....	51
3.3.9.	Mali.....	54
3.3.10.	Niger.....	58
3.3.11.	Nigeria.....	60
3.3.12.	Sénégal.....	62
3.3.13.	Sierra Leone.....	65
3.3.14.	Togo.....	68
3.3.15.	Cap Vert.....	71
3.4.	Synthèse de la prévision de la demande.....	72
4.	ANALYSE DE L'OFFRE.....	78
4.1.	Inventaire du parc de production par pays.....	78
4.1.1.	Bénin.....	81
4.1.2.	Burkina Faso.....	83
4.1.3.	Côte d'Ivoire.....	85
4.1.4.	Gambie.....	88
4.1.5.	Ghana.....	89
4.1.6.	Guinée.....	91
4.1.7.	Guinée Bissau.....	93
4.1.8.	Liberia.....	95
4.1.9.	Mali.....	96
4.1.10.	Niger.....	99
4.1.11.	Nigeria.....	101
4.1.12.	Sénégal.....	103
4.1.13.	Sierra Leone.....	106
4.1.14.	Togo.....	108
4.1.15.	Cap Vert.....	110
4.2.	Potentiel de ressources naturelles.....	110
4.2.1.	Ressources fossiles.....	110
4.2.2.	Ressources hydroélectriques.....	118
4.2.3.	Ressources renouvelables.....	119
4.3.	Caractéristiques des options de production.....	126
4.3.1.	Caractéristiques et Coûts des centrales thermiques de référence.....	126
4.3.2.	Caractéristiques et Coûts des centrales renouvelables de référence.....	138
4.3.3.	Synthèse de l'analyse de l'offre - Coût moyen de l'énergie produite.....	151
4.4.	Identification des options de stockage.....	153
5.	ANALYSE DU TRANSPORT.....	157
5.1.	Situation actuelle des infrastructures par pays.....	157
5.1.1.	Bénin.....	157
5.1.2.	Burkina Faso.....	158

5.1.3.	Côte d'Ivoire.....	161
5.1.4.	Gambie	169
5.1.5.	Ghana	169
5.1.6.	Guinée	178
5.1.7.	Guinée Bissau	180
5.1.8.	Liberia.....	180
5.1.9.	Mali	181
5.1.10.	Niger	183
5.1.11.	Nigeria	184
5.1.12.	Sénégal.....	207
5.1.13.	Sierra Leone.....	210
5.1.14.	Togo.....	211
5.1.15.	Cap Vert.....	212
5.2.	État des interconnexions	212
5.2.1.	Existantes	212
5.2.2.	En Projet	213
5.3.	Projets nationaux.....	216
5.4.	Synthèse de l'inventaire du réseau de transport	216
5.5.	Définition des prix unitaires	220
6.	DÉFINITION DES CRITÈRES DE PLANIFICATION ET D'EXPLOITATION.....	223
6.1.	Critères de planification	223
6.1.1.	Définition du critère de sécurité optimal	225
6.2.	Critères d'exploitation	227
6.2.1.	Manuel d'exploitation de l'EEEOA (Juillet 2007).....	228
6.2.2.	Définition des critères d'exploitation pour la présente étude	228
	ANNEXE A : LISTE DES DONNES RECUEILLIES	233
	ANNEXE B : LISTE DES UNITÉS DE PRODUCTION EXISTANTES	234
	Centrales thermiques.....	235
	Bénin	235
	Burkina Faso	236
	Côte d'Ivoire	237
	Gambie	238
	Ghana	239
	Guinée	240
	Guinée Bissau	241
	Liberia	241
	Mali	242
	Niger	243

Nigeria	244
Sénégal	245
Sierra Leone.....	246
Togo	247
Centrales hydroélectriques	248
Bénin	248
Burkina Faso	248
Côte d'Ivoire	249
Ghana	250
Guinée	251
Mali	252
Nigeria	253
Sierra Leone.....	253
Togo	254
Centrales renouvelables	255
Burkina Faso	255
Ghana	255
Niger	255
Nigeria	255
Senegal.....	256
Sierra Leone.....	256
ANNEXE C : LISTE DES UNITÉS DE PRODUCTION PLANIFIÉES ET ENVISAGÉES	257
Projets thermiques.....	258
Bénin	258
Burkina Faso	258
Côte d'Ivoire	259
Gambie	260
Ghana	260
Guinée Bissau	261
Liberia	261
Mali	261
Niger	262
Nigeria	262
Sénégal	266
Sierra Leone.....	267
Togo	267
Projets Hydroélectriques	267
Projets Renouvelables.....	282
Bénin	282
Burkina Faso	283
Côte d'Ivoire	283

Gambie	284
Guinée Bissau	285
Mali	285
Niger	286
Nigeria	286
Sénégal	287
Togo	288

ANNEXE D : POTENTIEL SOLAIRE PAR PAYS..... 289

Bénin	290
Burkina Faso	291
Côte d'Ivoire	292
Gambie	293
Ghana	294
Guinée	295
Guinée Bissau	296
Libéria	297
Mali	298
Niger	299
Nigeria	300
Sénégal	301
Sierra Leone.....	302
Togo	303

ANNEXE E : ZONES À FORT POTENTIEL ÉOLIEN PAR PAYS..... 304

Benin et Togo	305
Burkina Faso	306
Côte d'Ivoire	307
Ghana	308
Guinée	309
Guinée Bissau	310
Libéria	311
Mali	312
Niger	313
Nigéria	314
Sénégal et Gambie.....	315
Sierra Leone.....	316

ANNEXE F : SCENARIOS THERMOFLOWS..... 317

ANNEXE G : COMPARAISON DES TECHNOLOGIES EN COMBUSTIBLE FOSSILE DISPONIBLES ET CARACTÉRISTIQUES DU COMBUSTIBLE 318

Comparaison des différentes technologies en combustible fossile disponibles 318

Composition des combustibles fossiles..... 320

ANNEXE H: PARAMÈTRES DES INTERCONNEXIONS EXISTANTES	323
ANNEXE I: PARAMÈTRES TECHNIQUES DES UNITÉS DE PRODUCTION	324
Bénin	324
Burkina Faso	325
Côte d'Ivoire	327
Gambie	329
Ghana	330
Guinée	333
Guinée Bissau	336
Libéria	336
Mali	337
Niger	339
Nigéria	341
Sénégal	346
Sierra Leone.....	349
Togo	349
ANNEXE J : LISTE DES PROJETS NATIONAUX	350

TABLE DES FIGURES

Figure 1 : Prévision de la demande d'électricité au Bénin	32
Figure 2 : Prévision de la pointe de charge au Bénin	32
Figure 3 : Prévision de la demande d'électricité au Burkina Faso.....	34
Figure 4 : Prévision de la pointe de charge au Burkina Faso.....	35
Figure 5 : Taux de croissance de la demande en Côte d'Ivoire	36
Figure 6 : Prévision de la demande d'électricité en Côte d'Ivoire.....	37
Figure 7 : Prévision de la pointe de charge en Côte d'Ivoire	38
Figure 8 : Prévision de la demande d'électricité pour la Gambie	40
Figure 9 : Prévision de la charge de pointe pour la Gambie.....	41
Figure 10 : Prévision de la demande d'électricité pour le Ghana	43
Figure 11 : Prévision de la pointe de charge pour le Ghana	44
Figure 12 : Prévision de la demande d'électricité en Guinée	47
Figure 13 : Prévision de la pointe de charge en Guinée.....	47
Figure 14 : Prévision de la demande d'électricité pour la Guinée Bissau	50
Figure 15 : Prévision de la pointe de charge pour la Guinée Bissau.....	50
Figure 16 : Prévision de la demande d'électricité au Libéria	53
Figure 17 : Prévision de la pointe de charge au Libéria	54
Figure 18 : Prévision de la demande d'électricité au Mali	57
Figure 19 : Prévision de la pointe de charge au Mali.....	57
Figure 20 : Prévision de la demande d'électricité au Niger	59
Figure 21 : Prévision de la pointe de charge au Niger.....	60
Figure 22 : Prévision de la demande d'électricité au Nigeria	61
Figure 23 : Prévision de la pointe de charge au Nigeria.....	61
Figure 24 : Prévision de la demande d'électricité au Sénégal.....	64
Figure 25 : Prévision de la pointe de charge au Sénégal.....	64
Figure 26 : Prévision de la demande d'électricité pour le Sierra Leone	67
Figure 27 : Prévision de la demande de pointe pour le Sierra Leone	67
Figure 28 : Prévision de la demande d'électricité au Togo.....	70
Figure 29 : Prévision de la pointe de charge au Togo	71
Figure 30: Evolution de la production électrique du Cap Vert en MWh.....	72
Figure 31: Evolution de la consommation totale d'électricité à Cap Vert d'ici 2030.....	72
Figure 32: Capacité Installée du Bénin (2018) par combustible.....	81
Figure 33: Capacité Installée du Burkina Faso (2018) par combustible.....	84
Figure 34: Capacité Installée de la Côte d'Ivoire (2018) par combustible.....	86
Figure 35: Capacité installée de la Gambie (2018) par combustible.....	88
Figure 36: Capacité installée du Ghana (2018) par combustible	90
Figure 37: Capacité Installée de la Guinée (2018) par combustible.....	92
Figure 38: Capacité Installée de la Guinée Bissau (2018) par combustible.....	94
Figure 39: Capacité Installée du Libéria (2018) par combustible	95
Figure 40: Capacité Installée du Mali (2018) par combustible	97
Figure 41: Capacité Installée du Niger (2018) par combustible	99
Figure 42: Capacité Installée du Nigeria (2018) par combustible.....	102
Figure 43: Capacité Installée du Sénégal (2018) par combustible.....	104
Figure 44: Capacité Installée du Sierra Leone (2018) par combustible	106
Figure 45: Capacité Installée du Togo (2018) par combustible.....	108
Figure 46: Réserves prouvées en Gaz Naturel dans la sous-région (trillions de mètres cubes)	111
Figure 47: Gazoduc GAO (source: WAGPA).....	113
Figure 48: Volumes de gaz naturel échangés (source: WAGPA)	113

Figure 49: Projets UFSR (source: Interfax).....	114
Figure 50 : Coûts des combustibles en Afrique de l'Ouest sur la période étudiée.....	115
Figure 51 : Prédiction des coûts des matières premières à USD constant, Banque Mondiale	116
Figure 52: GHI Afrique de l'Ouest 1994-2015 (© 2017 The World Bank, Solar resource data: Solargis).....	121
Figure 53: DNI sur le site des projets CSP mis en service entre 2009 et 2016 (source: IRENA)	121
Figure 54: DNI Afrique de l'Ouest 1994-2015 (© 2017 The World Bank, Solar resource data: Solargis).....	122
Figure 55: Ressources Agricoles (source: Banque Mondiale)	124
Figure 56: Coûts d'investissement pour des projets PV pour une mise en service entre 2011 et 2018 (source: IRENA)	139
Figure 57: Evolution future attendue des coûts d'investissement pour les projets PV (source: IRENA).....	140
Figure 58: Diagramme de fonctionnement d'une centrale à énergie solaire concentrée avec stockage thermique	141
Figure 59: Evolution du coût des technologies CSP (source: IRENA)	142
Figure 60: Evolution du facteur de capacité des technologies CSP (source: IRENA)	143
Figure 61: Evolution du LCOE des technologies CSP (source: IRENA)	144
Figure 62: Coûts d'investissement pour des projets éoliens pour une mise en service entre 1983 et 2015 (source: IRENA)	145
Figure 63: Evolution future attendue des coûts d'investissement pour les projets éoliens (source: IRENA)	146
Figure 64: Coûts moyens de l'énergie produite pour les différentes technologies de production et différents carburants en supposant une exploitation en base pour les unités thermiques.	152
Figure 65: Coûts moyens de l'énergie produite pour les différentes technologies de production et différents carburants en supposant une exploitation en semi-base pour les unités thermiques.....	153
Figure 66: Coût d'investissement pour les différents modèles de batteries	154
Figure 67: Evolution des coûts d'investissement des technologies LI-ion entre 2010 et 2016 (source : BNEF).....	154
Figure 68: décroissance du coût d'investissement de la batterie LI-ion en \$/kWh.....	156
Figure 69 : Echanges considérés dans le bloc A à la pointe de charge 2018.....	217
Figure 70: Echanges considérés dans le bloc B à la pointe de charge 2018.....	218
Figure 71: Echanges considérés dans le bloc C à la pointe de charge 2018	218
Figure 72: Déviation de fréquence	230
Figure 73: Amortissement du système après un incident.....	231

TABLE DES TABLEAUX

Tableau 1: Variables optimales pour la méthode globale.....	27
Tableau 2: Historique de la demande d'électricité au Bénin.....	30
Tableau 3 : Synthèse du modèle statistique utilisé pour le Bénin	31
Tableau 4: Synthèse du modèle statistique utilisé pour le Burkina Faso	33
Tableau 5: Synthèse du modèle statistique utilisé pour la Côte d'Ivoire	36
Tableau 6: Synthèse du modèle statistique utilisé pour le Ghana.....	42
Tableau 7: Historique des ventes d'électricité au Mali.....	55
Tableau 8: Synthèse du modèle statistique utilisé pour le Mali.....	56
Tableau 9: Synthèse du modèle statistique utilisé pour le Sénégal	63
Tableau 10: Historique de la demande d'électricité au Togo.....	69
Tableau 11: Synthèse du modèle statistique utilisé pour le Togo	69
Tableau 12: Classement des pays selon les taux de croissance moyens attendus de la demande d'électricité.....	74
Tableau 13: Classement des pays selon les taux de croissance moyens attendus du PIB et de la population à l'horizon 2022 (source : FMI)	74
Tableau 14: Synthèse de la prévision de la demande d'électricité dans le scénario de base	76
Tableau 15: Synthèse de la prévision de la pointe de charge dans le scénario de base	77
Tableau 16: Abréviations des types d'unités	79
Tableau 17 : Abréviations des types de combustibles considérés	79
Tableau 18 : Valeurs standards retenues pour les unités existantes	80
Tableau 19: Projets de production décidés : Bénin	82
Tableau 20: Projets de production planifiés : Bénin	83
Tableau 21: Projets de production décidés : Burkina Faso	84
Tableau 22: Projets de production planifiés : Burkina Faso	85
Tableau 23: Projets de production décidés : Côte d'Ivoire	87
Tableau 24: Projets de production planifiés : Côte d'Ivoire	87
Tableau 25: Projets de production décidés: Gambie.....	89
Tableau 26: Projets de production décidés: Ghana.....	91
Tableau 27: Projets de production envisagés: Ghana.....	91
Tableau 28: Projets de production décidés : Guinée	93
Tableau 29: Projets de production décidés : Guinée Bissau	94
Tableau 30: Projets de production décidés : Libéria.....	96
Tableau 31: Projets de production décidés : Mali.....	98
Tableau 32: Projets de production planifiés : Mali	98
Tableau 33: Projets de production décidés : Niger	100
Tableau 34: Projets de production planifiés : Niger	101
Tableau 35: Projets de production décidés: Nigéria	102
Tableau 36: Projets de production décidés : Sénégal	105
Tableau 37: Projets de production planifiés : Sénégal	105
Tableau 38: Projets de production décidés : Sierra Leone.....	107
Tableau 39: Projets de production candidats : Sierra Leone.....	108
Tableau 40: Projets de production décidés : Togo	109
Tableau 41: Projets de production planifiés : Togo.....	109
Tableau 42: Réserves prouvées de Gaz Naturel (Ghana + Côte d'Ivoire).....	111
Tableau 43: Emissions de CO2 par type de combustible (source: IEA).....	112
Tableau 44 : Projections des prix de combustibles.....	118
Tableau 45: Objectifs d'intégration des énergies renouvelables au réseau interconnecté en terme de mix énergétique (source: IRENA)	119

Tableau 46	Potentiel éolien par pays (meilleurs sites identifiés)	123
Tableau 47:	Potentiel Renouvelable des 14 pays membre de l'EEEOA (source: IRENA) .	125
Tableau 48:	Tableau de comparaison des différentes technologies en combustible fossile disponibles pour des installations de +/- 45 à 450 MW de production électrique	127
Tableau 49:	Performances, Coûts d'investissements totaux et coûts O&M de centrales à moteurs à combustion	129
Tableau 50:	Coûts d'investissements totaux de centrales à moteurs à combustion installées dans différents pays africains.....	130
Tableau 51	Performances, Coûts d'investissements totaux et coûts O&M de centrales TG à Cycles Combinés.....	133
Tableau 52:	Performances, Coûts d'investissements totaux et coûts O&M de centrales TG en Cycle Ouvert.....	135
Tableau 53:	Performances, Coûts d'investissements totaux et coûts O&M de centrales à combustible Charbon.....	138
Tableau 54:	Unité de production Solaire PV – Données d'investissement	140
Tableau 55:	Unité de production Solaire CSP– Données d'investissement.....	143
Tableau 56:	Eoliennes – Données d'investissement	146
Tableau 57 :	Unité de production Biomasse – Données d'investissement	150
Tableau 58:	Caractéristique de la batterie LI-ion Tesla PowerPack (Source: TESLA)	155
Tableau 59:	Lignes de transmission existantes (tension supérieure ou égale à 90 kV) – Benin	158
Tableau 60:	Transformateurs existants (2 enroulements) – Bénin.....	158
Tableau 61:	Moyens de compensation réactive existants - Bénin	158
Tableau 62:	Lignes de transmission existantes (tension supérieure ou égale à 90 kV) – Burkina Faso	159
Tableau 63:	Transformateurs existants (2 enroulements) - Burkina Faso	160
Tableau 64:	Transformateurs existants (3 enroulements) - Burkina Faso	161
Tableau 65:	Moyens de compensation réactive existants - Burkina Faso	161
Tableau 66:	Lignes de transmission existantes (tension supérieure ou égale à 90 kV) – Côte d'Ivoire	164
Tableau 67:	Transformateurs existants (2 enroulements) – Côte d'Ivoire	168
Tableau 68:	Moyens de compensation réactive existants – Côte d'Ivoire	169
Tableau 69:	Lignes de transmission existantes (tension supérieure ou égale à 90 kV) – Ghana	172
Tableau 70:	Transformateurs existants (2 enroulements) – Ghana	176
Tableau 71:	Transformateurs existants (3 enroulements) – Ghana	176
Tableau 72:	Moyens de compensation réactive existants - Ghana.....	177
Tableau 73:	Lignes de transmission existantes (tension supérieure ou égale à 60 kV) – Guinée	178
Tableau 74:	Transformateurs existants (2 enroulements) – Guinée	180
Tableau 75:	Moyens de compensation réactive existants - Guinée	180
Tableau 76:	Existing 2W transformers - Liberia.....	181
Tableau 77:	Lignes de transmission existantes (tension supérieure ou égale à 90 kV) – Mali	181
Tableau 78:	Transformateurs existants (2 enroulements) – Mali	182
Tableau 79:	Moyens de compensation réactive existants - Mali	182
Tableau 80:	Lignes de transmission existantes (tension supérieure ou égale à 90 kV) – Niger	183
Tableau 81:	Transformateurs existants (2 enroulements) – Niger	183
Tableau 82:	Moyens de compensation réactive existants - Niger	184
Tableau 83:	Lignes de transmission existantes (tension supérieure ou égale à 90 kV) – Nigeria	191

Tableau 84: Transformateurs existants (2 enroulements) – Nigeria	202
Tableau 85: Transformateurs existants (3 enroulements) - Nigeria	205
Tableau 86: Moyens de compensation réactive existants - Nigeria	207
Tableau 87: Lignes de transmission existantes (tension supérieure ou égale à 90 kV) – Sénégal.....	208
Tableau 88: Transformateurs existants (2 enroulements) – Sénégal.....	209
Tableau 89: Moyens de compensation réactive existants - Sénégal	210
Tableau 90: Lignes de transmission existantes (tension supérieure ou égale à 90 kV) – Sierra Leone.....	210
Tableau 91: Transformateurs existants (2 enroulements) - Sierra Leone	210
Tableau 92: Moyens de compensation réactive existants - Sierra Leone	210
Tableau 93: Lignes de transmission existantes (tension supérieure ou égale à 90 kV) – Togo	211
Tableau 94: Transformateurs existants (2 enroulements) – Togo.....	211
Tableau 95: Moyens de compensation réactive existants – Togo.....	211
Tableau 96: Liste des interconnexions existantes	213
Tableau 97: Liste des interconnexions futures décidées.....	213
Tableau 98: Liste des interconnexions futures planifiées.....	214
Tableau 99: Projets planifiés du CLSG	215
Tableau 100: Projets planifiés de l'OMVG	215
Tableau 101: Prix unitaires proposés pour le développement du plan directeur	222
Tableau 102: Critères LOLE appliqués dans les pays d'Afrique de l'ouest.....	226
Tableau 103: LOLE critères appliqués dans le monde entier.....	226
Tableau 104: Proposition de LOLE pour l'Afrique de l'Ouest	227
Tableau 105 : Tensions d'exploitation, minimale et maximale	229
Tableau 106: Charges admissibles des ouvrages du réseau.....	230

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'Énergie Électrique 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 États 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'Échanges d'Énergie Électrique 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 ainsi que la proposition de **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 correspondants 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 2

Le rapport consacré à l'état des lieux de la situation actuelle du système électrique et perspectives est un livrable extrêmement important. Il consiste en un recueil de toutes les données et hypothèses qui ont été utilisées dans le cadre du projet, et en particulier pour l'actualisation du plan directeur production transport.

Sur la base des données récoltées et de la révision des différentes études disponibles, le présent rapport donne une synthèse des premières analyses concernant la demande, l'offre et le réseau de transport d'électricité. En particulier, le document reprend :

- La liste des données collectées (chapitre 2) ;
- Une analyse de la demande incluant une analyse de la demande actuelle et une prévision à l'horizon 2033 (chapitre 3) ;
- Une analyse du parc de production actuel et la liste des projets décidés ainsi qu'un set d'hypothèses pour les projets futurs (chapitre 4) ;
- Une analyse des infrastructures de transport d'électricité (chapitre 0) ;
- La définition des critères de planification et d'exploitation (chapitre 0).

Pour chacune de ces catégories, les données sont classées par pays afin de faciliter l'étape de validation par les états membres.

Notons que, 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. La situation actuelle du système électrique est toutefois résumée dans ce rapport dans un objectif d'exhaustivité.

2. COLLECTE DE DONNÉES

La collecte de données a permis de rencontrer les représentants des acteurs des secteurs électriques (sociétés nationales, ministères, régulateurs, ...) de l'ensemble des pays membres de l'EEEOA. Des réunions ont été également organisées avec les représentants de l'Organisation pour la Mise en Valeur du fleuve Sénégal (OMVS), l'Organisation pour la Mise en Valeur du fleuve Gambie (OMVG) et TRANSCO-CLSG. Cette phase avait pour objectif :

- De permettre aux acteurs des pays concernés d'exposer la situation actuelle du secteur énergétique de leur pays, y compris les difficultés rencontrées pour l'implémentation des projets et de transmettre leurs attentes concernant les projets régionaux.
- De rassembler les informations nécessaires à la modélisation des systèmes électriques : statistiques, données économiques, études de plans directeurs locaux, caractéristiques des projets de production, inventaire et diagnostic du réseau de transport, données statiques et dynamiques des composants du réseau, etc.

Il est important de souligner l'excellence de la collaboration et de l'assistance fournies par la direction énergie de la CEDEAO, l'EEEOA, l'UEMOA, les sociétés d'électricité, les ministères et les organismes dans les différents pays visités. Ces échanges et le processus de collecte d'information ont par ailleurs été grandement facilités par la participation active et efficace de l'EEEOA.

Les données collectées sont décrites de manière non exhaustive ci-dessous. La liste détaillée des données recueillies est présentée en Annexe A.

	Données	Obstacles/possibilités
Demande de charge	Profils historiques, Evolution de la demande	Freins sur la croissance de la demande Délestage de charge/demande non satisfaite Pertes techniques et non techniques Mesures d'efficacité énergétique Stratégie d'électrification rurale
Capacité de production actuelle	Capacité installée Énergie produite Consommation de carburant et coût du carburant Conditions hydrologiques Coordonnées géographiques	Obsolescence et pannes Disponibilité du carburant et conditions d'approvisionnement Pénuries d'eau Règles d'exploitation
Développement futur de la production	Ressources locales Plans directeurs nationaux Plan d'investissement par technologie (ENR, Hydro, Thermique) Caractéristiques de la production future Objectifs ENR et projets planifiés	Potentiel ENR Politiques énergétiques nationales (par exemple pour le développement des ENR) Planification et critères opérationnels Obstacles à l'élaboration de projets Cadre juridique pour le développement des investissements privés Contraintes environnementales

Version finale

	Données	Obstacles/possibilités
Réseau de transport existant	Caractéristiques du réseau de transmission (modèle PSS/E, schéma unifilaire)	Règles pour le fonctionnement du réseau Code de réseau Obsolescence et pannes
Réseau de transport futur	Plans directeurs nationaux Plan d'investissement Caractéristiques du futur réseau de transport Obstacles prévus pour l'intégration des ENR	Questions de financement et d'autorisation Contraintes environnementales
Echanges de puissance	Infrastructure existante et capacité de transfert Tarif des importations/exportations Séries chronologiques d'échanges Futur développement attendu de l'interconnexion	Rôle de l'interconnexion (échanges commerciaux/back-up/Import contractuel-Export) Termes contractuels et déviations dans l'exploitation quotidienne Avantages escomptés des futures interconnexions Retards survenus et problèmes rencontrés dans la phase de développement
Cadres juridiques et institutionnels	Lois sur le secteur de l'électricité Codes d'investissement Lois BOT/PPP, le cas échéant Droit des marchés publics Code fiscal	Réformes, soit entreprises, soit planifiées Structure de gouvernance
Performance financière des utilitaires d'énergie	Structure tarifaire et système d'ajustement États financiers consolidés des services publics du secteur de l'électricité sur une période de 5 ans Études tarifaires	Réformes tarifaires Performance commerciale du secteur (en termes de pertes non techniques, taux de facturation et taux de recouvrement) Passif long et court terme des services publics du secteur de l'électricité Subventions et politiques en matière de subventions
Politiques nationales dans le secteur de l'électricité	Plans et stratégies de développement nationaux Notes de politique concernant les énergies renouvelables, l'électrification rurale et la gestion de la demande Rapports de pays du FMI	

Version finale

Dans la plupart des pays, de nombreuses données ont été recueillies permettant d'établir une vision du secteur électrique actuel (demande, production, réseau de transport). Néanmoins, le consultant a dû faire face à l'absence ou l'obsolescence des données. Dans ce cas, des hypothèses ont été prises sur base de la connaissance du consultant du contexte régionale et de règles de bonnes pratique internationales.

La validation des hypothèses prises est dès lors une étape importante pour l'acceptation future des résultats de l'étude.

3. ANALYSE DE LA DEMANDE

3.1. Introduction

L'objectif de cette section est de réaliser les prévisions de demande d'électricité ainsi que pointes de charge pour chacun des pays de l'EEEOA à horizon 2033.

Cette analyse sera effectuée au niveau de l'injection dans le réseau de distribution, c'est-à-dire que nous considérerons la demande d'électricité nette des pertes de transport, mais brutes des pertes de distribution et commerciales.

La demande d'électricité est ici à comprendre au sens large, c'est-à-dire qu'elle représente le potentiel de consommation d'électricité d'un pays, incluant dès lors les consommateurs isolés, disposant de leur propre générateur, et susceptibles de se connecter au réseau électrique lorsque ce dernier se développe.

A cet égard, une attention particulière sera portée aux sites miniers, qui sont par nature de grands consommateurs d'électricité.

L'énergie non desservie est également incorporée dans les prévisions qui sont effectuées dans le présent rapport.

Il faut encore noter que l'analyse développée ici se concentre sur l'énergie électrique consommée chaque année. La pointe de charge sera ensuite déduite du développement de cette consommation d'énergie, en faisant intervenir un facteur de charge.

3.2. Méthodologie

Plusieurs méthodologies existent pour réaliser des prévisions de demande d'électricité. Dans le cadre de la présente étude, nous avons utilisé deux techniques, à savoir la méthode globale et la méthode analytique, dont le choix dépend de l'historique à disposition, mais aussi de l'état de développement du réseau électrique.

La première technique, dite *globale*, consiste à étudier la corrélation historique qui existe entre la consommation d'électricité et d'autres variables macro-économiques telles que le PIB ou la taille de la population. La prévision de la demande est ensuite effectuée en supposant que la corrélation entre ces différentes variables va rester constante dans le futur. Cette technique est appliquée pour les pays caractérisés par une évolution maîtrisée de la demande et pour lesquels un historique a pu être collecté. C'est le cas pour le Bénin, le Burkina Faso, la Côte d'Ivoire, le Ghana, le Mali, le Sénégal et le Togo

En vue d'harmoniser l'analyse, une seule source de données a été utilisée pour l'évolution historique et les perspectives de croissance future du PIB et de la population, à savoir la base de données du Fonds Monétaire International (FMI). Pour les consommations d'électricité, en revanche, nous nous sommes basés sur les chiffres transmis par chacun des pays.

La seconde technique, dite *analytique*, décompose la demande selon les différents secteurs d'activité (résidentiel, services, industries et administrations) et les différentes zones géographiques (zones urbaine et rurale). La prévision de la demande est alors effectuée pour chacun de ces segments et réagregée ensuite au niveau national. Les facteurs utilisés pour cette méthode (nombre de ménage, taux d'électrification) ... sont issus de rapports émanant d'institutions du pays en question mais les paramètres tels que la consommation spécifique des ménages en zone urbaine et rurale ont été harmonisés pour l'ensemble des pays. Cette méthode a été appliquée lorsque l'évolution passée de la demande ne peut pas être considérée comme une image de l'évolution future (fort taux de délestage par exemple). C'est le cas de la Gambie, la Guinée, la Guinée-Bissau, le Libéria, le Niger et le Sierra Leone.

Pour le Nigéria, nous avons repris la prévision de la demande du dernier plan directeur national, compte tenu du peu d'informations disponibles pour pouvoir réaliser une prévision précise.

Ces deux méthodologies sont abordées plus en détails ci-dessous.

En ce qui concerne la consommation d'électricité des sites miniers, le traitement suivant a été appliqué :

- Les sites miniers existants situés à proximité de lignes de transmission existantes ou de lignes futures décidées seront inclus dans le scénario de base de la prévision de la demande ;
- Les sites miniers existants mais qui ne sont pas proches des lignes de transmission existantes ou des lignes futures décidées seront inclus dans le scénario élevé de la prévision de la demande, à horizon 2020 ;
- Les futurs sites miniers qui sont encore en projet seront intégrés dans le scénario élevé à horizon 2033.

Notons enfin que ces prévisions ont été discutées avec chaque pays et que certains ajustements ont parfois été réalisés afin de coller au mieux avec la réalité (prise en compte des prévisions nationales de PIB ou de population, introduction des projets miniers existants, justification de la prise en compte ou non d'autres facteurs explicatifs que le PIB tels que la population, ...).

3.2.1. Méthode globale

La méthode globale repose sur la technique de la régression linéaire multiple. Cette dernière consiste à mettre en relation la consommation d'électricité (variable dépendante) avec d'autres indicateurs macro-économiques, tels que le PIB ou la taille de la population (variables indépendantes ou explicatives) :

$$C_t = \alpha_0 + \alpha_1 PIB_t + \alpha_2 POP_t$$

où :

- C_t représente la consommation d'électricité du pays pour l'année t
- PIB_t représente le PIB du pays pour l'année t
- POP_t représente la population du pays pour l'année t

Ce modèle statistique est calibré sur un historique de données de consommation d'électricité, de montant de PIB et de taille de la population. Cette calibration a pour but de déterminer les paramètres de la régression $(\alpha_0, \alpha_1, \alpha_2)$ qui permettent au modèle de correspondre au mieux aux données observées dans le passé. Cette étape sera réalisée en utilisant la méthode des moindres carrés.

Une fois que le modèle est calibré, il peut ensuite être utilisé pour pouvoir effectuer des prévisions de consommation d'électricité dans le futur. Cela nécessite cependant de disposer de prévisions relatives à l'évolution des variables dépendantes telles que le PIB ou la population. Pour rappel, nous utilisons ici les prévisions de PIB et de la population effectuées par le FMI. Il est important de noter toutefois que cette technique présuppose que la relation entre les différentes variables d'intérêt va rester inchangée dans le futur.

Mais avant de pouvoir calibrer ce modèle, il faut avant tout choisir quelle(s) variable(s) explicative(s) inclure dans le modèle. Doit-on utiliser le PIB et la population, ou uniquement l'une de ces deux variables ? Laquelle le cas échéant ? Pour répondre à cette question, une possibilité est d'utiliser le critère d'information d'Akaïke qui consiste à trouver le meilleur compromis entre l'information apportée par une variable et la complexité supplémentaire du modèle qui en résulte. Le tableau ci-dessous recense les variables optimales pour chacun des pays :

Pays	Variable(s) explicative(s) optimale(s)	Multicolinéarité?	Variable(s) explicative(s) finale(s)
Bénin	PIB & POP	OUI	PIB
Burkina Faso	PIB & POP	OUI	PIB
Côte d'Ivoire	PIB & POP	NON	PIB & POP
Ghana	PIB	NON	PIB
Mali	PIB	NON	PIB
Sénégal	PIB	NON	PIB
Togo	PIB & POP	OUI	PIB

Tableau 1: Variables optimales pour la méthode globale

Nous avons pris soin ici de vérifier que l'utilisation des deux variables PIB et population n'introduisait pas de multicolinéarité¹ dans le modèle. Si c'est le cas, le modèle final ne fait intervenir qu'une seule des deux variables (choisie également selon le critère d'Akaïke).

On constate qu'au final, seule la Côte d'Ivoire utilisera un modèle faisant intervenir à la fois le PIB et la population. Pour les autres pays, le PIB sera choisi comme variable explicative unique.

¹ Le phénomène de multicolinéarité se matérialise lorsque la corrélation entre plusieurs variables explicatives est trop importante, ce qui a pour conséquence de réduire considérablement la précision des estimateurs. Le test de multicolinéarité effectué ici se base sur le Variance Inflation Factor (VIF), qui doit être inférieur à 10 pour conclure à l'absence de multicolinéarité.

Le résumé des valeurs techniques des modèles est détaillé dans la section dédiée à chaque pays ci-dessous.

Notons encore qu'un scénario bas et haut sont également détaillés, afin d'introduire une analyse de sensibilité. Le scénario bas est obtenu en prenant en compte 75% des taux de croissance du PIB et éventuellement de la population attendue par le FMI. Le scénario haut, considère quant à lui 125% de ces mêmes taux de croissance.

3.2.2. Méthode analytique

Pour certains pays, le développement actuel du réseau électrique est tel qu'il est difficile d'appliquer la méthode globale.

Tout d'abord, parce que l'historique est souvent très court, voire quasiment inexistant, étant donné le caractère récent du développement des infrastructures électriques, ou encore l'arrêt des opérations dans certains cas (pour cause de guerre civile par exemple).

Ensuite, parce qu'il est difficile d'effectuer les prévisions futures sur l'hypothèse d'une corrélation constante entre PIB, population et consommation d'électricité, étant donné le faible développement du réseau électrique. Les taux de croissance seront effectivement plus importants à court-terme qu'à plus long-terme.

Nous avons donc utilisé une technique analytique pour les pays présentant ces caractéristiques, à savoir la Gambie, la Guinée, la Guinée-Bissau, le Libéria, le Niger et le Sierra Leone.

Cette technique se base sur une décomposition de la consommation d'électricité entre usage résidentiel et usage par des entreprises, industries et autres administrations.

Pour la consommation résidentielle, nous avons introduit les éléments suivants dans l'analyse :

- Le nombre de ménages : croît selon les prévisions de croissance de la population du FMI ;
- Le taux d'électrification : défini comme le rapport entre le nombre de clients et le nombre de ménages :
 - Le taux initial dépend de la situation initiale de chacun des pays
 - Le taux final (en 2033) est supposé être de 90% pour les zones urbaines et 65% pour les zones rurales
- Consommation spécifique: définie comme la consommation annuelle d'un ménage, nous effectuerons une distinction pour les zones urbaines et rurales. De plus, une croissance de 1.5% par an sera considérée reflétant l'augmentation de la consommation de chaque ménage dans le temps.
 - Zones urbaines: Consommation spécifique: 1000 kWh/an ;
 - Zones rurales: Consommation spécifique: 500 kWh/an.
- Facteurs de charge: ils seront supposés constants aussi tout au long de l'horizon de projection en question;
 - Consommateurs résidentiels: 50%

Concernant les clients professionnels, industriels et les administrations, la principale hypothèse faite dans l'approche analytique est de faire croître leur consommation selon l'évolution attendue du PIB du FMI, tout en prenant en compte une élasticité de 1,3. Cela signifie donc que si le PIB augmente de 1%, alors la consommation d'électricité pour ces clients augmentera de 1.3%. Un facteur de charge de 70% constant sera considéré pour ces clients.

Pour effectuer une analyse de sensibilité, nous avons également introduit des scénarios bas et haut, définis comme suit :

- **Scénario bas:**
 - Consommations spécifiques:
 - § Zones urbaines: 750 kWh/année
 - § Zones rurales: 350 kWh/année
 - § Taux de croissance annuel: 1%
 - Taux d'électrification 2033:
 - § Zones urbaines: 80%
 - § Zones rurales: 50%
 - Élasticité de la demande d'électricité par rapport au PIB pour les clients professionnels, industriels et les administrations: 1
- **Scénario haut:**
 - Consommations spécifiques:
 - § Zones urbaines: 1 250 kWh/année
 - § Zones rurales: 650 kWh/année
 - § Taux de croissance annuel: 2%
 - Taux d'électrification 2033:
 - § Zones urbaines: 95%
 - § Zones rurales: 75%
 - Élasticité de la demande d'électricité par rapport au PIB pour les clients professionnels, industriels et les administrations: 1.5

3.3. Prévision de la demande par pays

3.3.1. Bénin

3.3.1.1. PARAMETRES MACRO-ÉCONOMIQUES

Le PIB du Bénin a connu une croissance moyenne de 4.3% en termes réels sur la période 2000-2017, selon les chiffres du FMI. Cette croissance reste assez volatile, dû notamment à la part importante de l'agriculture dans le PIB, ce dernier secteur étant fortement dépendant des conditions météorologiques, ainsi que des marchés internationaux (concernant le coton notamment dans le cas du Bénin).

Le PIB par habitant a suivi quant à lui un taux de croissance plus faible, de 1.3% sur la même période, avec pour conséquence que le taux de pauvreté a augmenté de 36.2% en 2011 à 40.1% en 2015.

La population du Bénin est estimée à 11.4 millions d'habitants à la fin de l'année 2017. Elle a crû à un taux moyen de 3% entre 2000 et 2017, ce qui explique en partie la modeste performance du PIB par habitant mentionnée ci-dessus. A moyen-terme (horizon 2022) le FMI prévoit un taux de croissance de 2.2%, plus faible que par le passé.

3.3.1.2. ANALYSE DE LA DEMANDE HISTORIQUE

La demande d'électricité au Bénin est fournie principalement par :

- la CEB, le gestionnaire du réseau de transport, disposant de moyens de production propres, mais qui importe toutefois la majeure partie de l'électricité ;
- la SBEE, le gestionnaire du réseau de distribution, qui possède des moyens de production propres.

L'historique de consommation d'électricité au point d'injection est repris dans le tableau ci-dessous. Elle est donc constituée des ventes d'électricité de la CEB à la SBEE et à SCB Lafarge, auxquelles il faut encore ajouter la production propre de la SBEE (ou source interne).

	Ventes CEB à SBEE + SCB Lafarge [GWh]	Source interne SBEE [GWh]	Total [GWh]
2008	663		663
2009	868		868
2010	937		937
2011	1065		1065
2012	1125		1125
2013	1156	30	1186
2014	1170	91	1261
2015	1146	121	1267
2016	1101	180	1281

Tableau 2: Historique de la demande d'électricité au Bénin

Selon ces chiffres, la croissance de la consommation au Bénin a été de 8.9% en moyenne sur les 9 dernières années.

La pointe de charge du réseau de la SBEE était de 257.3 MW en 2016 avec un facteur de charge estimé de 57%.

Les pertes de transport étaient en moyenne de 4.9% sur les 6 dernières années.

L'énergie non desservie s'élevait quant à elle à 22 GWh (soit 0.83% de la demande totale) en 2016 pour l'ensemble du réseau de la CEB (couvrant le Bénin et le Togo).

3.3.1.3. PRÉVISION DE LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ

Sur le plan statistique, le critère d'information d'Akaïke indique que le PIB est la variable optimale permettant d'expliquer la consommation d'électricité. Le résumé du modèle statistique utilisé est repris dans le tableau ci-dessous. On observe notamment que le pouvoir explicatif du modèle est relativement bon, étant donné le R² de 0,6. La significativité du PIB est également très importante (p-value inférieure à 5%).

	Coefficients	Ecart-type	t-stat	P-value
Constante	-75,10	360,30	-0,21	0,84
PIB	0,32	0,10	3,07	0,02
R ²	0.6			

Tableau 3 : Synthèse du modèle statistique utilisé pour le Bénin

Selon ce modèle, la prévision de la demande d'électricité en 2033 est de 3531 GWh pour le scénario de base (reprenant les hypothèses de croissance du PIB du FMI). Cette prévision correspond à un taux de croissance moyen de la consommation de 6.4%, ce qui est en ligne avec les chiffres de croissance recueillis lors de la dernière collecte de données auprès de la CEB (6%).

Notons toutefois que cette prévision est en-dessous d'une prévision datant de 2014 réalisée par le consultant IED, qui prévoyait 5829 GWh² consommés en 2033 (soit une croissance annuelle moyenne de 7.25%).

Les scénarios bas et haut, obtenus en prenant respectivement 75% ou 125% des taux de croissance attendus par le FMI, prévoient une évolution de la consommation d'électricité à hauteur de respectivement 2737 GWh et 4535 GWh.

La prévision de la pointe de charge a été calculée en gardant le facteur de charge de 2016 constant, soit 57%. Selon nos calculs, cette pointe de charge atteindra 704 MW en 2033 dans le scénario de base. Cette valeur est également en dessous de la prévision effectuée par IED, attendant une pointe de 1282 MW à horizon 2033.

² Afin de pouvoir comparer les différentes prévisions, nous avons dû intégrer les pertes commerciales et de distribution à la prévision du consultant, cette dernière étant réalisée au niveau de la consommation finale (les ventes finales au consommateur). Le taux de pertes commerciales et distribution utilisé est celui estimé en 2014, à savoir 21% (supposé constant sur toute la durée de projection).

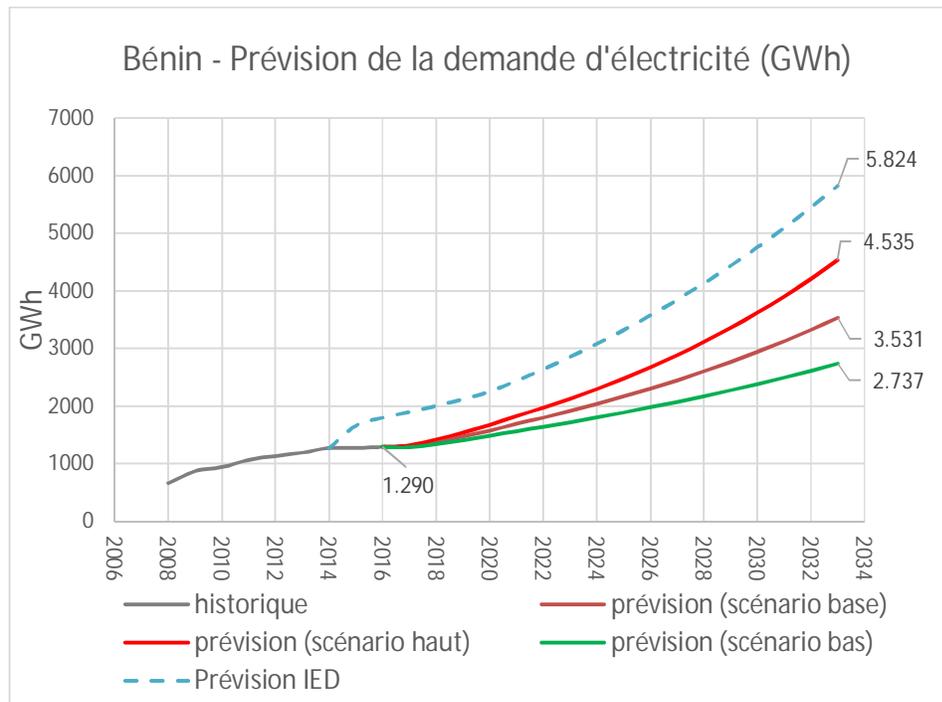


Figure 1 : Prédiction de la demande d'électricité au Bénin

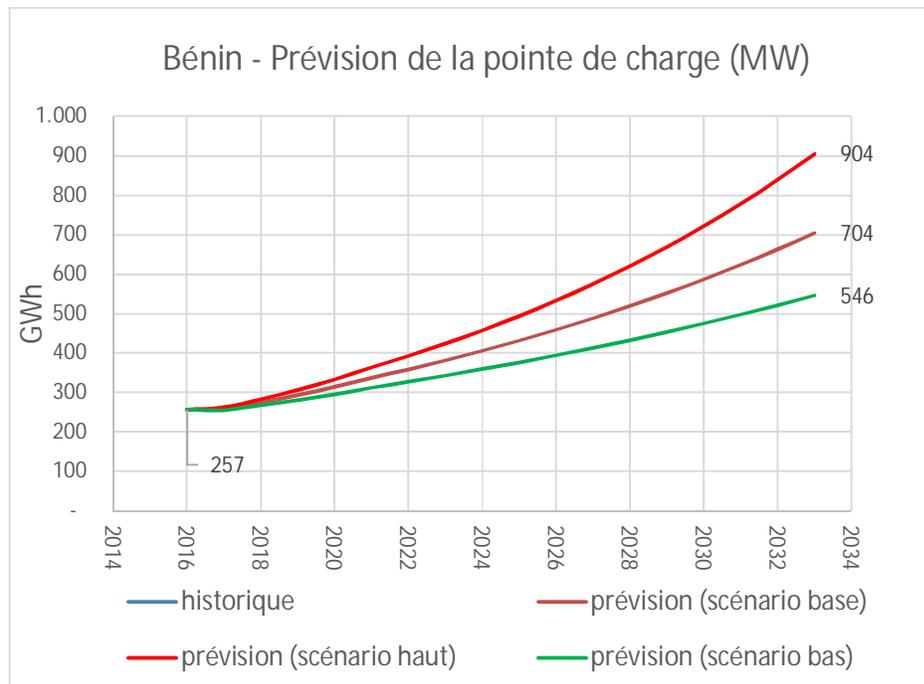


Figure 2 : Prédiction de la pointe de charge au Bénin

Version finale

3.3.2. Burkina Faso

3.3.2.1. PARAMETRES MACRO-ÉCONOMIQUES

Jusqu'en 2009, la population du Burkina Faso montrait une croissance annuelle de l'ordre de 3%. Actuellement, la population du Burkina est de 18.9 millions selon les chiffres du FMI, et la croissance de la population tourne autour de 2.5%. Le FMI prévoit que le taux de croissance va se stabiliser autour de 2% dans les années qui viennent.

Le PIB au Burkina Faso (à prix constant) a crû en moyenne de 5% par an sur ces 10 dernières années selon le Fonds Monétaire International. Selon cette même source, le taux de croissance devrait rester similaire dans les 5 années à venir.

3.3.2.2. ANALYSE DE LA DEMANDE HISTORIQUE

En 2016, l'énergie livrée à la distribution atteignait 1523 GWh, pour une énergie facturée de 1317 GWh. Cette énergie provient pour 40% d'importations et pour 60% de la production nationale.

L'énergie distribuée a cru au rythme moyen de 9% entre 2004 et 2016, avec des pics de croissance au-delà des 11% en 2009, 2010 et 2012.

3.3.2.3. PRÉVISION DE LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ

Afin d'être consistant avec l'approche adoptée pour chacun des pays, la prévision de la demande d'électricité est réalisée au niveau de l'énergie nette injectée dans le réseau, c'est-à-dire nette des pertes de transport, mais brute des pertes de distribution et des pertes commerciales.

Le point de départ de la prévision correspond donc à une électricité nette injectée de 1639 GWh en 2017.

Sur le plan statistique, le critère d'information d'Akaike indique que le PIB est la variable optimale permettant d'expliquer la consommation d'électricité. Le résumé du modèle statistique utilisé est repris dans le tableau ci-dessous. On observe notamment que le pouvoir explicatif du modèle est très bon, étant donné le R^2 de 0.99. La significativité du PIB est également très importante (P-value largement inférieure à 1%).

	Coefficients	Ecart-type	t-stat	P-value
Constante	-539.79	42.42	-12.7	2.51E-08
PIB	0.44	0.01	37.3	8.75E-14
R^2	0.99			

Tableau 4: Synthèse du modèle statistique utilisé pour le Burkina Faso

Selon ce modèle, la prévision de la demande d'électricité en 2033 est de 5026 GWh pour le scénario de base (reprenant les hypothèses de croissance du PIB du FMI). Cette prévision correspond à un taux de croissance moyen de la consommation de 7.3%.

Cette prévision est relativement alignée avec la prévision réalisée en 2015 lors de l'étude « Fiabilité et optimisation des moyens de production ».

La prévision de la pointe a été effectuée en considérant que le facteur de charge va se stabiliser à 0.55 dans les années qui viennent. La pointe de charge atteindra ainsi 1043 MW en 2033.

Les scénarios bas et haut, obtenus en prenant respectivement 75% ou 125% des taux de croissance attendus par le FMI, prévoient une évolution de la consommation d'électricité à hauteur de respectivement 3872 GWh et 8764 GWh.

Le scénario haut inclut toutefois les sites miniers existants et en projet. Selon les informations récoltées auprès de la SONABEL, les sites miniers existants représentent actuellement une consommation de pointe de 110 MW, et les sites en projet 266 MW. Les sites existants sont intégrés progressivement à horizon 2020 tandis que les sites en projet sont introduits dans le scénario haut à horizon 2033.

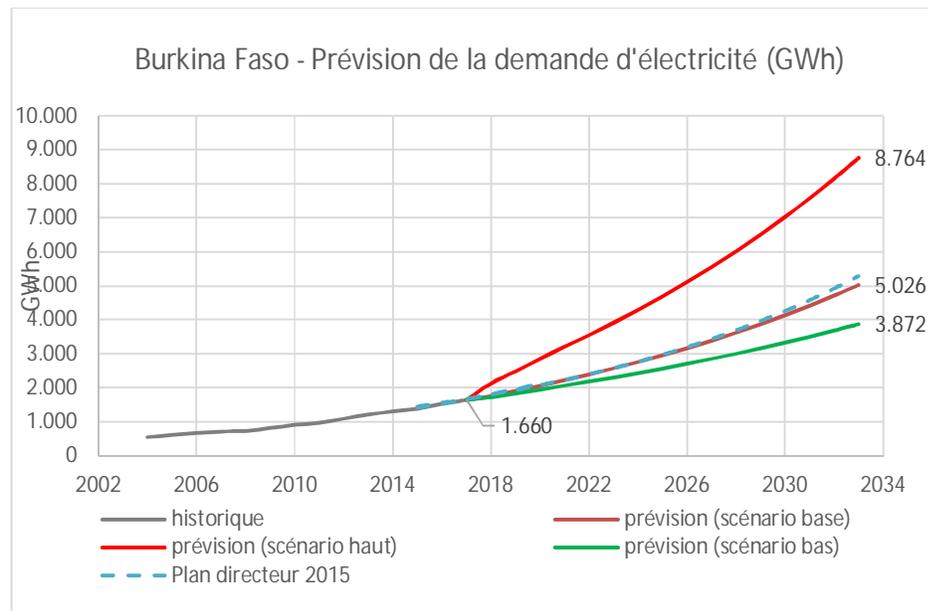


Figure 3 : Prévision de la demande d'électricité au Burkina Faso

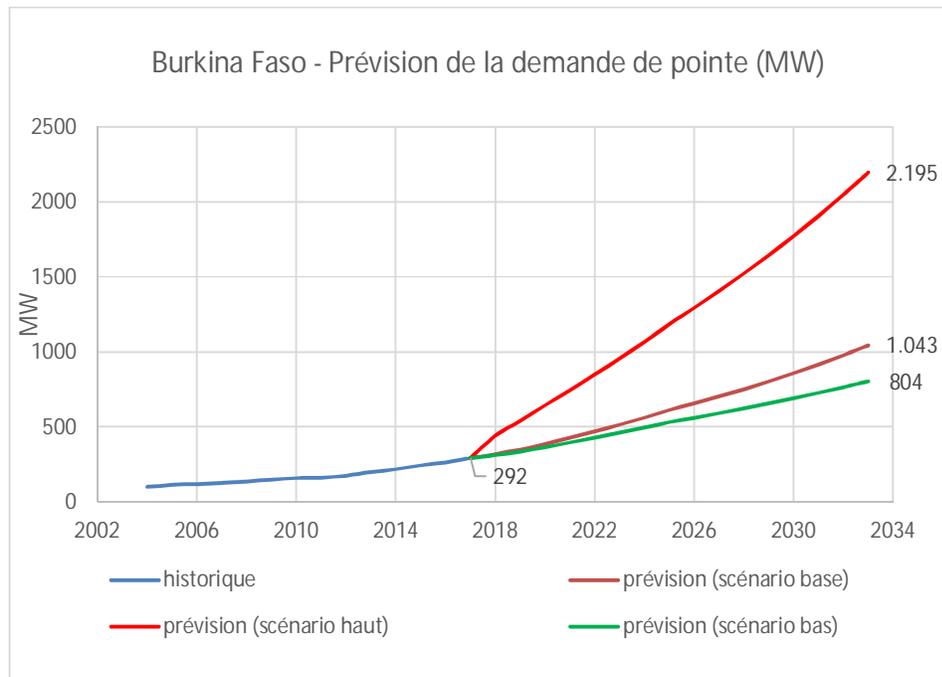


Figure 4 : Prévission de la pointe de charge au Burkina Faso

3.3.3. Côte d'Ivoire

3.3.3.1. PARAMETRES MACRO-ÉCONOMIQUES

Depuis 1997, la population de la Côte d'Ivoire a augmenté avec une croissance annuelle de l'ordre de 2.6%. Le fond monétaire international prévoit que la croissance de la population va continuer à ce même rythme dans les années à venir. La population de la Côte d'Ivoire était de presque 25 millions d'habitants en 2017.

Le produit intérieur brut (à prix constant) est resté presque constant entre 1997 et 2012. Depuis 2012, il croît à un taux moyen de 8% par an. Le FMI prévoit que la croissance du PIB va être en moyenne de 7% dans les 5 prochaines années.

Au niveau national, la Côte d'Ivoire s'est fixé l'objectif de devenir un pays émergent à l'horizon 2020. Le Plan National de Développement 2016-2020, qui constitue la feuille de route permettant d'atteindre cet objectif, prévoit effectivement des taux de croissance de 8,5% à horizon 2020.

3.3.3.2. ANALYSE DE LA DEMANDE HISTORIQUE

En 2017, l'énergie livrée à la distribution atteignait 8716 GWh. L'énergie délivrée à la distribution a augmenté à un rythme moyen de 6.2% par an depuis 2004, mais de manière très irrégulière. Cette irrégularité s'explique par une croissance irrégulière de l'économie du pays (chocs politico-économiques), et des conditions climatiques fluctuantes d'une année à l'autre.

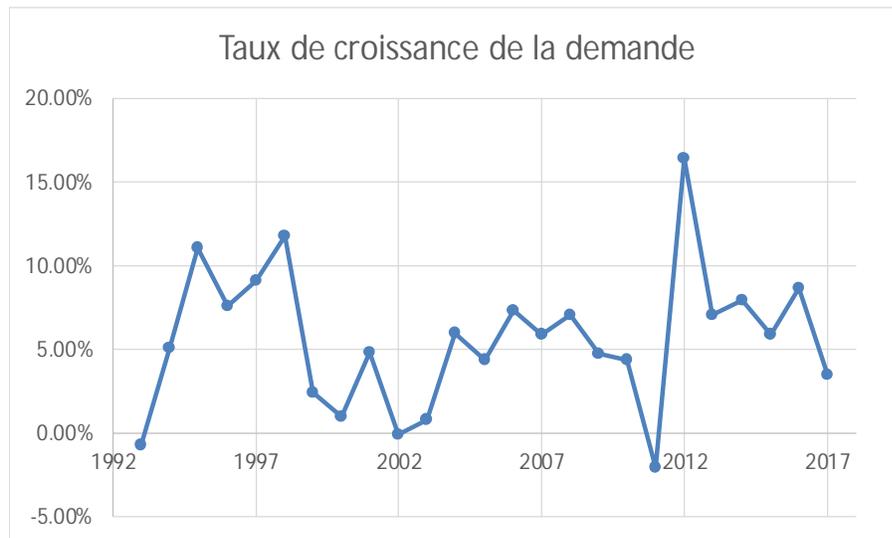


Figure 5 : Taux de croissance de la demande en Côte d'Ivoire

L'énergie consommée en Côte d'Ivoire est générée localement. De plus la Côte d'Ivoire exporte une partie de sa production vers le Burkina Faso et le Mali.

3.3.3.3. PRÉVISION DE LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ

Afin d'être consistant avec l'approche adoptée pour chacun des pays, la prévision de la demande d'électricité sera réalisée au niveau de l'énergie nette injectée dans le réseau, c'est-à-dire nette des pertes de transport, mais brute des pertes de distribution et des pertes commerciales.

Le point de départ de la prévision correspond donc à une électricité nette injectée de 8715 GWh en 2017.

Sur le plan statistique, le critère d'information d'Akaike indique que le PIB et la population sont les variables optimales permettant d'expliquer la consommation d'électricité.

	Coefficients	Ecart-type	t Stat	P-value
Constante	-3672724.84	229072.52	-16.03	1.22E-15
Population	203712.42	27943.55	7.29	6.16E-08
PIB	409.24	46.17	8.86	1.29E-09
R ²	0.98			

Tableau 5: Synthèse du modèle statistique utilisé pour la Côte d'Ivoire

Selon ce modèle, la prévision de la demande d'électricité en 2033 est de 25 458 GWh pour le scénario de base (reprenant les hypothèses de croissance du PIB du FMI). Cette prévision correspond à un taux de croissance moyen de la consommation de 6.9%.

Cette prévision est relativement alignée avec la prévision réalisée en 2014 dans le plan directeur de production et transport.

Les scénarios bas et haut, obtenus en prenant respectivement 75% ou 125% des taux de croissance attendus par le FMI, prévoient une évolution de la consommation d'électricité à hauteur de respectivement 19 677 GWh et 31 767 GWh.

La prévision de la pointe a été effectuée en considérant que le facteur de charge va se stabiliser à 0.73 dans les années qui viennent, cette valeur correspondant à la moyenne de ces 5 dernières années. De cette façon, la pointe de charge atteindrait 3981 MW en 2033.

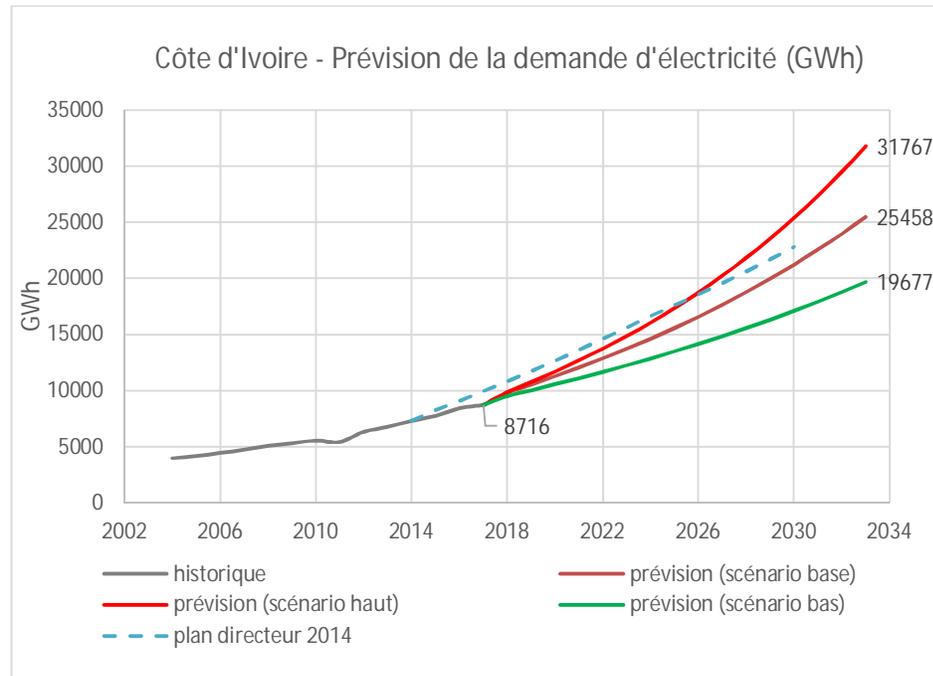


Figure 6 : Prévision de la demande d'électricité en Côte d'Ivoire

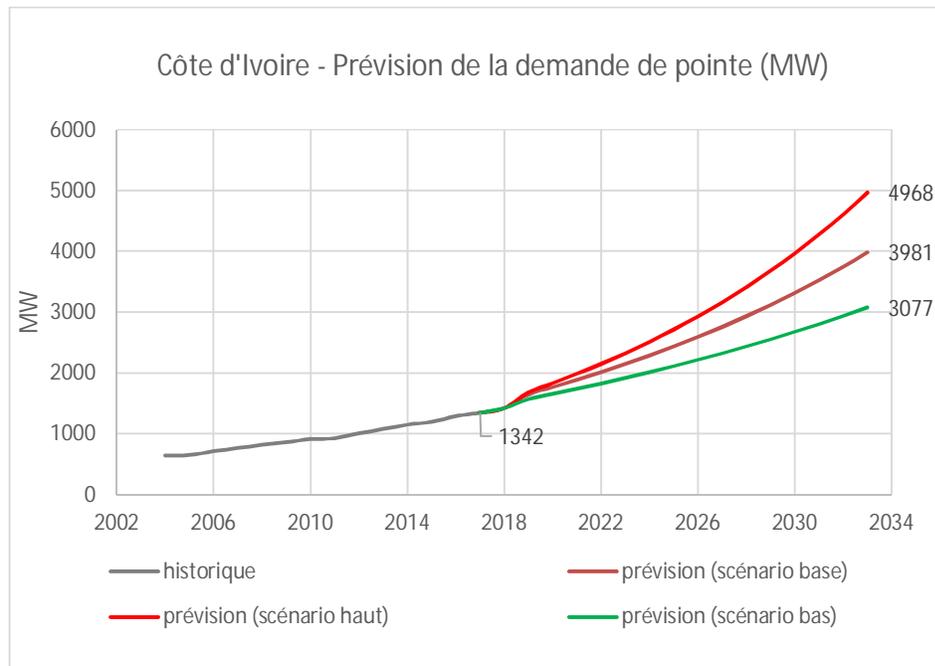


Figure 7 : Prévion de la pointe de charge en Côte d'Ivoire

3.3.4. Gambie

3.3.4.1. PARAMÈTRES MACRO-ÉCONOMIQUES

Le PIB de la République de Gambie a connu une croissance de 3.4% en moyenne, en termes réels, entre 2000 et 2017, selon le FMI. En ce qui concerne le PIB par habitant, la croissance a été en moyenne inférieure à 0,5% sur la période allant de 2004 à 2014. Cette performance modérée est principalement attribuable aux chocs répétés dus aux intempéries. En effet, au cours des 50 dernières années, la Gambie a connu 11 périodes de sécheresse, dont 4 au cours des 12 dernières années. La crise liée à Ebola en 2014 a également eu un impact significatif sur le PIB.

Les perspectives concernant le développement du PIB à moyen terme pour la Gambie sont attendues autour d'un taux de croissance de 4%, selon l'analyse du FMI.

La population de la Gambie, estimée à 2.2 millions d'habitants à la fin de 2017, a connu un taux de croissance important de 3.3% de 2000 à 2017, soit le plus important de la région au cours de cette période. Le FMI prévoit que le rythme actuel de croissance de la population sera maintenu dans les années à venir.

3.3.4.2. ANALYSE DE LA DEMANDE HISTORIQUE

Selon le document « Electricity Roadmap » transmis, les ventes d'électricité sont passées de 175 GWh en 2012 à 240 GWh en 2016. La demande de pointe actuelle est environ de 70 MW, mais les besoins sont estimés à environ 100 MW, compte tenu de la demande non desservie.

Le taux d'électrification à partir de 2014 était de 47% selon le SE4ALL global Tracking Framework. Le NAWEC avait environ 155 000 clients en 2016.

Les pertes moyennes de transmission et de distribution sont estimées par à 23% et le taux de perception des factures d'électricité est de 88% selon les chiffres de 2016.

3.3.4.3. PRÉVISION DE LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ

Compte tenu de l'information limitée sur l'historique de la demande d'électricité, il a été décidé d'adopter une approche analytique afin de faire la prévision de la demande. Cette technique part de la consommation spécifique des ménages et des entreprises, puis reconstitue la demande globale au niveau national, comme expliqué dans l'introduction.

Pour mettre en œuvre cette méthodologie, nous allons utiliser les éléments suivants :

- Evolution du nombre de ménages : repris du recensement de la population effectué en 2013 et auquel les taux de croissance démographique prévus par le FMI sont appliqués;
- Taux d'électrification: défini comme le rapport entre le nombre de clients et le nombre de ménages :
 - Le taux initial (2014) est de 47% (SE4ALL)
 - Le taux final (en 2033) est supposé être de 90%
- Consommation spécifique: définie comme la consommation annuelle d'un ménage, une croissance de 1,5% par an sera considérée
 - Zones urbaines: Consommation spécifique: 1000 kWh/an
 - Zones rurales: Consommation spécifique: 500 kWh/an
- Consommation des entreprises, des industries et des administrations: Le point de départ de ces consommateurs est déduit de la consommation résidentielle et des chiffres des ventes globales; leur consommation s'élève à 111 GWh à partir de 2016 et évolue selon le PIB, avec une élasticité considérée de 1.3.
- Facteurs de charge: ils seront supposés constants aussi tout au long de l'horizon de projection en question;
 - Consommateurs résidentiels: 50%
 - Consommateurs industriels: 70%
- Performances du réseau: les pertes de transport et de distribution sont supposées rester constantes à leur valeur 2014 de 23.4%

Selon cette approche, la prédiction de l'énergie injectée dans le réseau est de 1590 GWh pour 2033, correspondant à un taux de croissance moyen de 6.9%.

Pour fournir une analyse de sensibilité, nous introduirons un scénario bas et un scénario élevé, en faisant varier les différents facteurs tels que définis dans la méthodologie présentée au chapitre 3.2.2.

Selon ces deux scénarios, l'énergie injectée dans le réseau à horizon 2033 sera de 1299 GWh dans le scénario bas, et 1809 GWh dans le scénario élevé.

Concernant la pointe de charge, nos prévisions indiquent qu'elle atteindra 297 MW en 2033, qui correspond à un taux de croissance moyen de 7.1%. Cette prévision est en ligne avec celle réalisée par Fichtner, qui prévoyait environ 200 MW en 2025.

L'évolution de la pointe de charge dans les deux scénarios définis ci-dessus seront de 230 MW en 2033 dans le scénario bas et 344 MW dans le scénario élevé.

En ce qui concerne l'énergie non desservie, elle a été estimée d'ici 2017 à 211 GWh, soit 38% de la demande totale. Il est toutefois prévu qu'elle sera complètement absorbée d'ici 2023, suite à la mise en œuvre effective des projets prévus.

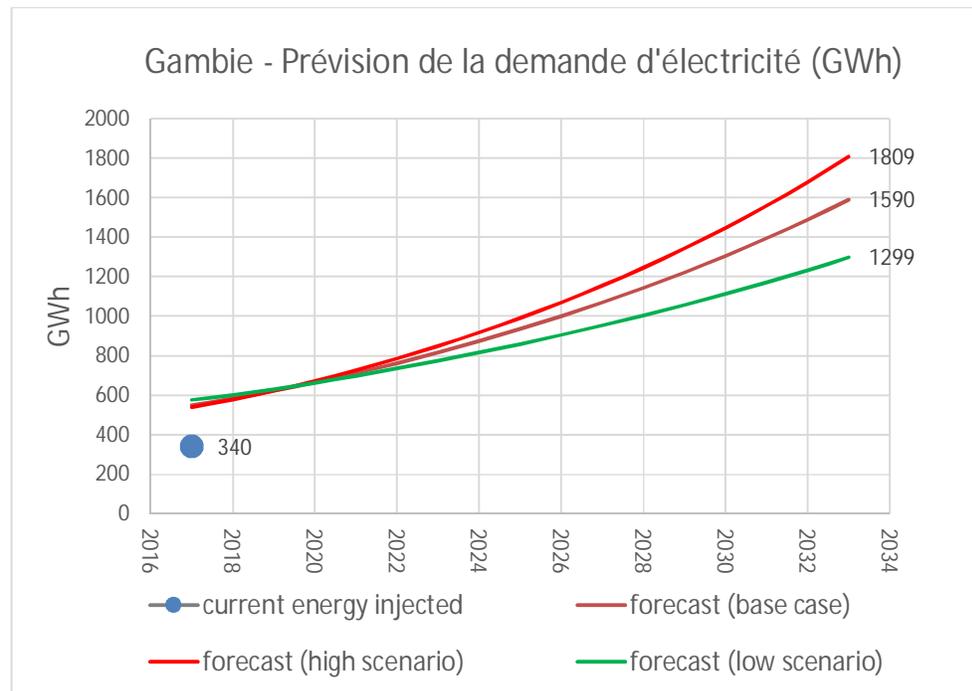


Figure 8 : Prévion de la demande d'électricité pour la Gambie

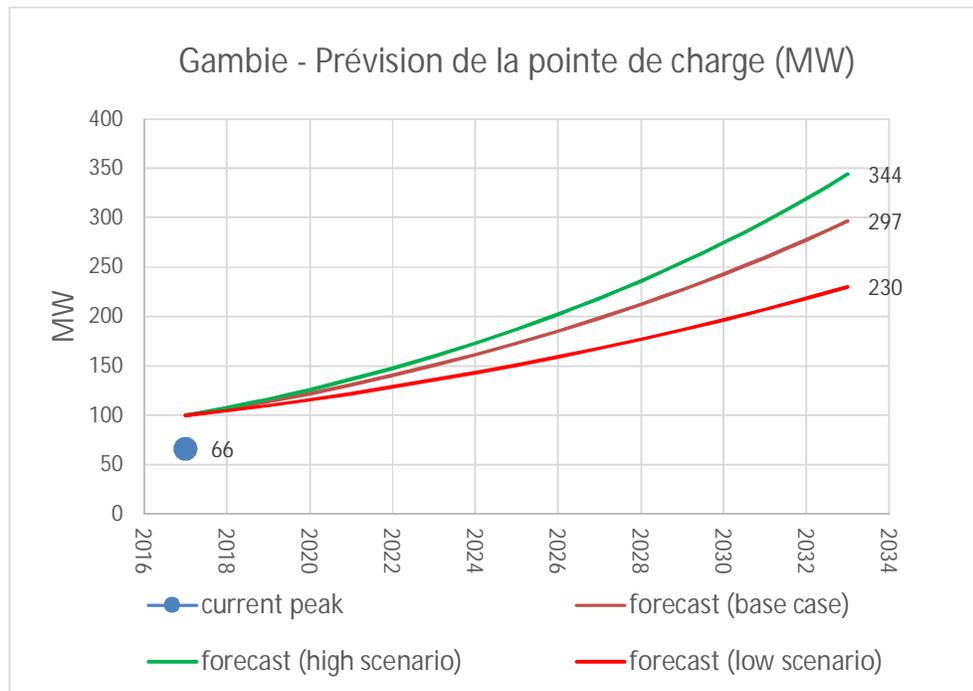


Figure 9 : Prévision de la charge de pointe pour la Gambie

3.3.5. Ghana

3.3.5.1. PARAMÈTRES MACRO-ÉCONOMIQUES

Au cours des 20 dernières années, le PIB du Ghana a connu une croissance stable de 5,5% en termes réels. Cette croissance a même augmenté ces derniers temps, avec la découverte et l'exploitation de plusieurs gisements pétroliers, notamment le *Jubilé*, avec une moyenne de 7% sur la période 2010-2017. Selon le FMI, les perspectives à moyen terme atteignent 6.1% de croissance et sont soutenues par une production d'hydrocarbures en hausse.

  la fin de 2017, la population du Ghana était de 28, 3 millions, selon les derniers chiffres du FMI. Avec un taux de croissance actuel de 2.6%, la population devrait doubler en 29 ans, menaçant donc quelque peu le progrès économique attendu.

3.3.5.2. ANALYSE DE LA DEMANDE HISTORIQUE

Si nous excluons le client industriel Volta Aluminium Company (VALCO), la consommation d'électricité au Ghana a augmenté de 6414 GWh en 2005 à 12 705 GWh en 2017, ce qui représente un taux de croissance moyen de 6.1%. La volatilité de ce taux de croissance était cependant importante (7%), avec pour certaines années même une diminution de la consommation d' lectricit ³.

VALCO, le plus grand client industriel au Ghana, a représenté 631 GWh en 2016, soit 5% de la consommation totale d'électricité du pays.

³ En particulier, l'année 2015 a montré une diminution d'environ 10% de la consommation d'électricité, principalement caus e par les nombreux délestages qui ont eu lieu cette année-là, en raison de la production insuffisante.

GridCo, le gestionnaire du réseau de transport délivre l'électricité aux sociétés de distribution d'électricité (ECG et NEDCo) et à d'autres grands consommateurs, comme les sociétés minières et textiles.

Le pays importe de l'électricité en provenance de la Côte d'Ivoire et exporte vers le Burkina Faso (SONABEL), le Togo et le Bénin (CEB) et la Côte d'Ivoire (CIE).

En ce qui concerne la pointe de charge, elle est passée de 1274 MW en 2007 à 2087 MW en 2016, ce qui correspond à un taux de croissance de 7.5%. Au cours de la même période, selon notre calcul, le facteur de charge a évolué de 62% à 70%.

Les pertes de transport, quant à elles, étaient en moyenne de 4.1% de 2007 à 2016. Les pertes de distribution sont d'environ 23% pour ECG et NEDCo, les deux sociétés de distribution, mais elles ambitionnent de le réduire à 13-14% pour 2021-2022.

Enfin, l'énergie non desservie est d'environ 10%.

3.3.5.3. PRÉVISION DE LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ

Pour être cohérent avec le reste de l'étude, la prévision de la demande de charge est réalisée au niveau de l'énergie nette injectée dans le réseau de distribution, c'est-à-dire nette des pertes de transmission mais brute de la distribution et des pertes commerciales.

En outre, la régression a été effectuée sans considérer VALCO, compte tenu de la taille et de la volatilité de la consommation de ce client. La demande attendue de ce client particulier, transmis⁴ par GRIDCo, sera ajoutée par la suite à la prévision.

Le point de départ de la prévision correspond donc à une énergie injectée nette de 12 705 Gwh sans Valco et 13 336 GWh avec VALCO.

Statistiquement parlant, le critère d'information d'Akaike indique que le PIB est la variable optimale pour calculer la consommation d'électricité. Le résumé du modèle statistique utilisé est repris dans le tableau ci-dessous. On observe notamment que le pouvoir explicatif du modèle est très bon, étant donné le R² de 0.93. La significativité du PIB est également très importante (P-value largement inférieure à 1%).

	Coefficients	Ecart-type	t-stat	P-value
Constante	1108,35	929,22	1193,0	2,67E-01
PIB	315,84	32,36	9759,0	1,02E-05
R ²	0,93			

Tableau 6: Synthèse du modèle statistique utilisé pour le Ghana

⁴ 1154 GWh en 2018, 2909 GWh en 2019, 3881 GWh en 2020 et 4845 GWh à partir de 2021.

Selon ce modèle, la prévision de la demande d'électricité en 2033 est de 32 361 GWh dans le scénario de référence (basé sur l'hypothèse de croissance du FMI). Notre prévision correspond à un taux de croissance moyen de la consommation d'électricité de 5,8%.

Ce chiffre est inférieur à la dernière prévision trouvée dans le « Plan d'approvisionnement en électricité de 2017 pour le Ghana » qui anticipe 27 523 GWh en 2027 (correspondant à un taux de croissance de 7,5%). Cette dernière prévision est néanmoins alignée avec le scénario haut que nous avons calculé (voir ci-dessous).

Les scénarios bas et haut, obtenus en prenant respectivement 75% ou 125% des taux de croissance attendus par le FMI, prévoient une évolution de la consommation d'électricité à hauteur de respectivement 27 372 GWh et 38 443 GWh en 2033.

Les prévisions concernant la pointe de charge ont été réalisées en gardant constant le facteur de charge à partir de 2016 (70%), partant du principe que la répartition entre charges résidentielles et industrielles resterait constante à l'avenir. Selon notre calcul, cette pointe de charge atteindra dès lors 4957 MW en 2033 dans le scénario de base.

Cette prévision est à nouveau en-dessous de celle développée dans le « Plan d'approvisionnement en électricité 2017 pour le Ghana » qui prévoit 4567 MW en 2027 (correspondant à un taux de croissance de 7,5%), ce qui est à nouveau aligné avec notre scénario haut.

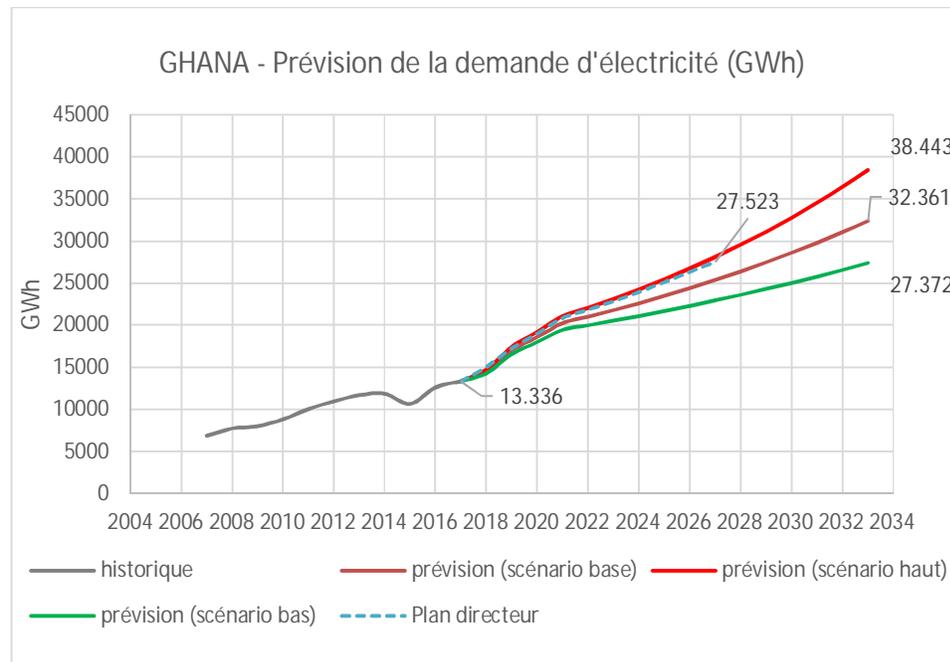


Figure 10 : Prévision de la demande d'électricité pour le Ghana

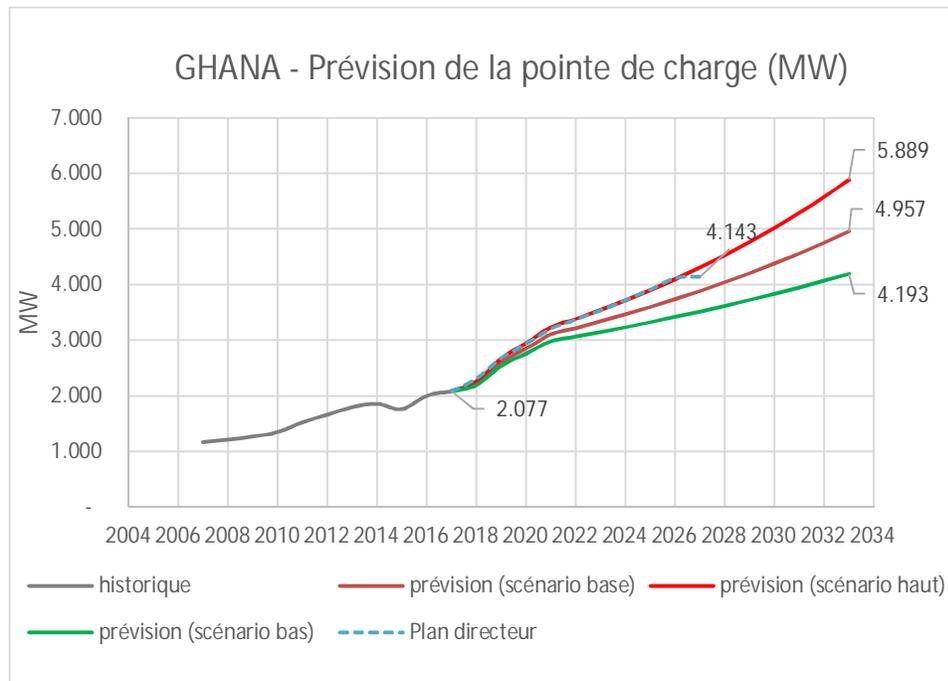


Figure 11 : Préviation de la pointe de charge pour le Ghana

3.3.6. Guinée

3.3.6.1. PARAMETRES MACRO-ÉCONOMIQUES

Le PIB de la Guinée a affiché un taux de croissance moyen de 3.9% entre 2000 et 2017 selon le FMI. Cette croissance n'a cessé de s'accélérer sur les dernières années pour atteindre 5% en moyenne entre 2010 et 2017, malgré une contraction en 2014 et 2015 due à la crise Ebola, à la hausse des prix des commodités sur les marchés internationaux, ainsi qu'à une instabilité politique.

Les projections du FMI tablent sur un taux de croissance de 5.9% à moyen terme, alimenté par une forte hausse de l'activité dans le secteur minier (et notamment dans l'exploitation de la bauxite, dont la Guinée possède un tiers des réserves mondiales) et d'une hausse des investissements public dans les infrastructures.

La population de Guinée est estimée à 13 millions d'habitant environ à fin 2017. Son taux de croissance s'est accéléré sur les dernières années, passant de 2,3% entre 2000 et 2017 à 2.6% entre 2010 et 2017. Le FMI prévoit un taux de croissance de 2.5% à moyen terme.

3.3.6.2. ANALYSE DE LA DEMANDE HISTORIQUE

Peu d'information ont été transmises concernant l'historique de la demande d'électricité. Selon le rapport « Etudes de la ligne d'interconnexion électrique 225 kV Guinée-Mali » réalisé par le consultant Intec en 2015, la quantité d'énergie électrique injectée dans le réseau interconnecté a oscillé autour des 600 GWh par an entre 2000 et 2014.

Cette stagnation est principalement due à une trop faible production du parc d'EDG ainsi que d'un réseau de transport en mauvais état. La demande d'électricité est en réalité plus importante et la pauvre qualité des services a poussé de nombreux clients à installer leurs propres groupes électrogènes.

Cependant, depuis 2015 et la mise en service du barrage de Kaleta (240 MW), la production et la consommation d'électricité ont significativement augmenté, comme en attestent notamment les volumes facturés passant de 582 GWh en 2014 à 758 GWh en 2015 et 1003 GWh en 2016, comme on peut le lire dans le rapport annuel 2016 d'EDG.

Au niveau de la pointe de charge, elle a atteint 295 MW en 2016.

Etant donné l'énergie injectée de 1375 GWh en 2016, le rendement du réseau, défini comme le rapport entre l'énergie facturée et l'énergie injectée dans le réseau, était alors de 72.9% en 2016.

Plus récemment (2018), une étude sur la prévision de la demande a été réalisée par Studi. Cette dernière a permis d'identifier 74 MW de sites miniers localisés proche de lignes décidées (OMVG et OMVS). Ceux-ci seront dès lors intégrés à la demande dans le scénario de base. Considérant un facteur de charge de 70%, l'énergie nécessaire pour couvrir ces besoins miniers est de 454 GWh.

En prenant en compte ces sites miniers, la demande potentielle en électricité en 2016 est donc estimée à 1829 GWh, ce qui constitue le point de départ de cette étude.

3.3.6.3. PRÉVISION DE LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ

Etant donné le peu d'information transmises concernant l'historique de la demande d'électricité, il a été décidé d'adopter plutôt une approche analytique pour effectuer la prévision de la demande. Cette technique consiste à partir de la consommation spécifique des ménages et des entreprises pour ensuite reconstituer la demande agrégée au niveau national, comme cela est expliqué dans l'introduction.

Pour implémenter cette méthodologie, nous utiliserons les éléments suivants :

- Evolution du nombre de ménages : repris de « l'Annuaire Statistique » 2015 de l'Institut National de la Statistique de Guinée et auquel on appliquera les taux de croissance de la population prévu par le FMI ;
- Taux d'électrification : défini comme le rapport entre le nombre de clients et le nombre de ménages, on distinguera des taux d'électrification différents entre Conakry et le reste du pays :
 - Conakry :
 - § le taux initial (en 2016) pour Conakry est de 57% (calculé sur base des informations du rapport annuel d'EDG)
 - § le taux final (en 2033) est supposé de 90%
 - Reste du pays : hypothèses reprises du consultant Intec
 - § le taux initial (en 2016) est supposé de 25%
 - § le taux final (en 2033) est supposé de 65% ;
- Consommation spécifique : définie comme la consommation annuelle d'un ménage, on considérera une croissance propre de 1.5% par an

- Conakry : Consommation spécifique : 1000 kWh/an
- Reste du pays : Consommation spécifique : 500 kWh/an
- Consommation des entreprises, industries et administrations BT et MT : ces consommations seront supposées suivre le rythme de croissance du PIB de la Guinée
- Facteurs de charge : ils seront supposés constant également durant tout l'horizon de projection considéré ;
 - Consommateurs BT : 50%
 - Consommateurs MT : 60%
- Rendement du réseau : supposé constant et égal à sa valeur 2016, à savoir 27.1%

Pour ce qui est des sites miniers potentiels, plus de 1000 MW (1078 MW) ont été identifiés dans l'étude de Studi avec des dates de démarrage prévues d'ici 2020. Ceux-ci seront donc intégrés progressivement dans le scénario haut, en considérant une connexion complète au réseau de ces sites à l'horizon 2033.

Le scénario de base de la prévision de l'énergie injectée dans le réseau est de 5294 GWh à l'horizon 2033, soit un taux de croissance moyen hors miniers de 7.5%. Cette prévision est en-dessous de celle réalisée par le consultant Studi, qui prévoyait 8195 GWh en 2032.

Il est à noter que le point de départ de Studi est plus important, à savoir 2684 GWh en 2016, ce qui est dû principalement au fait que Studi considère la demande potentielle pour un taux d'électrification de 100%, alors que nous avons considéré la demande correspondant aux taux d'électrification actuels et futurs attendus.

Pour fournir une analyse de sensibilité, nous introduisons un scénario bas et un scénario élevé, en faisant varier les différents facteurs tels que définis dans la méthodologie présentée au chapitre 3.2.2.

Selon ces deux scénarios, l'énergie injectée dans le réseau à horizon 2033 sera de 4314 GWh dans le scénario bas, et 12 568 GWh dans le scénario haut, ce dernier incluant les projets miniers évoqués plus haut.

Concernant la pointe de charge, nos prévisions indiquent qu'elle atteindra 1104 MW en 2033, soit un taux de croissance moyen hors miniers de 7.5% également. À nouveau, cette prévision se situe en-dessous de la prévision réalisée par Studi, qui prévoit 1422 MW en 2032.

L'évolution de la pointe de charge selon les deux scénarios définis ci-dessus sera de 898 MW en 2033 dans le scénario bas et 2320 MW dans le scénario haut (incluant 1152 MW pour les sites miniers).

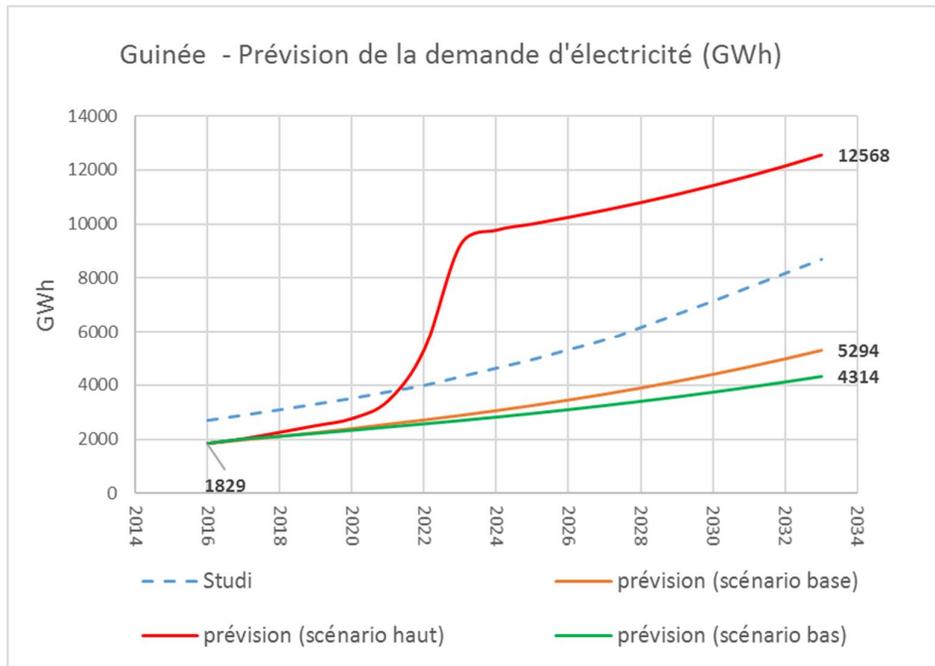


Figure 12 : Prédiction de la demande d'électricité en Guinée

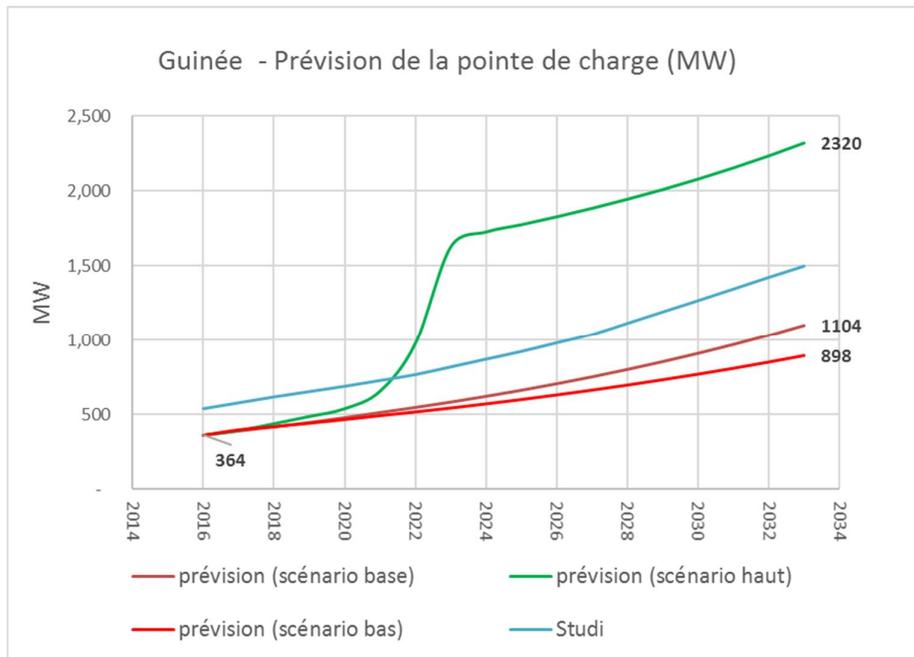


Figure 13 : Prédiction de la pointe de charge en Guinée

Version finale

3.3.7. Guinée Bissau

3.3.7.1. PARAMÈTRES MACRO-ÉCONOMIQUES

L'activité économique de la Guinée-Bissau a connu une croissance instable sur la période 2000-2017, avec un taux de croissance moyen de 2.8% en termes réels. L'agriculture constitue une partie importante du PIB (environ 40%), exposant le pays aux chocs climatiques et aux variations de prix des commodités. L'instabilité politique, y compris la guerre civile de 1998-1999 et les coups d'État militaires en 2003 et 2012, ont également contribué à cette performance modérée.

Cependant, l'économie a rebondi depuis 2015 avec une croissance moyenne au cours des dernières années d'environ 6%, aidée par des prix plus élevés des noix de cajou et des prix plus bas pour les produits alimentaires et pétroliers importés. Le FMI s'attend à ce que cette tendance se poursuive à moyen terme, avec un taux moyen du PIB de 5%.

La population de Guinée-Bissau est estimée à environ 1.7 million d'habitants. Elle a crû à un rythme de 2.2% et est susceptible de continuer à croître au même rythme dans les années à venir, selon le FMI.

3.3.7.2. ANALYSE DE LA DEMANDE HISTORIQUE D'ÉLECTRICITÉ

Peu d'informations ont été transmises concernant les chiffres de consommation d'électricité en Guinée-Bissau. Les principales informations sont tirées du rapport « Etude du plan directeur énergie et d'un plan de développement des infrastructures pour la production et la distribution d'électricité » de 2012.

Dans ce rapport, on peut lire que les ventes de basse tension (BT) ont atteint 4 139 MWh en 2010, soit 42% des ventes totales, tandis que les ventes à moyenne tension (MT) se sont élevées à 5716 GWh la même année.

Historiquement, la pointe de charge oscille entre 4 et 5.5 MW.

Le taux d'électrification était d'environ 11% pour l'ensemble du pays en 2011.

Les pertes du réseau de transport et de distribution sont très importantes et ont été estimées à 40% en 2018 selon la Banque mondiale.

3.3.7.3. PRÉVISION DE LA DEMANDE DE CHARGE

Compte tenu de l'information limitée sur l'historique de la demande d'électricité, il a été décidé d'adopter une approche analytique afin de faire la prévision de la demande. Cette technique part de la consommation spécifique des ménages et des entreprises pour reconstituer la demande globale au niveau national, comme expliqué dans l'introduction.

Pour mettre en œuvre cette méthodologie, nous allons utiliser les éléments suivants:

- Evolution du nombre de ménages : estimée à partir d'une taille moyenne de 8 personnes par ménage. Ce nombre de ménages évolue ensuite selon les taux de croissance démographique prévu par le FMI;

- Taux d'électrification : défini comme le rapport entre le nombre de clients et le nombre de ménages:
 - Le taux initial (2014) est de 10%
 - Le taux final (en 2033) est supposé être de 90%
- Consommation spécifique: définie comme la consommation annuelle d'un ménage, une croissance de 1,5% par an sera considérée
 - Consommation spécifique: 1000 kWh/an
- Consommation des entreprises, des industries et des administrations: la répartition de 2010 entre la consommation résidentielle et industrielle sera maintenue ici constante;
- Auto-producteurs : 22.5 MW estimés en 2011 (plan directeur 2012) ;
- Facteurs de charge : ils seront supposés constants aussi tout au long de l'horizon de projection en question;
 - Consommateurs résidentiels: 55%
 - Consommateurs industriels: 70%
- Performances du réseau: les pertes de transmission et de distribution évoluent de 40% en 2018 à 25% en 2033 (groupe de la Banque mondiale).

Selon cette approche, la prédiction de l'énergie injectée dans le réseau est de 1203 GWh pour 2033, correspondant à un taux de croissance moyen de 6.8%. Cette prévision est relativement plus optimiste que celle réalisée en 2012 dans le plan directeur et correspond en fait au scénario élevé prévu dans ce plan, qui prévoit 728 GWh en 2025.

Pour fournir une analyse de sensibilité, nous introduisons un scénario bas et un scénario élevé, en faisant varier les différents facteurs tels que définis dans la méthodologie présentée au chapitre 3.2.2.

Selon ces deux scénarios, l'énergie injectée dans le réseau à horizon 2033 sera de 818 GWh dans le scénario bas, et de 1604 GWh dans le scénario élevé.

Concernant la pointe de charge, nos prévisions indiquent qu'elle atteindra 215 MW en 2033, ce qui correspond à un taux de croissance moyen de 7%.

L'évolution de la pointe de charge dans les deux scénarios définis ci-dessus sera de 145 MW en 2033 dans le scénario bas et 290 MW dans le scénario élevé.

En ce qui concerne l'énergie non desservie, elle a été estimée en 2011 à 35 GWh, soit 78% de la demande en réseau. Il est toutefois prévu qu'elle soit complètement absorbée d'ici 2023, suite à la mise en œuvre effective des projets prévus.

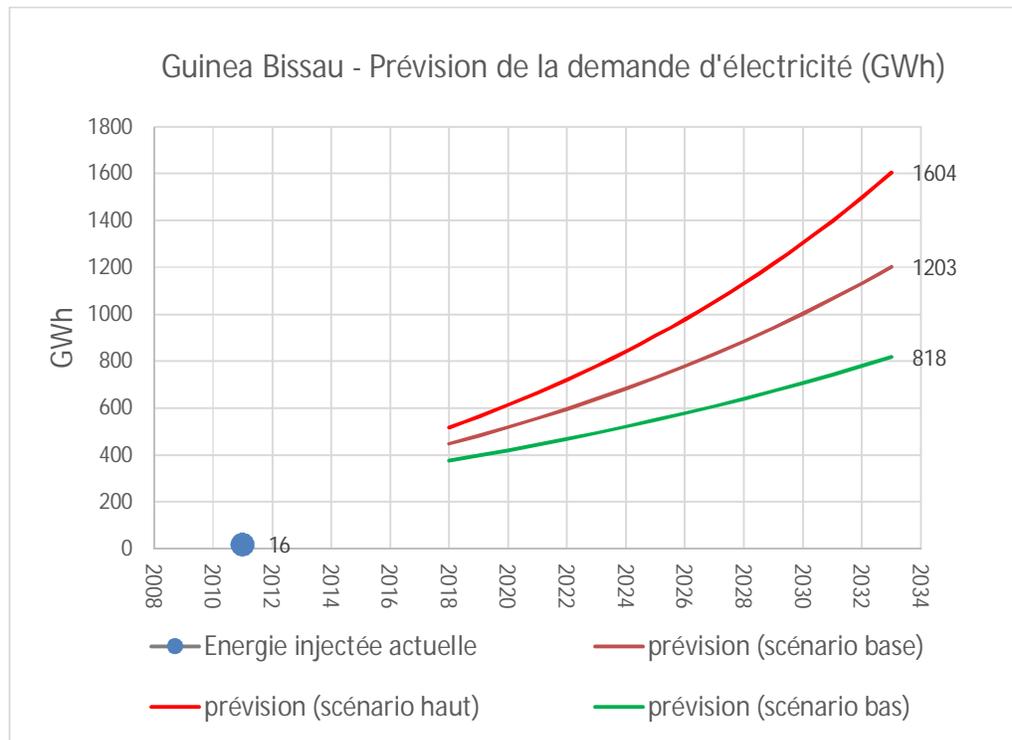


Figure 14 : Prévision de la demande d'électricité pour la Guinée Bissau

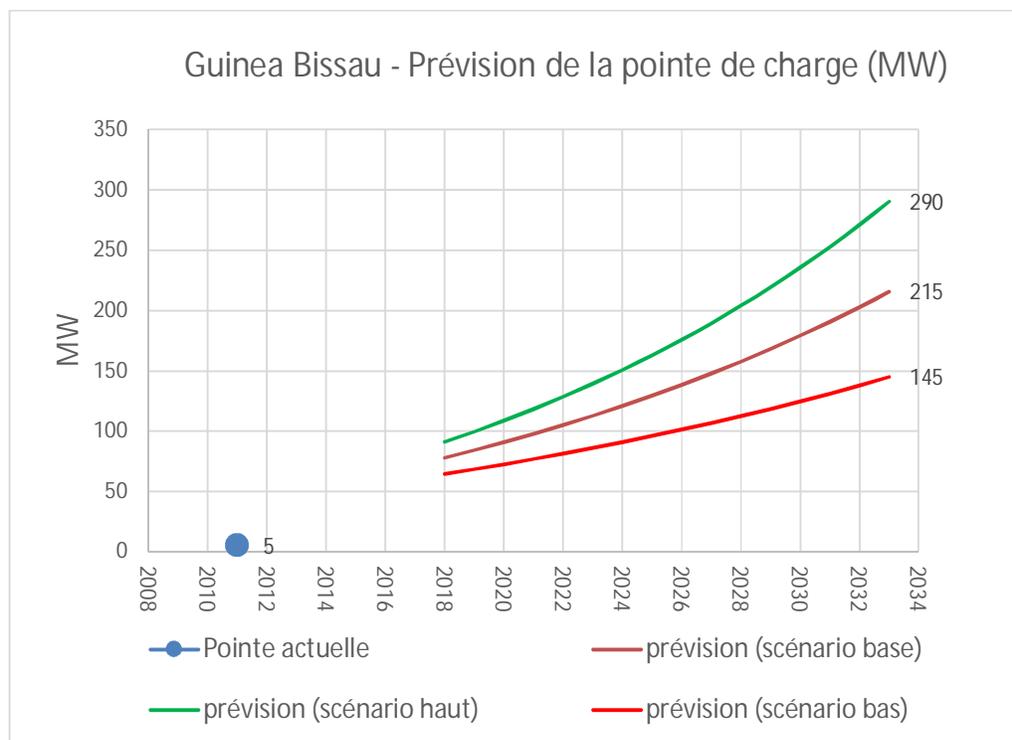


Figure 15 : Prévision de la pointe de charge pour la Guinée Bissau

Version finale

3.3.8. Liberia

3.3.8.1. PARAMETRES MACRO-ÉCONOMIQUES

Au niveau économique, le PIB du Libéria a connu une forte croissance après la guerre civile, avec une moyenne de 7% entre 2004 et 2013 selon le FMI. La croissance du pays a ensuite connu un ralentissement causé par l'épidémie du virus Ebola et par une hausse des prix des commodités sur les marchés internationaux (0.7% en 2014 et 0% en 2015). Les prévisions du FMI concernant l'évolution du PIB dans le futur sont assez favorables (5.1% de croissance moyenne à horizon 2022).

La population du Libéria, estimée à 4.5 millions en 2017, est repartie à la hausse depuis la fin de la guerre civile en 2003 avec un taux de croissance moyen de 2004 à 2013 de 3.2% selon les chiffres du FMI. Ce taux a cependant baissé en 2014-2015 dû à la crise de l'Ebola. Le FMI table sur un taux de croissance futur moyen de la population de 2.3%.

3.3.8.2. ANALYSE DE LA DEMANDE HISTORIQUE

Avant que la guerre civile n'éclate en 1987, environ 35 000 clients étaient desservis par la compagnie nationale d'électricité (Liberia Electricity Corporation, LEC), principalement autour de Monrovia, la capitale qui consommait 98% de la production électrique. La capacité installée était alors de 182 MW pour supporter une pointe de charge de 63 MW.

Le réseau électrique et les moyens de production (notamment le barrage hydroélectrique de Mt. Coffee) ont été significativement endommagés durant la guerre civile jusqu'en 2003 et les pillages ont continué jusqu'en 2005. Le LEC a officiellement pu relancer les activités du réseau électrique en 2007 grâce à l'importation de générateurs financés avec l'aide de partenaires internationaux. Aujourd'hui, la capacité installée est de 141 MW, dont 88 MW sont attribuables à la réhabilitation du barrage hydroélectrique du Mount Coffee

Selon les chiffres de la Banque Mondiale, environ 9% de la population était raccordé au réseau en 2014. Bien que faible, ce chiffre connaît néanmoins une croissance importante. En effet, le nombre de connexions au réseau a augmenté de manière très importante ces dernières années, passant de 2200 en 2010 à 36 500 en 2015.

Malgré ces récents progrès, de nombreux clients potentiels, notamment industriels préfèrent continuer à produire leur électricité de façon autonome. En cause, les tarifs très élevés d'application, de plus de 0,50€/kWh (soit l'un des plus chers au monde), ainsi que le manque de fiabilité du réseau.

Selon le plan directeur 2013, il y a potentiellement 25 grands consommateurs industriels, représentant 31 MW, qui pourraient se connecter au réseau une fois que ce dernier sera plus fiable.

3.3.8.3. PRÉVISION DE LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ

Etant donné le peu d'information transmises concernant l'historique de la demande d'électricité, il a été décidé d'adopter plutôt une approche analytique pour effectuer la prévision de la demande. Cette technique consiste à partir de la consommation spécifique des ménages et des entreprises pour ensuite reconstituer la demande agrégée au niveau national, comme cela est expliqué dans l'introduction.

Pour implémenter cette méthodologie, nous utiliserons les éléments suivants :

- Evolution du nombre de ménages : repris du rapport « Household Income and Expenditure Survey 2014 » publié par le Liberia Institute of Statistics & Geo-Information Services (LISGIS), et auquel on appliquera les taux de croissance de la population prévu par le FMI ;
- Taux d'électrification : défini comme le rapport entre le nombre de clients et le nombre de ménages, on distinguera des taux d'électrification différents pour les zones urbaines (Monrovia) et rurales :
 - Zone urbaine :
 - § le taux initial (en 2014) pour est de 27.10% (rapport LISGIS)
 - § le taux final (en 2033) est supposé de 90%
 - Zone rurale:
 - § le taux initial (en 2016) est supposé de 5.80% (LISGIS)
 - § le taux final (en 2033) est supposé de 65%;
- Consommation spécifique : définie comme la consommation annuelle d'un ménage, on considérera une croissance propre de 1.5% par an
 - Zone urbaine : Consommation spécifique : 1000 kWh/an
 - Zone rurale : Consommation spécifique : 500 kWh/an
- Consommation des entreprise et industries : ces consommations seront supposées suivre le rythme de croissance du PIB avec une élasticité de 1.3 ;
- Facteurs de charge : ils seront supposés constant également durant tout l'horizon de projection considéré ;
 - Consommateurs résidentiels : 50%
 - Consommateurs entreprises et industries: 70%
- Rendement du réseau : supposé constant et égal à sa valeur 2016, à savoir 27.1%

Pour ce qui est des sites miniers en projet, nous avons identifié 80 MW de développement potentiel à horizon 2020 et 500 MW au total au terme de la période de projection, soit 2033.

Selon cette approche, la prévision de l'énergie injectée dans le réseau dans le scénario de base est de 2098 GWh à l'horizon 2033, soit un taux de croissance moyen de 8.8%. Cette prévision est au-dessus de celle réalisée dans le master plan 2013, qui prévoyait l'équivalent de 1704 GWh en 2033, soit un taux de croissance moyen plus faible de 7.7%.

Pour fournir une analyse de sensibilité, nous introduirons un scénario bas et un scénario élevé, en faisant varier les différents facteurs tels que définis dans la méthodologie présentée au chapitre 3.2.2.

Selon ces deux scénarios, l'énergie injectée dans le réseau à horizon 2033 sera de 1341 GWh dans le scénario bas, et 6755 GWh dans le scénario haut (incluant les projets miniers).

Concernant la pointe de charge, nos prévisions indiquent qu'elle atteindra 411 MW en 2033 dans le scénario de base, soit un taux de croissance moyen de 8.8% également.

L'évolution de la pointe de charge selon les deux scénarios définis ci-dessus sera de 256 MW en 2033 dans le scénario bas et 1196 dans le scénario haut (dont 500 MW dédiés aux sites miniers).

Selon nos estimations, l'énergie non desservie en 2015 était de 354 GWh, soit 78% de la demande totale d'électricité. Il est néanmoins prévu que cette dernière pourra être complètement satisfaite dans le futur, à mesure que les projets d'investissement vont se réaliser.

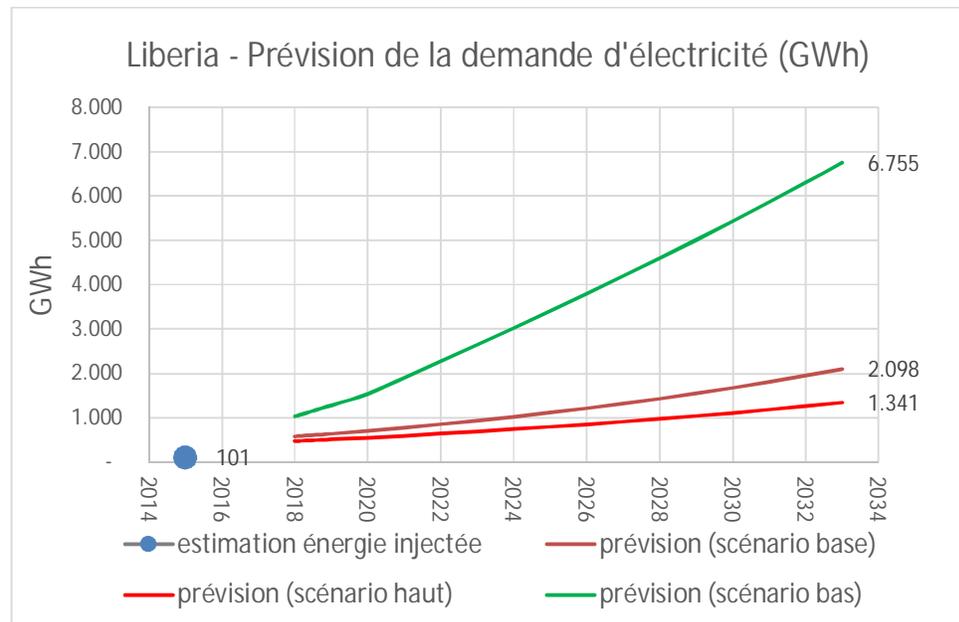


Figure 16 : Prévion de la demande d'électricité au Libéria

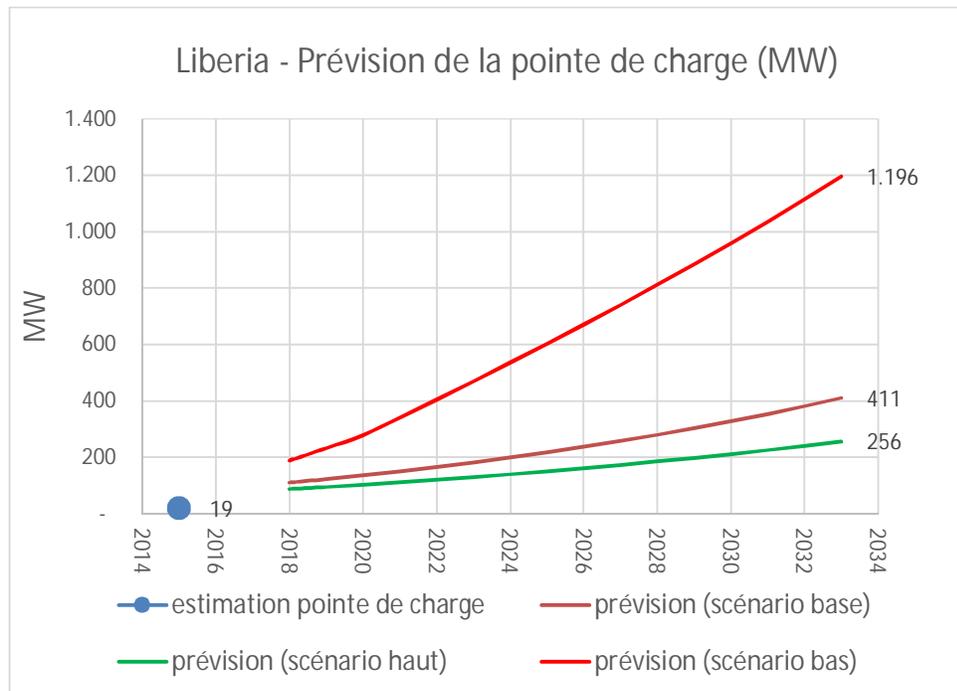


Figure 17 : Prévion de la pointe de charge au Libéria

3.3.9. Mali

3.3.9.1. PARAMETRES MACRO-ÉCONOMIQUES

La croissance du PIB du Mali a été assez volatile sur les dernières années, oscillant entre des périodes de récessions et de boom économiques, et présentant une moyenne de 4.5%, en termes réels, entre 2000 et 2017. Le PIB par habitant a quant à lui évolué de 1.4% en moyenne durant la même période.

La crise sécuritaire et politique ayant démarré en 2011 a cependant eu un impact négatif important sur ces chiffres, étant donné que de 2001 à 2010 le PIB par habitant a augmenté à un rythme moyen de 3.2%. La situation politique s'étant depuis stabilisée, le FMI prévoit une croissance moyenne du PIB de 4.8% à moyen terme (jusqu'à 2022).

La croissance importante de la population malienne représente également un réel défi pour le pays. Celle-ci a évolué de 3.2% en moyenne entre 2000 et 2017 et culmine aujourd'hui à environ 18.9 millions d'habitants selon les chiffres du FMI. Les perspectives de croissance à moyen terme sont même sensiblement plus importantes (3.3% à horizon 2022).

3.3.9.2. ANALYSE DE LA DEMANDE HISTORIQUE

Le système électrique du Mali est constitué :

- d'un Réseau Interconnecté (RI) qui dessert 35 localités, dont la capitale Bamako ;
- de 33 Centres dits Isolés (CI) de production et distribution, autonomes par localité ;

- de deux centres reliés au réseau moyenne tension de la Côte d'Ivoire

En 2016, la consommation finale d'électricité au Mali atteignait 1448.9 GWh au total. Le RI représentait 93,8% de cette consommation, 6.2% étant attribués aux CI. La même année, 73% de l'électricité consommée l'a été à Bamako et dans les environs.

Cette consommation a connu un taux de croissance moyen de 9.5% entre 2000 et 2016 et a présenté une volatilité relativement importante, l'écart-type de la croissance étant effectivement de 4.8% sur la même période.

La pointe de charge du RI a évolué avec un taux similaire de 9% par an entre 2000 et 2016. Le facteur de charge était en moyenne de 65% sur la même période, avec une baisse notable durant les années de crise (en 2012 et 2013).

Les pertes de transport étaient en moyenne de 3.4% selon les chiffres disponibles couvrant la période 1999-2013.

Le cumul de l'Energie Non Distribuée (END) en 2015 était de 3.8 GWh contre 7.8 GWh en 2014 pour le RI, soit 0.31% de l'énergie vendue.

Aussi, il y a actuellement l'équivalent d'environ 200 MW consommés par des sites miniers dans l'Ouest du Mali. Ceux-ci seront donc directement intégrés dans la consommation potentielle actuelle, comptant pour 1277 GWh d'énergie annuelle, qu'il faudra ajouter à la consommation actuelle du RI et des CI.

	Ventes [GWh]	dont RI [GWh]	dont CI [GWh]	Pointe de charge RI [MW]	Facteur de charge
2010	946	827	119	182	76%
2011	1040	913	127	199	75%
2012	999	902	97	217	67%
2013	1059	1006	53	246	65%
2014	1214	1137	77	248	72%
2015	1327	1233	94	274	71%
2016	1489	1380	109	299	73%

Tableau 7: Historique des ventes d'électricité au Mali

3.3.9.3. PRÉVISION DE LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ

Afin d'être consistant avec l'approche adoptée pour chacun des pays, la prévision de la demande d'électricité sera réalisée au niveau de l'énergie nette injectée dans le réseau, c'est-à-dire nette des pertes de transport, mais brute des pertes de distribution et des pertes commerciales. Les centres isolés seront également pris en compte et agrégés dans la prévision de la demande.

Le point de départ de la prévision correspond donc à une électricité nette injectée de 3126 GWh (1849 GWh RI et CI plus 1277 GWh de consommation des sites miniers) en 2016 (dernière donnée disponible).

Sur le plan statistique, le critère d'information d'Akaïke indique que le PIB est la variable optimale permettant d'expliquer la consommation d'électricité. Le résumé du modèle statistique utilisé est repris dans le tableau ci-dessous. On observe notamment que le pouvoir explicatif du modèle est très bon, étant donné le R² de 0.99. La significativité du PIB est également très importante (p-value largement inférieure à 1%).

	Coefficients	Ecart-type	t-stat	P-value
Constante	-1199.33	66.22	-18.1	2.17E-08
PIB	0.65	0.02	37.9	3.57E-11
R ²	0.99			

Tableau 8: Synthèse du modèle statistique utilisé pour le Mali

Selon ce modèle, la prévision de la demande d'électricité en 2033 est de 6722 GWh pour le scénario de base (repreant les hypothèses de croissance du PIB du FMI). Cette prévision correspond à un taux de croissance moyen de la consommation de 6.6%, hors sites miniers.

Cette prévision est légèrement en-dessous de la dernière prévision de 2014 réalisée par Artelia qui prévoyait 7602 GWh consommés en 2033. Cette dernière prévision d'Artelia est toutefois assez proche du scénario haut calculé par nos soins (croissance moyenne de 8.2%).

Les scénarios bas et haut, obtenus en prenant respectivement 75% ou 125% des taux de croissance attendus par le FMI, prévoient une évolution de la consommation d'électricité à hauteur de respectivement 5551 GWh et 8127 GWh.

La prévision de la pointe de charge a été calculée en gardant constant le facteur de charge de 2016 constant. Selon nos calculs, cette pointe de charge atteindra 1118 MW en 2033 dans le scénario de base. Cette valeur est également en dessous de la prévision effectuée par Artelia, attendant une pointe de 1326 MW à horizon 2033, ce qui est en ligne avec le scénario haut calculé.

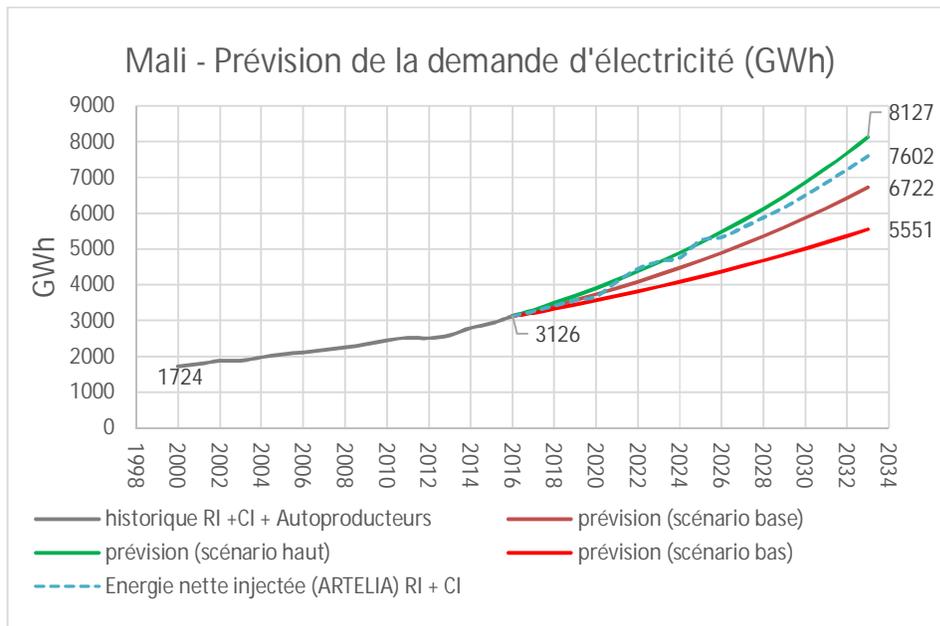


Figure 18 : Prédiction de la demande d'électricité au Mali

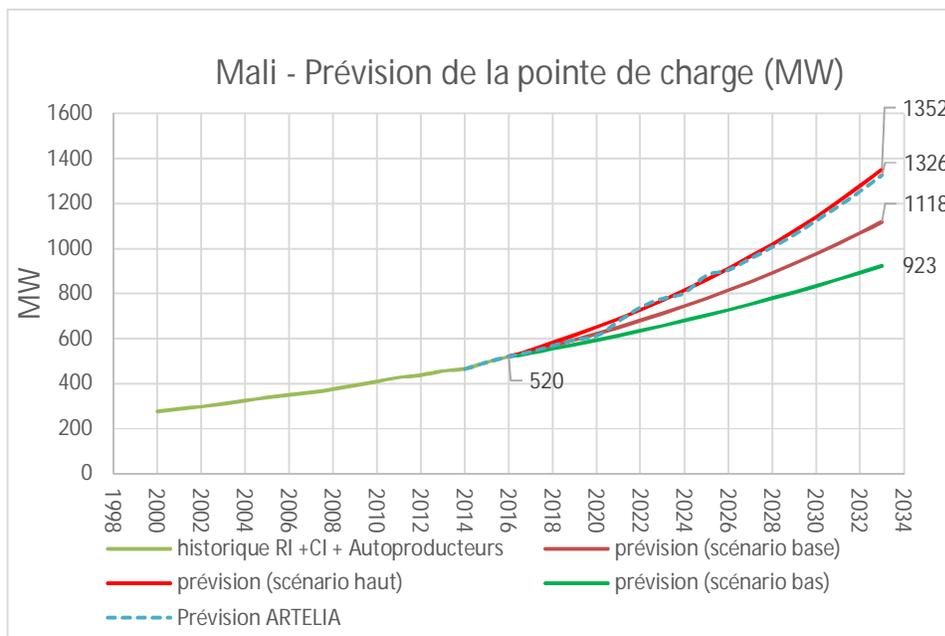


Figure 19 : Prédiction de la pointe de charge au Mali

Version finale

3.3.10. Niger

3.3.10.1. PARAMETRES MACRO-ÉCONOMIQUES

Le Niger présente le taux de fécondité le plus élevé au monde avec 7.6 enfants par femme. La population a augmenté à un taux assez constant de 3.3% ces 15 dernières années et atteint 18.8 millions en 2017, le FMI prévoit que cette tendance va se maintenir, avec une légère baisse, l'accroissement devant se stabiliser à 3.1% dans les 5 années à venir.

Le PIB du Niger évolue de façon irrégulière avec des années à forte croissance suivies d'années avec une augmentation presque nulle, voire légèrement négative. Néanmoins, la tendance générale montre un accroissement du PIB avec un taux moyen de 5.3% sur ces 15 dernières années. Le FMI prévoit une croissance renforcée, de l'ordre de 6.2% pour les prochaines années.

3.3.10.2. ANALYSE DE LA DEMANDE HISTORIQUE

Les données historiques de demande ne sont disponibles qu'à partir de l'année 2008.

La demande d'électricité sur l'ensemble du système nigérien (toutes régions confondues), a montré une augmentation à un rythme moyen de 9.8% sur la période 2008-2014. L'énergie délivrée aux réseaux de distribution atteint ainsi 831 GWh en 2014.

En 2014, il est estimé que moins de 10% des ménages sont électrifiés. Dans la zone Fleuve (Niamey), le taux d'électrification est de l'ordre de 50%, alors que dans les autres régions du pays, le taux est très faible, entre 3% et 14%.

3.3.10.3. PRÉVISION DE LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ

Etant donné le peu d'information transmises concernant l'historique de la demande d'électricité, les mesures ayant débuté en 2008, il a été décidé d'adopter plutôt une approche analytique pour effectuer la prévision de la demande. Cette technique consiste à partir de la consommation spécifique des ménages et des entreprises pour ensuite reconstituer la demande agrégée au niveau national, comme cela est expliqué dans l'introduction.

Pour implémenter cette méthodologie, nous utiliserons les éléments suivants :

- Evolution du nombre de ménages : données 2014, reprises du plan directeur de production-transport, et auquel on appliquera les taux de croissance de la population prévu par le FMI ;
- Taux d'électrification : défini pour 2014 dans le plan directeur, à partir du nombre de clients et du nombre de ménages, on distinguera des taux d'électrification différents entre Niamey (zone fleuve) et le reste du pays :
 - Niamey :
 - § Le taux initial (en 2014) pour Niamey est de 51.3%
 - § Le taux final (en 2033) est supposé de 90%
 - Reste du pays : le scénario moyen du plan directeur prévoit un taux d'électrification de l'ordre de 30%
 - § Le taux initial (en 2014) est estimé à 4.9%

§ Le taux final (en 2033) est supposé de 30% ;

- Consommation spécifique : définie comme la consommation annuelle d'un ménage, on considérera une croissance propre de 1,5% par an
 - Niamey : Consommation spécifique : 1000 kWh/an
 - Reste du pays : Consommation spécifique : 500 kWh/an
- Consommation des entreprises, industries et administrations BT et MT : ces consommations seront supposées suivre le rythme de croissance du PIB du Niger avec un coefficient d'élasticité de 1.3
- Facteurs de charge : ils seront supposés constant également durant tout l'horizon de projection considéré ;
 - Consommateurs BT : 55%
 - Consommateurs MT : 70%
- Rendement du réseau : supposé constant et égal à sa valeur 2016, à savoir 91%

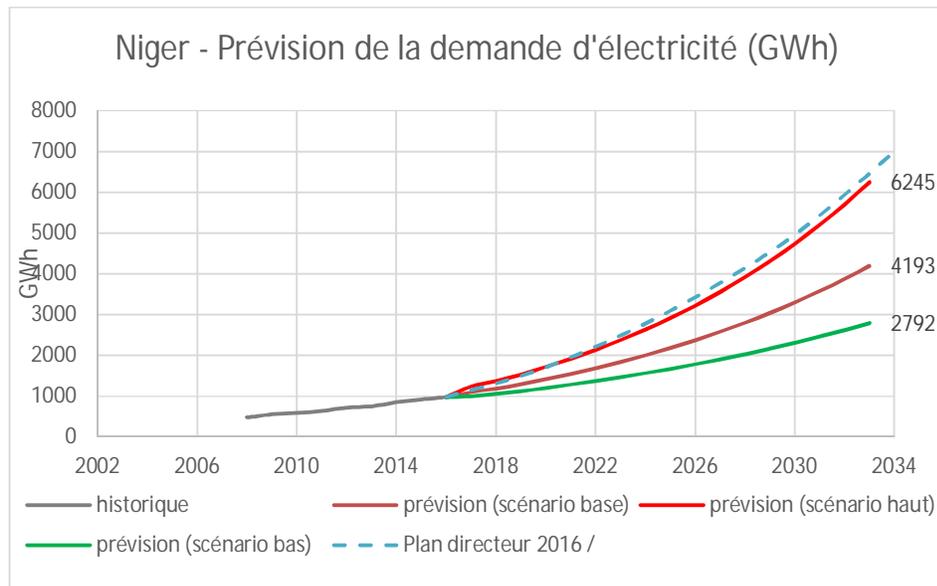
Selon cette approche, la prévision de l'énergie injectée dans le réseau est de 4 192 GWh à l'horizon 2033, soit un taux de croissance moyen de 9%. Cette prévision est en-dessous de celle présentée dans le plan directeur, qui prévoyait 5000 GWh en 2030.

Pour fournir une analyse de sensibilité, nous introduirons un scénario bas et un scénario élevé, en faisant varier les différents facteurs tels que définis dans la méthodologie présentée au chapitre 3.2.2.

Selon ces deux scénarios, l'énergie injectée dans le réseau à horizon 2033 sera de 6245 GWh dans le scénario haut, et 2792 GWh dans le scénario bas.

Concernant la pointe de charge, nos prévisions indiquent qu'elle atteindra 1063 MW en 2033, soit un taux de croissance moyen de 9% également.

L'évolution de la pointe de charge selon les deux scénarios définis ci-dessus sera de 727 MW en 2033 dans le scénario bas et 1534 MW dans le scénario haut.



Version finale

Figure 20 : Prévision de la demande d'électricité au Niger

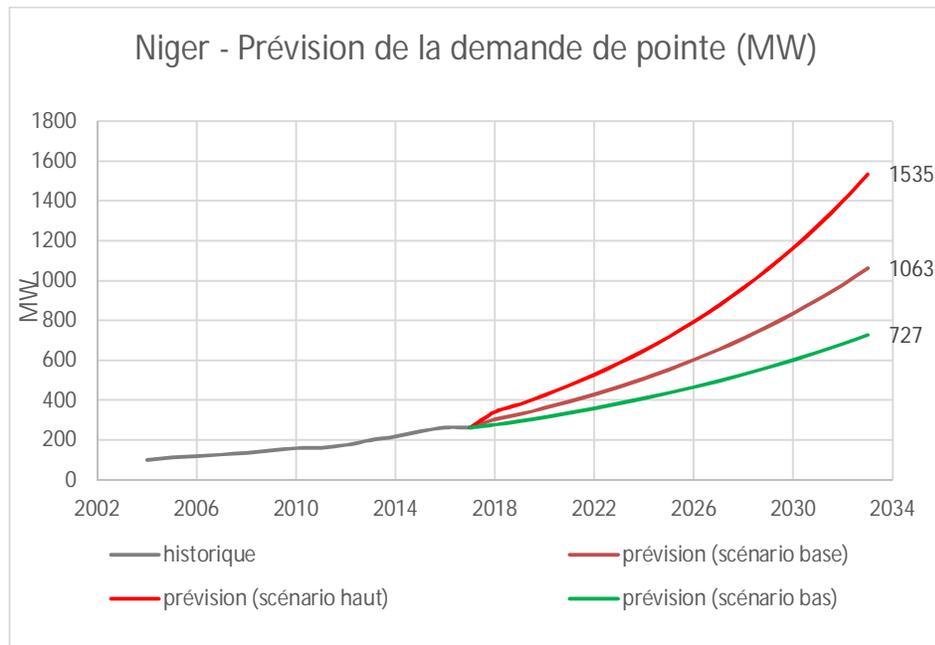


Figure 21 : Préviation de la pointe de charge au Niger

3.3.11. Nigeria

3.3.11.1. PARAMETRES MACRO-ÉCONOMIQUES

La croissance de population au Nigeria est évaluée par le Fonds Monétaire International à 2.75% par an depuis 1992. On estime la population nigériane à 188 millions en 2017.

Depuis 2001, la croissance annuelle du PIB au Nigeria a varié entre 5% et 10% avec un taux d'accroissement moyen de 7.5% selon le FMI. Le PIB a reculé de 1.62% en 2016 et a ensuite connu une légère hausse de 0.84% en 2017. Le FMI prévoit une croissance du PIB limitée à 1.75% par an pour les 5 prochaines années.

3.3.11.2. ANALYSE DE LA DEMANDE HISTORIQUE

Selon le plan directeur du Nigeria (Fichtner, 2017), la demande d'énergie au Nigeria a atteint 42.400 GWh en 2015.

La pointe de charge était de 6648 MW en 2015.

3.3.11.3. PRÉVISION DE LA DEMANDE DE CHARGE

Compte tenu de l'information très limitée sur l'historique de la demande d'électricité et sur la découpe de la demande, il a été décidé d'adopter pour cette étude la prévision de la demande du plan directeur du Nigeria (Fichtner, 2017).

Selon ce modèle, la prévision de la demande d'électricité en 2033 est de 200 TWh pour le scénario de base. Cette prévision correspond à un taux de croissance moyen de la consommation de 9%.

La prévision de la pointe de charge montre une croissance moyenne de 9.2%, pour atteindre une valeur de 32.5 GW en 2033.

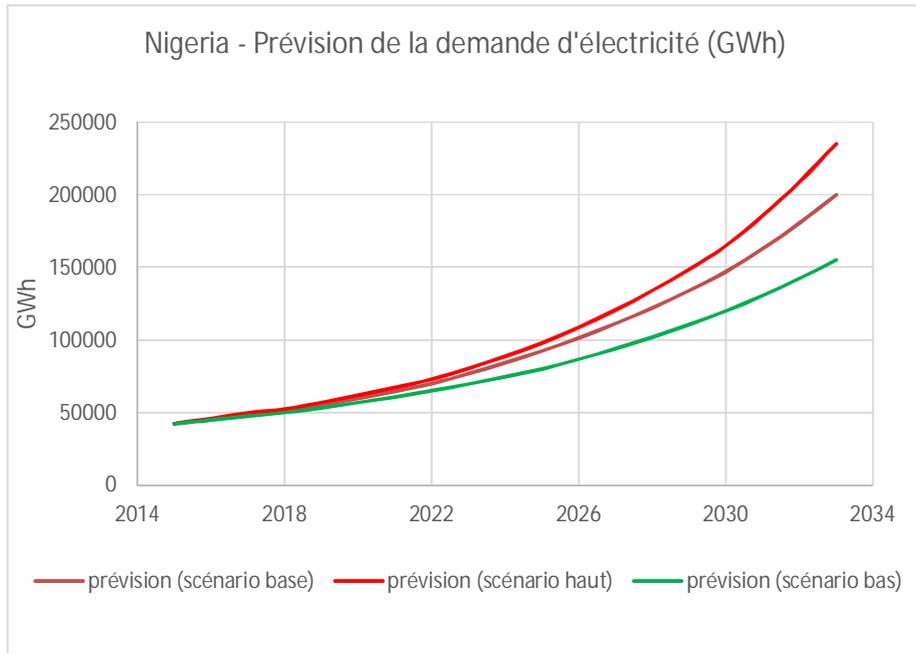


Figure 22 : Prévision de la demande d'électricité au Nigeria

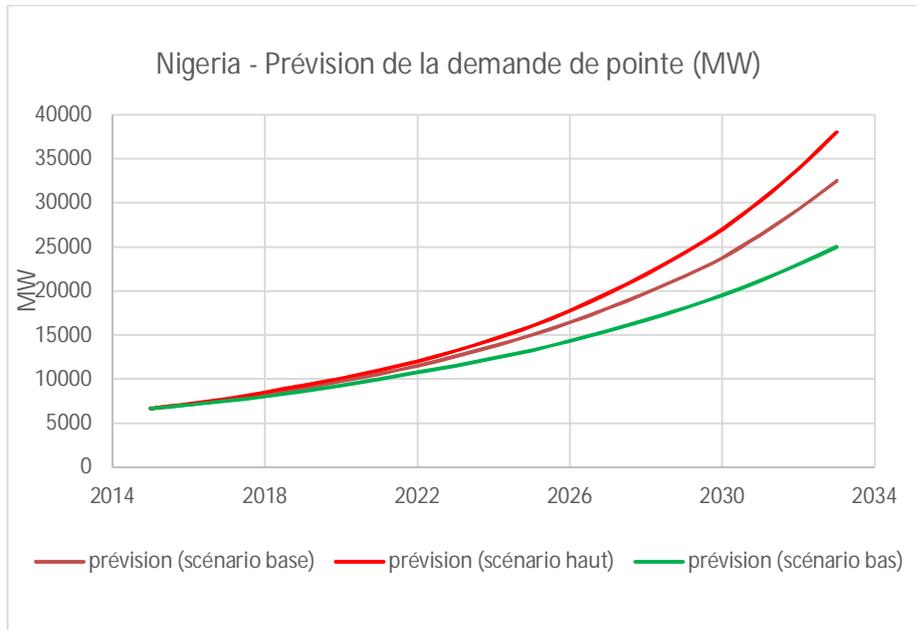


Figure 23 : Prévision de la pointe de charge au Nigeria

Version finale

3.3.12. Sénégal

3.3.12.1. PARAMETRES MACRO-ÉCONOMIQUES

Le Sénégal a connu une période de stabilité macroéconomique relativement longue, présentant un taux de croissance moyen du PIB de 40.4% entre 2000 et 2017, selon le FMI. Néanmoins, la croissance du PIB par habitant fût assez faible durant la même période (1.4% en moyenne), ce qui n'a pas permis une réduction durable de la pauvreté.

En 2014, le gouvernement a mis en place le « Plan Sénégal Emergent » dont le but est d'amener le pays au statut de pays émergent à horizon 2035. Pour y arriver, le pays doit pouvoir développer une croissance du PIB de 7% avec une croissance de la population limitée à 3%. Depuis l'instauration de ce Plan, la croissance du PIB est en effet plus importante (aux environs de 7%), et le FMI prévoit que cette tendance va se maintenir dans les années à venir.

A la fin de l'année 2017, la population sénégalaise était de 16.1 million selon les chiffres du FMI. Celle-ci a crû en moyenne de 2.9% entre 2000 et 2017 et cette croissance s'est accélérée récemment (3.1% de 2010 à 2017). Selon le FMI, ce taux de croissance va se stabiliser à 3.1% dans le futur.

3.3.12.2. ANALYSE DE LA DEMANDE HISTORIQUE

Les ventes d'électricité au Sénégal ont connu un taux de croissance de 5.70% entre 1997 en 2016 et ont atteint le niveau de 3149 GWh en 2017. Cette croissance s'est encore accélérée sur les dernières années, affichant un taux de 6.80% entre 2010 et 2018 (budgété). Néanmoins, cette croissance a présenté une volatilité assez importante de 3.8% sur cette récente période.

Le Réseau Interconnecté (RI) sénégalais représente plus de 95% de ces ventes, le reste étant attribué au Réseau Non Interconnecté (RNI) alimenté par les centrales régionales de Boutoute et Tamba, ainsi que les centres secondaires.

La puissance de pointe du réseau sénégalais a augmenté de 319 MW en 2003 à 637 MW en 2017 (dont 613 MW pour le RI), soit un taux annuel moyen de 4,8%. Le facteur de charge du RI est quant à lui passé de 63% en 2003 à 69% en 2017. Pour les réseaux de Boutoute et Tamba, ces facteurs de charge étaient respectivement de 57.9% et 59.7% en 2017.

Le rendement global du réseau électrique sénégalais s'est sensiblement amélioré sur les dernières années, passant de 78.81% en 2014 à 80.64% en 2016.

De nombreux progrès ont également été réalisés concernant la demande d'énergie non desservie. En effet, alors qu'elle représentait toujours une partie importante de la demande (90 GWh en 2009, 166 GWh en 2010 et 267 GWh en 2011), elle a pu être ramenée à un niveau beaucoup plus faible aux environs des 30-40 GWh dès 2012. Cette amélioration est attribuable à la diminution du déficit par manque de production, au renforcement du parc de production et à la sécurisation de l'approvisionnement en combustible.

3.3.12.3. PRÉVISION DE LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ

Afin d'être consistant avec l'approche adoptée pour chacun des pays, la prévision de la demande d'électricité sera réalisée au niveau de l'énergie nette injectée dans le réseau, c'est-à-dire nette des pertes de transport, mais brute des pertes de distribution et des pertes commerciales.

Le point de départ de la prévision correspond donc à une électricité nette injectée de 3827 GWh en 2017.

Les centres isolés seront également pris en compte et agrégés dans la prévision de la demande.

Sur le plan statistique, le critère d'information d'Akaike indique que le PIB est la variable optimale permettant d'expliquer la consommation d'électricité. Le résumé du modèle statistique utilisé est repris dans le tableau ci-dessous. On observe notamment que le pouvoir explicatif du modèle est très bon, étant donné le R² de 0.99. La significativité du PIB est également très importante (p-value largement inférieure à 1%).

	Coefficients	Ecart-type	t-stat	P-value
Constante	-698.46	97.39	-7172.0	7.24E-06
PIB	0.65	0.02	34570.0	3.51E-14
R ²	0.99			

Tableau 9: Synthèse du modèle statistique utilisé pour le Sénégal

Selon ce modèle, la prévision de la demande d'électricité en 2033 est de 11 783 GWh pour le scénario de base (reprenant les hypothèses de croissance du PIB du FMI). Cette prévision correspond à un taux de croissance moyen de la consommation de 7.3%.

Cette prévision est relativement alignée avec la prévision de 2016 réalisée par SENELEC qui prévoyait 12 476 GWh consommés en 2033 (croissance moyenne de 7.7%).

Les scénarios bas et haut, obtenus en prenant respectivement 75% ou 125% des taux de croissance attendus par le FMI, prévoient une évolution de la consommation d'électricité à hauteur de respectivement 9046 GWh et 15 229 GWh.

La prévision de la pointe de charge a été calculée en gardant constant le facteur de charge de 2017 constant, soit 68.9%. Selon nos calculs, cette pointe de charge atteindra 1961 MW en 2033 dans le scénario de base. Cette valeur est également proche de la prévision effectuée par SENELEC, attendant une pointe de 2065 MW à horizon 2033.

En outre, il faut dire que les prévisions faites par SENELEC intègrent des cibles d'électrification obligatoires. Par conséquent, étant donné que la consommation de 2033 de cette dernière prévision est proche de celle calculée dans le cas de base, nous allons utiliser les prévisions SENELEC dans le cadre de la présente étude.

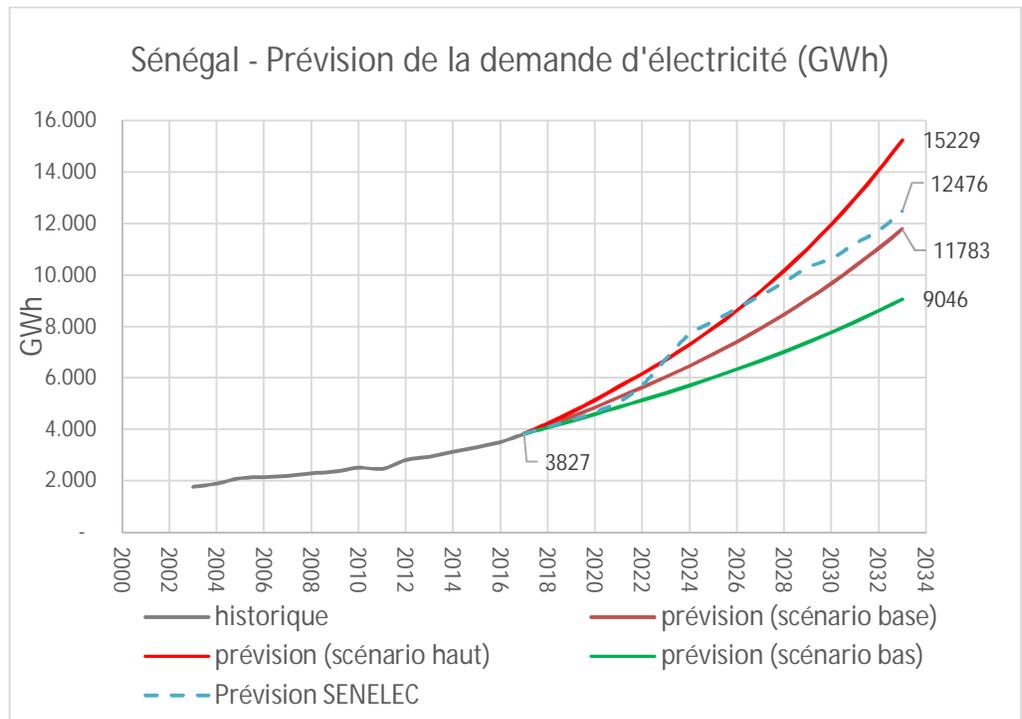


Figure 24 : Prédiction de la demande d'électricité au Sénégal

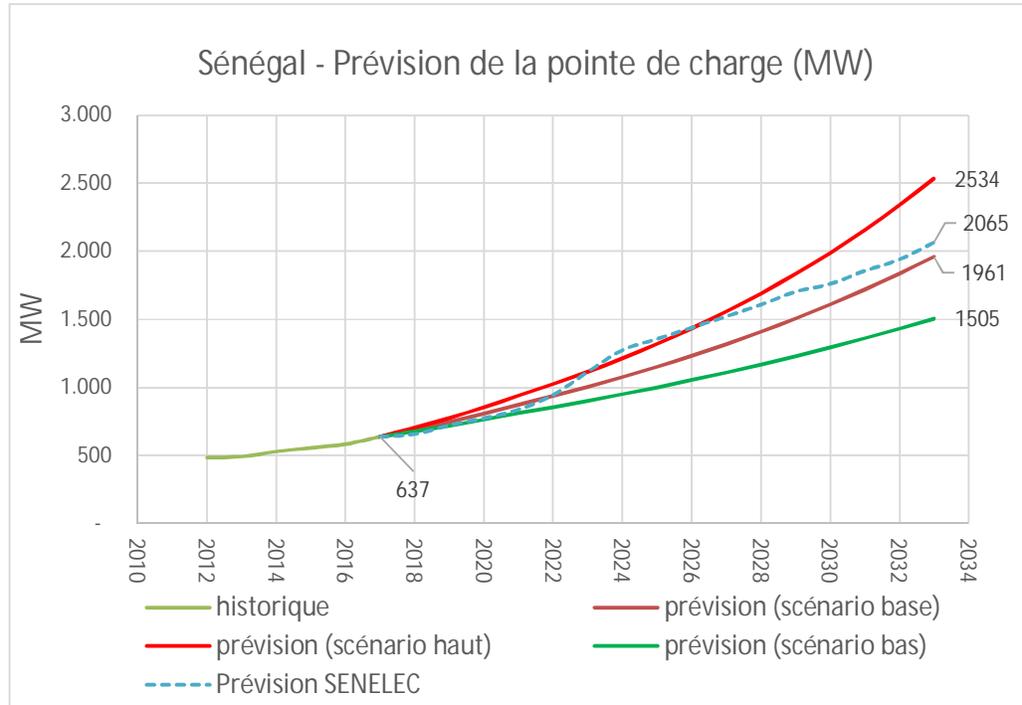


Figure 25 : Prédiction de la pointe de charge au Sénégal

Version finale

3.3.13. Sierra Leone

3.3.13.1. PARAMÈTRES MACRO-ÉCONOMIQUES

Après la guerre civile qui a duré de 1991 à 2002, l'activité économique de la Sierra Leone était de retour sur la bonne voie avec un taux de croissance du PIB en moyenne de 7.5% de 2000 à 2017, bénéficiant d'une amélioration des politiques et des prix des produits de base en plein essor sur les marchés internationaux. En 2014 cependant, la crise d'Ebola a fortement affecté la croissance économique avec une baisse estimée de 20% du PIB en termes réels. L'effondrement des prix du minerai de fer a également contribué à cette lourde récession économique.

Après que l'Organisation Mondiale de la Santé ait déclaré la Sierra Leone officiellement indemne d'Ebola en mars 2016, les attentes à moyen terme sont positives, le FMI s'attendant à environ 6.5% de croissance économique dans les années à venir. Toutefois, compte tenu du faible prix du minerai de fer à l'échelle internationale, cette reprise devrait être menée par des secteurs autres que le minerai de fer et l'agriculture, à la suite de l'effort de diversification économique des autorités et du plan de reconstitution post-Ebola.

La population de la Sierra Leone est estimée à 6.6 millions de personnes à la fin de 2017. Elle a connu un boom après la guerre civile, avec des taux de croissance atteignant 5% par an et s'est stabilisée par la suite avec environ 2% par an. Le FMI prévoit un taux de croissance de 1.7% de la population à moyen terme.

3.3.13.2. ANALYSE DE LA DEMANDE HISTORIQUE

Peu d'informations ont été transmises concernant la demande historique d'électricité au Sierra Leone.

Il a été constaté dans le rapport annuel de 2014 de la Banque du Sierra Leone que la consommation totale d'électricité s'élevait à 132 GWh au cours de l'année 2014. Selon la même source, l'énergie produite cette année-là était d'environ 200 GWh, ce qui signifie une performance du réseau de 66%.

Compte tenu de ces chiffres, la charge maximale est estimée à 34 MW en 2014.

En outre, selon les derniers chiffres disponibles dans la base de données de la Banque mondiale, le taux d'électrification du pays était de 13% à partir de 2014, avec 32% dans les zones urbaines et seulement 1% dans les zones rurales.

Finalement, l'équivalent de 232 MW de puissance électrique consommée par des sites miniers existants a été localisé proche de lignes de transmissions décidées (CLSG et Free Town-Bumbuna). Cette consommation particulière sera donc introduite dans le scénario de base de la prévision.

3.3.13.3. PRÉVISION DE LA POINTE DE CHARGE

Compte tenu de l'information limitée sur l'historique de la demande d'électricité, il a été décidé d'adopter une approche analytique afin de faire la prévision de la demande. Cette technique part de la consommation spécifique des ménages et des entreprises, puis reconstitue la demande globale au niveau national, comme expliqué dans l'introduction.

Pour mettre en œuvre cette méthodologie, nous allons utiliser les éléments suivants:

- Evolution du nombre de ménages : repris du recensement de la population de 2015 effectué par l'institut de statistiques du Sierra Leone et auquel les taux de croissance démographique prévus par le FMI seront appliqués;
- Taux d'électrification: défini comme le rapport entre le nombre de clients et le nombre de ménages, différents taux d'électrification pour les zones urbaines et rurales seront distingués:
 - Zones urbaines:
 - § Le taux initial (2014) est de 31% (Banque mondiale)
 - § Le taux final (en 2033) est supposé être de 90%
 - Zones rurales:
 - § Le taux initial (en 2014) est de 1% (Banque mondiale)
 - § Le taux final (en 2033) est supposé être 65%;
- Consommation spécifique: définie comme la consommation annuelle d'un ménage, une croissance de 1.5% par an sera considérée
 - Zones urbaines: Consommation spécifique: 1000 kWh/an
 - Zones rurales: Consommation spécifique: 500 kWh/an
- Consommation des entreprises, des industries et des administrations: le point de départ de ces consommateurs est le chiffre de 109 GWh en 2014 (Banque de Sierra Leone) et il évolue selon le PIB, avec une élasticité de 1.3 considérée.
- Facteurs de charge: ils seront supposés constants aussi tout au long de l'horizon de projection en question;
 - Consommateurs résidentiels: 50%
 - Consommateurs industriels: 70%
- Performances du réseau: la distribution et les pertes commerciales sont supposées être égales à 30% à partir de 2014 et vont converger vers 20% en 2033.

Pour ce qui est des projets miniers futurs, une étude récente de 2016 financée par la Banque Mondiale identifie environ 373 MW de demande future potentielle. Cette demande sera intégrée graduellement dans le scénario haut, à horizon 2033.

Selon cette approche, la prédiction de l'énergie injectée dans le réseau dans le scénario de base est de 3692 GWh pour 2033, correspondant à un taux de croissance moyen de 8.6%.

Pour fournir une analyse de sensibilité, nous introduirons un scénario bas et un scénario élevé, en faisant varier les différents facteurs tels que définis dans la méthodologie présentée au chapitre 3.2.2.

Selon ces deux scénarios, l'énergie injectée dans le réseau à horizon 2033 sera de 2808 GWh dans le scénario bas, et 6963 GWh dans le scénario élevé.

Concernant la pointe de charge nos prévisions indiquent qu'elle atteindra 696 MW en 2033, ce qui correspond à un taux de croissance moyen de 8,6% également..

L'évolution de la pointe de charge dans les deux scénarios définis ci-dessus seront de 511 MW en 2033 dans le scénario bas et 1279 dans le scénario haut.

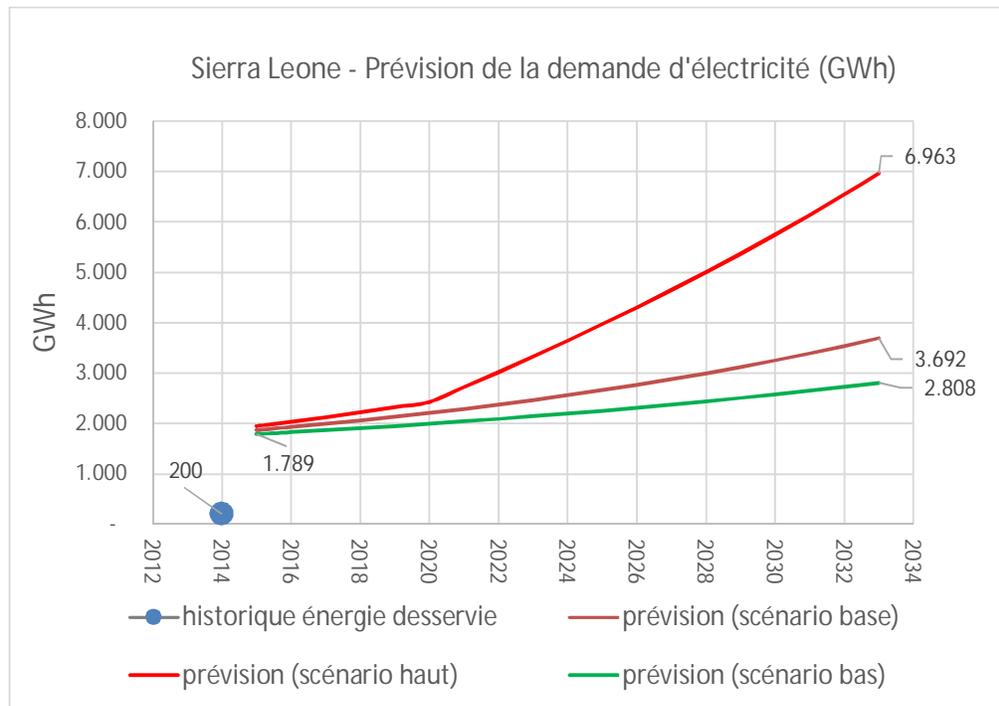


Figure 26 : Prédiction de la demande d'électricité pour le Sierra Leone

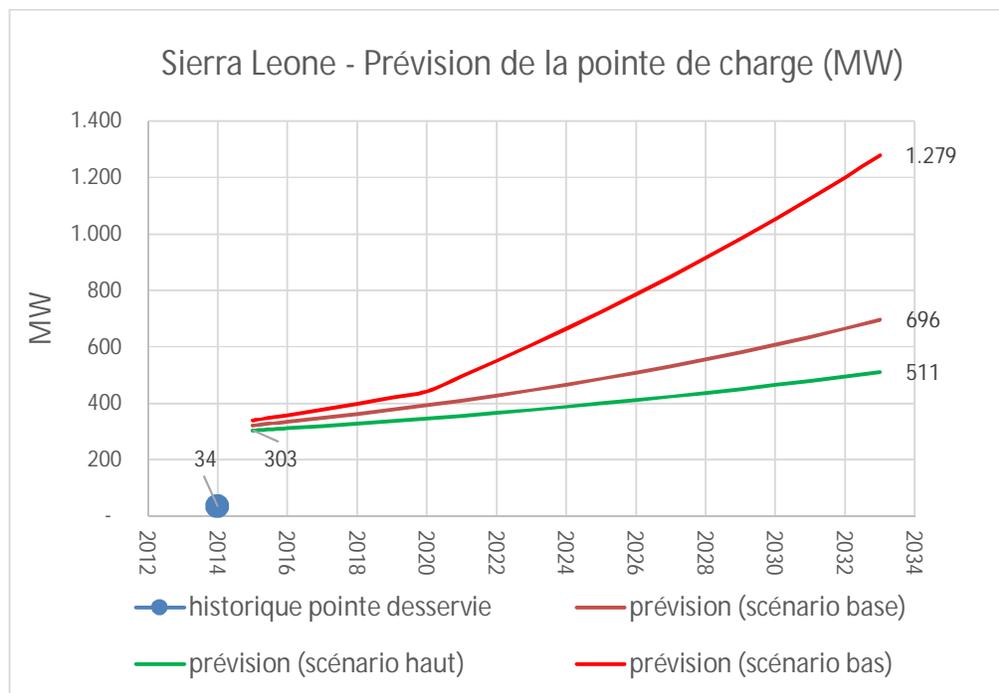


Figure 27 : Prédiction de la demande de pointe pour le Sierra Leone

Version finale

3.3.14. Togo

3.3.14.1. PARAMETRES MACRO-ÉCONOMIQUES

Selon le FMI, la croissance économique du PIB au Togo a été en moyenne de 3.2% entre 2000 et 2017, en termes réels. Cette dernière s'est toutefois accélérée et stabilisée à 5.2% en moyenne depuis 2010, grâce notamment à des gains de productivité dans l'agriculture et des investissements dans les infrastructures (en particulier le réseau routier, le port de Lomé et l'aéroport international). Le FMI anticipe que le PIB va continuer à se développer de la sorte, à un rythme de moyen de 5.5% sur le moyen terme.

Le bon rythme récent de l'économie togolaise a contribué à l'amélioration des indicateurs de développement humain, même si la pauvreté reste toujours élevée, notamment dans les zones rurales. Le défi principal auquel fait face le pays est de continuer à soutenir cette croissance économique, tout en la rendant plus inclusive.

A la fin de l'année 2017, la population togolaise est estimée à 7.7 millions d'habitants. Cette dernière a connu un taux de croissance de 2.9% en moyenne entre 2000 et 2017.

3.3.14.2. ANALYSE DE LA DEMANDE HISTORIQUE

L'approvisionnement en électricité au Togo provient principalement de deux sources :

- la CEB, qui est le gestionnaire du réseau de transport du Bénin, fournissant également le Togo en électricité ;
- la CEET, le gestionnaire du réseau de distribution togolais, qui possède des moyens de production propres ;
- la Centrale Contour Global Togo S.A. (CGT).

L'historique de consommation d'électricité au point d'injection est repris dans le tableau ci-dessous. Elle est donc constituée des ventes d'électricité de la CEB à la CEET auxquelles il faut encore ajouter la production propre de la CEET et celle de la CGT. Nous avons également tenu compte de la production assurée par l'industriel WACEM.

	Ventes CEB à CEET [GWh]	Production nette CEET + CGT [GWh]	WACEM [GWh]	Total [GWh]
2008	756			756
2009	845			845
2010	852			852
2011	982	73		1055
2012	1041	186		1227
2013	1037	175		1212
2014	1104	81	4	1189

	Ventes CEB à CEET [GWh]	Production nette CEET + CGT [GWh]	WACEM [GWh]	Total [GWh]
2015	923	343	9	1275
2016	686	668	13	1367

Tableau 10: Historique de la demande d'électricité au Togo

Selon ces chiffres, la croissance de la consommation au Togo a été de 8% en moyenne sur les 9 dernières années.

Pour estimer la pointe de charge sur le réseau togolais, nous allons reprendre le dernier facteur de charge connu pour le réseau CEET du rapport « Elaboration du plan directeur du développement des infrastructures d'énergie électrique du Togo » rédigé par SNC-Lavalin, à savoir 72% en 2012.

Si l'on applique ce facteur de charge à l'énergie électrique consommée en 2016, cela donne une pointe de charge de 217 MW, qui sera donc le point de départ de la projection.

3.3.14.3. PRÉVISION DE LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ

Sur le plan statistique, le critère d'information d'Akaike indique que le PIB est la variable optimale permettant d'expliquer la consommation d'électricité. Le résumé du modèle statistique utilisé est repris dans le tableau ci-dessous. On observe notamment que le pouvoir explicatif du modèle est très bon, étant donné le R² de 0,87. Aussi, le coefficient du PIB est significatif au seuil de 1% (p-value inférieure à 1%).

	Coefficients	Ecart-type	t-stat	P-value
Constante	-374,71	219,35	-1,71	0,13
PIB	1,14	0,17	6,72	0,00
R ²	0.87			

Tableau 11: Synthèse du modèle statistique utilisé pour le Togo

Selon ce modèle, la prévision de la demande d'électricité en 2033 est de 4070 GWh pour le scénario de base (repreant les hypothèses de croissance du PIB du FMI). Cette prévision correspond à un taux de croissance moyen de la consommation de 6.5%.

Cette prévision est relativement bien alignée avec celle datant de 2014 réalisée par le consultant IED, qui prévoyait 4 186 GWh consommés en 2033.

Les scénarios haut et bas (calculés pour rappel en appliquant respectivement une augmentation ou une diminution de 25% du taux de croissance prévu par le FMI) mènent à une prévision de la demande de respectivement 5172 GWh et 3177 GWh en 2033.

La prévision de la pointe de charge a été calculée en gardant le facteur de charge de 2016 constant, soit 72%, ce qui suppose que la nature de la charge ne va pas changer à l'avenir. Selon nos calculs, cette pointe de charge atteindra 646 MW en 2033 dans le scénario de base, 821 MW dans le scénario haut et 504 MW dans le scénario bas. La prévision de base est également en ligne avec celle d'IED, attendant une pointe de 664 MW à horizon 2033.

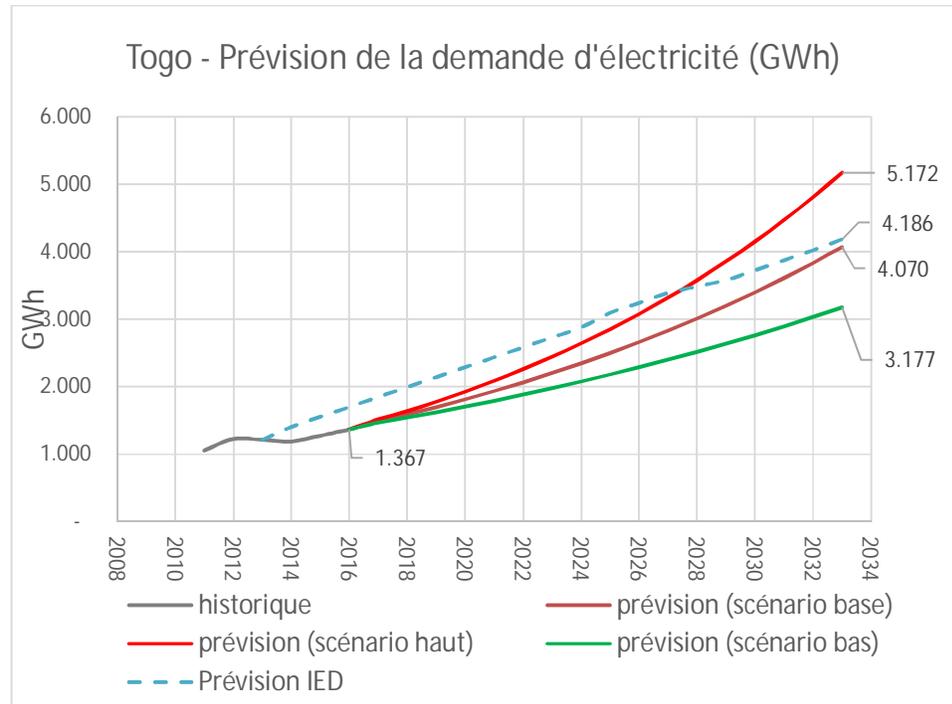


Figure 28 : Prévision de la demande d'électricité au Togo

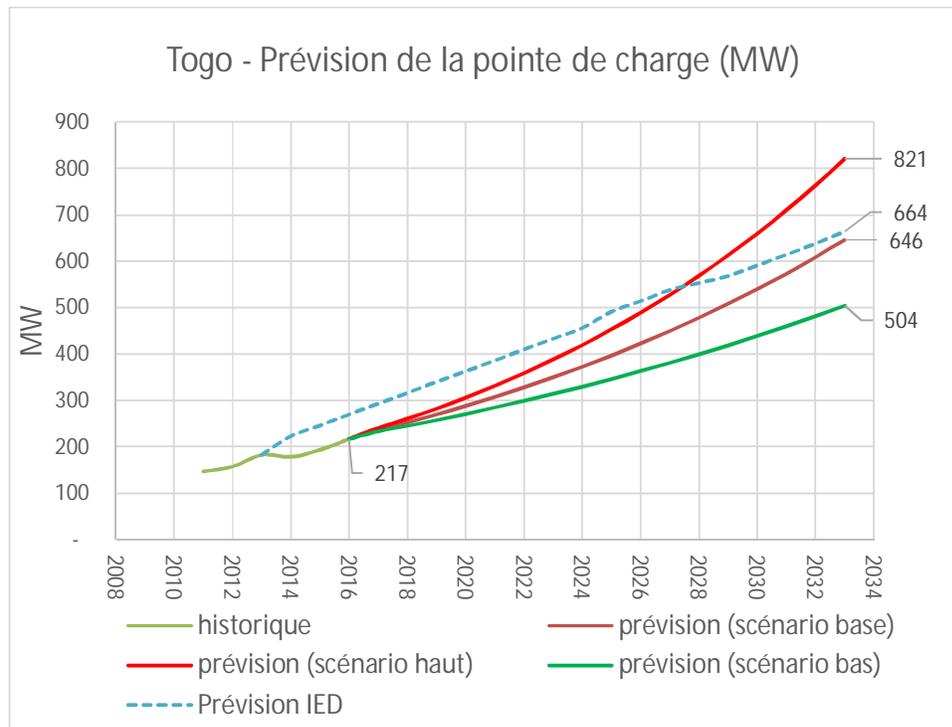


Figure 29 : Préviction de la pointe de charge au Togo

3.3.15. Cap Vert

3.3.15.1. PARAMETRES MACRO-ÉCONOMIQUES

Selon le FMI, la croissance économique du PIB au Cap Vert a été en moyenne de 4.3% entre 2000 et 2017, en termes réels. Cette dernière a été affectée par la crise économique mondiale et a subi une décroissance en 2009, faisant suite à une décennie de forte croissance, boostée par la montée en puissance du tourisme à partir de 1999. L'explosion du tourisme a eu des effets d'entraînement sur l'hôtellerie, et a fortement dynamisé les secteurs des services immobiliers et de la restauration. Le FMI anticipe un retour progressif de la croissance du PIB à partir de 2017 et considère un rythme de moyen de 4% sur le moyen terme.

A la fin de l'année 2017, la population de Cap Vert est estimée à 540 000 d'habitants. Cette dernière a connu un taux de croissance de 1.2% en moyenne entre 2000 et 2017, avec de fortes variations annuelles

3.3.15.2. ANALYSE DE LA DEMANDE HISTORIQUE

La production de l'électricité a enregistré un taux de croissance de 8,8% entre 2002 et 2006. En 2008, la production de l'électricité a été de 275 GWh avec des pertes estimées à 73 GWh soit 26,6 % de la production. La production de l'électricité a connu une croissance moyenne de 6% entre 2005 et 2009, comme illustré dans le graphique ci-après.

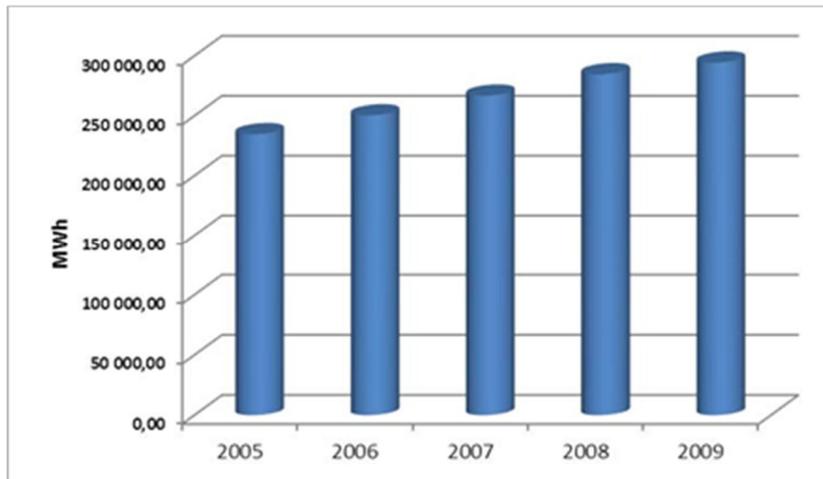


Figure 30: Evolution de la production électrique du Cap Vert en MWh

Par la suite, la demande a continué à croître. La consommation annuelle est actuellement estimée à 727 kWh/hab.

Il n'existe pas de réseau interconnecté au Cap Vert. Les pointes de charge constatées sont donc renseignées par île et sont fonction de la puissance installée. Quoique les pointes de charge par îles soient en deçà de la capacité installée dans les différentes îles, la qualité du service de l'électricité reste dégradée. Le temps moyen de coupure était de 1708 min en 2009 contre 3055 en 2008.

3.3.15.3. PRÉVISION DE LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ

Le scénario de base de la prévision de la demande de Cap Vert anticipe un doublement de la demande électrique d'ici 2030 (source : SE4ALL), soit une croissance d'environ 6%/an

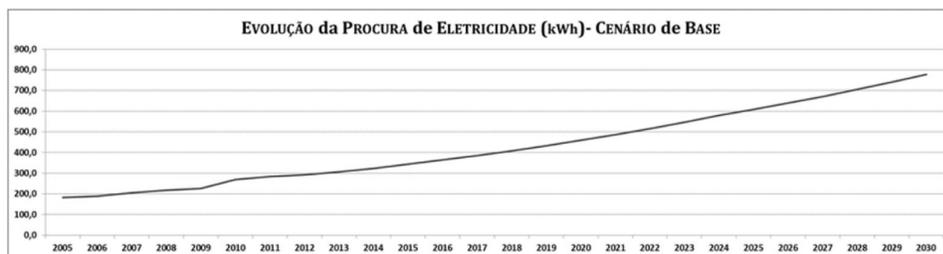


Figure 31: Evolution de la consommation totale d'électricité à Cap Vert d'ici 2030

3.4. Synthèse de la prévision de la demande

Ci-dessous nous présentons les classements des différents pays selon les taux de croissance moyen de la demande électrique pour la période 2018-2033. Nous avons également repris les classements de ces pays selon les taux de croissance du PIB et de la population.

Le Nigeria présente le taux de croissance de la consommation d'électricité le plus élevé mais il faut rappeler que cette prévision a été directement reprise du dernier plan directeur (finalisé en 2017). Notons en outre que cette prévision est basée sur l'énergie desservie. Compte tenu du taux actuel de délestage dans le pays, elle inclut un rattrapage progressif de l'énergie non desservie.

Pour le reste, les pays qui connaissent les taux de croissance de la demande réelle les plus importants sont ceux caractérisés par un retard important dans le taux d'électrification. L'accroissement de la demande desservie sera encore plus important au fur et à mesure que l'énergie non desservie sera réduite.

Ainsi, le Libéria, la Sierra Leone et le Niger occupent le haut du classement, avec des croissances de plus de 8.5%. Cela s'explique également par le fait que ces pays présentent les taux de croissance attendus de PIB les plus importants (1^{ère} et 2^{ème} position pour la Sierra Leone et le Liberia, 5^{ème} position pour le Niger, voir tableau ci-dessous).

Vient ensuite la Guinée avec un taux de croissance attendu de 7.5%. La Gambie et la Guinée-Bissau arrivent plus bas dans le classement, étant donné la croissance du PIB plus faible attendue pour ces pays.

Les pays auxquels la méthodologie globale a été appliquée ferment le classement, à l'exception du Burkina Faso et du Sénégal qui connaissent des taux de croissance de la demande d'électricité future de plus de 7% et la Côte d'Ivoire (6.9%).

Selon les données recueillies, le Cap Vert est caractérisé par une croissance attendue de la demande de 6% par an.

Pays	Croissance moyenne future demande d'électricité	Méthode
NIGERIA	9,2%	-
LIBERIA	9,0%	Analytique
SIERRA LEONE	8,8%	Analytique
NIGER	8,8%	Analytique
SENEGAL	7,7%	Globale
GUINEE	7,5%	Analytique
BURKINA	7,3%	Globale
COTE D'IVOIRE	6,9%	Globale
GUINEE BISSAU	6,9%	Analytique
GAMBIE	6,9%	Analytique
MALI	6,5%	Globale
TOGO	6,5%	Globale
BENIN	6,4%	Globale

Version finale

Pays	Croissance moyenne future demande d'électricité	Méthode
GHANA	5,8%	Globale

Tableau 12: Classement des pays selon les taux de croissance moyens attendus de la demande d'électricité

Pays	Croissance future moyenne du PIB	Pays	Croissance future moyenne de la population
SIERRA LEONE	7.4%	GAMBIE	3.3%
LIBERIA	6.8%	MALI	3.3%
CIV	6.5%	SENEGAL	3.1%
SENEGAL	6.4%	NIGER	3.1%
NIGER	6.2%	NIGERIA	2.8%
BENIN	6.2%	TOGO	2.7%
BURKINA FASO	6.0%	BURKINA FASO	2.7%
TOGO	5.6%	CIV	2.6%
GHANA	5.4%	GHANA	2.6%
GUINEE	5.2%	GUINEE	2.5%
GUINEE BISSAU	5.0%	GUINEE BISSAU	2.2%
GAMBIE	4.8%	LIBERIA	2.2%
MALI	4.7%	BENIN	2.0%
NIGERIA	1.7%	SIERRA LEONE	1.7%

Tableau 13: Classement des pays selon les taux de croissance moyens attendus du PIB et de la population à l'horizon 2022 (source : FMI)

Le tableau ci-dessous reprend la synthèse de la prévision de la demande d'électricité pour chaque pays.

Demande d'électricité (GWh)	BENIN	BURKINA FASO	COTE D'IVOIRE	GAMBIE	GHANA	GUINEE	GUINEE BISSAU
2018	1381	1753	9785	584	14527	2093	448
2019	1472	1901	10530	623	16987	2232	482
2020	1575	2059	11299	666	18601	2382	518
2021	1691	2228	12069	713	20254	2544	556
2022	1799	2393	12871	764	20998	2702	596
2023	1913	2569	13718	817	21783	2871	639

Demande d'électricité (GWh)	BENIN	BURKINA FASO	COTE D'IVOIRE	GAMBIE	GHANA	GUINEE	GUINEE BISSAU
2024	2035	2756	14615	875	22610	3051	683
2025	2165	2953	15564	936	23481	3242	730
2026	2302	3163	16568	1001	24399	3446	779
2027	2448	3385	17630	1070	25366	3663	831
2028	2602	3620	18755	1144	26385	3894	885
2029	2767	3869	19946	1222	27459	4141	942
2030	2941	4134	21207	1306	28590	4403	1003
2031	3126	4414	22543	1395	29782	4681	1066
2032	3323	4711	23958	1490	31038	4978	1133
2033	3531	5026	25458	1590	32361	5294	1203
<i>Croissance moyenne</i>	6,4%	7,3%	6,9%	6,9%	5,8%	7,5%	6,9%

Demande d'électricité (GWh)	LIBERIA	MALI	NIGER	NIGERIA	SENEGAL	SIERRA LEONE	TOGO
2018	581	3414	1185	51250	4095	2062	1592
2019	640	3571	1287	55404	4357	2135	1698
2020	706	3735	1414	59896	4671	2208	1814
2021	777	3907	1543	64751	5057	2288	1937
2022	854	4087	1685	70000	5707	2374	2066
2023	936	4275	1837	76815	6735	2464	2203
2024	1023	4473	2002	84293	7694	2559	2347
2025	1115	4679	2179	92500	8192	2660	2500
2026	1214	4896	2371	101479	8691	2766	2661
2027	1318	5122	2577	111330	9193	2877	2831
2028	1429	5359	2799	122137	9711	2995	3010
2029	1547	5607	3038	133993	10293	3120	3200
2030	1673	5867	3295	147000	10636	3251	3400
2031	1806	6139	3573	162888	11218	3390	3611
2032	1948	6424	3871	180492	11720	3537	3835
2033	2098	6722	4193	200000	12476	3692	4070

Version finale

Demande d'électricité (GWh)	LIBERIA	MALI	NIGER	NIGERIA	SENEGAL	SIERRA LEONE	TOGO
<i>Croissance moyenne</i>	9,0%	6,5%	8,8%	9,2%	7,7%	8,8%	6,5%

Tableau 14: Synthèse de la prévision de la demande d'électricité dans le scénario de base

Le tableau ci-dessous reprend la synthèse de la prévision de la pointe de charge pour chaque pays.

Pointe de charge (MW)	BENIN	BURKINA FASO	COTE D'IVOIRE	GAMBIE	GHANA	GUINEE	GUINEE BISSAU
2018	276	318	1.420	106	2.225	421	78
2019	294	350	1.647	114	2.602	450	84
2020	314	385	1.767	122	2.849	482	91
2021	337	427	1.887	131	3.103	517	98
2022	359	471	2.013	140	3.217	551	105
2023	382	515	2.145	150	3.337	587	113
2024	406	562	2.285	161	3.464	625	121
2025	432	613	2.434	173	3.597	666	129
2026	459	656	2.591	185	3.738	710	138
2027	488	703	2.757	198	3.886	756	148
2028	519	751	2.933	212	4.042	805	158
2029	552	803	3.119	227	4.206	858	168
2030	587	858	3.316	243	4.380	914	179
2031	623	916	3.525	260	4.562	973	191
2032	663	978	3.747	278	4.755	1.037	203
2033	704	1.043	3.981	297	4.957	1.104	215
<i>Croissance moyenne</i>	6,4%	8,3%	7,1%	7,0%	5,6%	7,5%	7,1%

Version finale

Pointe de charge (MW)	LIBERIA	MALI	NIGER	NIGERIA	SENEGAL	SIERRA LEONE	TOGO
2018	111	568	304	8.250	656	362	253
2019	123	594	329	8.964	721	378	270
2020	137	621	361	9.740	773	393	288
2021	151	650	394	10.584	837	410	307
2022	166	680	430	11.500	944	428	328
2023	182	711	468	12.565	1.115	446	350
2024	200	744	510	13.729	1.273	466	373
2025	218	778	554	15.000	1.356	487	397
2026	238	814	603	16.444	1.438	508	422
2027	258	852	655	18.027	1.521	531	449
2028	280	891	711	19.762	1.607	555	478
2029	303	933	771	21.665	1.703	581	508
2030	328	976	836	23.750	1.760	607	540
2031	354	1.021	906	26.368	1.857	635	573
2032	382	1.069	982	29.274	1.940	665	609
2033	411	1.118	1.063	32.500	2.065	696	646
<i>Croissance moyenne</i>	9,2%	6,4%	9,1%	9,5%	7,7%	9,1%	6,5%

Tableau 15: Synthèse de la prévision de la pointe de charge dans le scénario de base

4. ANALYSE DE L'OFFRE

L'analyse de l'offre est réalisée en deux étapes:

Tout d'abord, la liste des centrales électriques existantes et décidées est établie sur la base des données collectées dans les pays. Sur cette base, l'écart entre la consommation d'énergie future prévue et la capacité installée sera estimé dans une prochaine phase du projet.

Ensuite, d'autres options de production d'électricité (sources thermiques, hydro et EnR) sont décrites qui seront proposées à l'optimisation. Une attention particulière sera accordée à la disponibilité des ressources naturelles dans la région (gaz naturel, irradiation solaire, vitesse du vent,...). Les projets à envergure régionale sont classifiés dans le pays dans lequel ils sont localisés géographiquement.

4.1. Inventaire du parc de production par pays

Ce chapitre a pour objectif de donner un aperçu de la situation des 14 pays de l'EEEOA et de détailler les caractéristiques connues des unités de production, existantes ou nouvelles.

Pour chaque état membre, une liste des unités de production électriques a été établie, distinguant les unités existantes des unités futures (décidées ou envisagées) :

- **Unités existantes** : unités de production ayant été mises en service avant mars 2018.
- **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 envisagées** : unités pour lesquelles les études ne sont pas encore terminées ou pour lesquelles le financement n'a pas encore été trouvé

Les renseignements donnés quant aux capacités de production existantes des unités de chaque pays distinguent la capacité installée de la capacité disponible:

- **Capacité installée**: puissance nominale de l'unité de production prévue par le constructeur
- **Capacité disponible**: puissance effectivement disponible étant donné l'état et les conditions de fonctionnement de l'unité. Ceci inclut donc la réduction de capacité due au vieillissement des machines ainsi que l'effet d'une utilisation dans des conditions non optimales (hors des conditions ISO pour les turbines à gaz par exemple).

Les abréviations utilisées pour les différents types d'unités dans les graphiques et tableaux de cette section sont explicitées ci-dessous.

Abréviation	Type d'unité
CC	Cycle Combiné
GT	Turbine à gaz
ST	Turbine à vapeur
HYD	Centrale hydroélectrique
ROR	<i>au fil de l'eau</i>
DAM	<i>avec lac de retenue</i>
DI	Groupe diesel
WT	Eolienne
PV	Centrale Photovoltaïque
CSP	Energie solaire concentrée
BIO	Centrale biomasse

Tableau 16: Abréviations des types d'unités

Les abréviations des types de combustibles utilisés par les unités existantes et futures sont reprises dans le tableau ci-dessous :

Abréviation	Type d'unité
(D)DO*	Diesel ordinaire
GO*	Gasoil
HFO	Fioul lourd
HVO*	Huile végétale hydrotraitée
JET	Jet A1
LCO	Brut léger
LFO*	Fioul léger
NG	Gaz naturel
COAL	Charbon

Tableau 17 : Abréviations des types de combustibles considérés

Par souci de simplification pour la modélisation et étant donné la similarité de leurs propriétés thermodynamiques, les combustibles indiqués par un astérisque seront assimilés à du DDO dans la section consacrée aux coûts des combustibles.

Toutes les unités de production recensées (existantes ou décidées/envisagées) sont listées en Annexes B et C, avec pour chacune les caractéristiques technico-économiques considérées.

Les données manquantes pour les unités existantes ont été prioritairement complétées par des valeurs identiques à celles d'unités similaires dans le même pays (taille et année de mise en service proches). Ces hypothèses sont indiquées en italiques dans les tableaux. Quand une telle approche n'était pas possible, les valeurs standards suivantes ont été supposées :

Technologie	CC	GT	ST	DI (HFO)	DI (DDO)	HYD	PV	WT
Consommation spécifique nette [GJ/MWh]	8.8	12.7	10.8	9.5	10.4	/	/	/
Durée de vie [années]	25	25	35	30	30	50	25	25
Indisponibilité fortuite [%]	8%	8%	8%	10%	10%	5%	0.5%	1%
Indisponibilité planifiée [h/an]	613	613	613	960	960	570	80	350
Coûts O&M variables [\$/MWh]	2	2.5	3.1	10	10	2	/	9.5
Coûts O&M fixes [\$/kWan]	35	7	70	17	8	100	20	17
Facteur d'utilisation hydro	/	/	/	/	/	49.2%	/	/
Energie hydro annuelle garantie	/	/	/	/	/	76% * énergie annu. moy.	/	/

Tableau 18 : Valeurs standards retenues pour les unités existantes

Ces valeurs standards ont été basées sur les données disponibles dans les différents pays ainsi que sur l'expérience du consultant sur des projets similaires. Elles sont renseignées par la mention « VS » dans les tableaux. Toutefois, la vétusté des centrales sera prise en compte au travers d'un facteur de dépréciation appliqué aux plus vieilles centrales.

En ce qui concerne les unités futures dont seuls le type de technologie et la capacité installée sont généralement connus, d'autres valeurs standards ont été utilisées. Celles-ci correspondent à l'état de l'art pour les nouvelles unités. Elles sont expliquées en détail dans la section 4.3.

Le taux d'actualisation de base proposé pour cette étude est de 10%. Les taux de change considérés dans l'étude sont de :

- 1€=1.24 US\$
- 1€=655.957 FCFA

Toutes les unités de production recensées sont listées dans des tableaux ci-après, avec pour chacune les caractéristiques techno-économiques considérées.

4.1.1. Bénin

4.1.1.1. DIAGNOSTIC DE LA SITUATION ACTUELLE

Au Bénin, la plupart de la capacité effective est connectée au réseau de distribution (144MW sur les 290 MW disponibles dans le pays). La seule centrale appartenant à la CEB est la turbine à gaz 24 MW effectifs de Maria-Gleta. Cette capacité est quasiment exclusivement d'origine thermique et majoritairement alimentée au DDO. En particulier, compte tenu du déficit structurel de gaz dans le gazoduc, les turbines à gaz de la centrale CAI à Maria Gleta (70 MW) tournent au Jet A1, un combustible très coûteux pour un fonctionnement en base ou semi-base.

Le mix énergétique résultant est présenté à la figure ci-dessous. Le détail des unités de production est présenté en Annexe B.

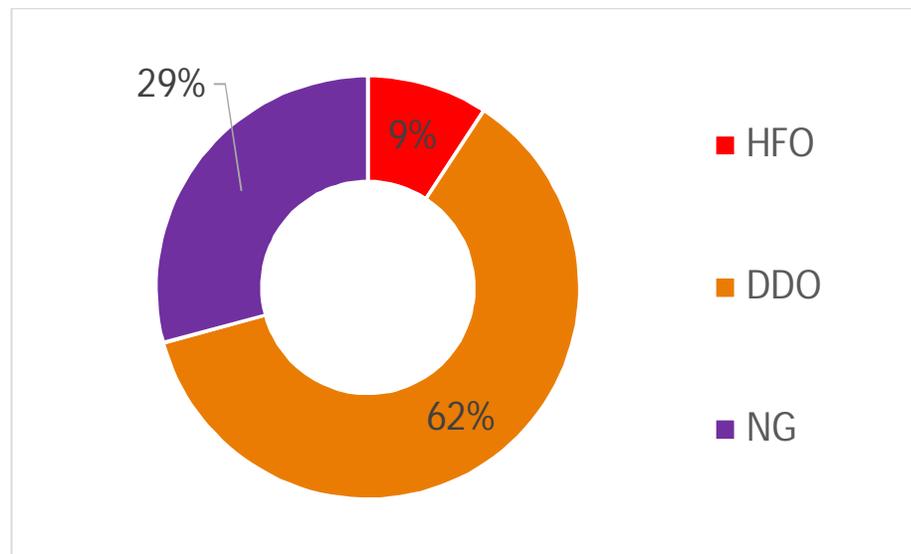


Figure 32: Capacité Installée du Bénin (2018) par combustible

Il importe de noter que la demande électrique du Bénin est alimentée non seulement par les centrales électriques de la CEB et la SBEE mais aussi et surtout par les achats d'énergie à TCN, VRA, et à CONTOUR GLOBAL.

4.1.1.2. PLAN DE DÉVELOPPEMENT DU PARC DE PRODUCTION

Compte tenu de la fragilité du système électrique béninois et de la dépendance du pays aux importations d'électricité d'une part et de gaz naturel d'autre part, le pays souhaite revoir sa stratégie énergétique:

- Diversification des ressources fossiles utilisées pour l'alimentation des centrales thermiques (GNL ou charbon) ;
- Développement du potentiel hydroélectrique si c'est économiquement justifié ;

- Développement de projets renouvelables, principalement dans la partie nord du pays ;
- Importation depuis d'autres pays limitrophes (par exemple le Niger)

Dans ce plan directeur, ces différentes options seront investiguées.

4.1.1.2.1. Unités décidées

Avec la sécurisation de l'approvisionnement en gaz depuis le Nigéria, le développement de centrales au gaz à Maria Gleta devrait se confirmer. Ainsi, l'extension du projet CAI de 50 MW est décidée et sera mise en service en 2020 et ajoutée aux 70 MW installés actuellement (mais non disponible) pour totaliser 120 MW. Ce projet ne sera pas remis en cause dans le cadre de cette étude.

Technologie (combustible)	Nom de la centrale (localisation)	Capacité Installée [MW]	Date de mise en service
GT (NG)	Maria Gleta	50	2020
CC (NG)	BWSC	120	2020
BIOMASSE	PNUD	4	2020
PV	INNOVENT DJOUGOU	1.5	2020
PV	AFD	25	2020
PV	MCA	45	2020

Tableau 19: Projets de production décidés : Bénin

4.1.1.2.2. Unités envisagées

Outre les projets mentionnés ci-dessus, les projets suivants sont envisagés pour le pays. Pour ces projets, il est considéré que la date de mise en service, la technologie et la capacité installée pourront être optimisées dans le cadre de la mise à jour du plan directeur de la CEDEAO.

Il est à noter que, compte tenu de l'incertitude liée à l'approvisionnement en gaz du site de Maria Gleta et de l'importance de proposer un plan directeur robuste, le projet de cycle combiné de Maria Gleta sera questionné, en particulier quant à sa taille et quant à l'origine du combustible utilisé.

Technologie (combustible)	Nom de la centrale (localisation)	Capacité Installée [MW]	Date de mise en service
CC (NG)	Maria Gleta	2*120	-
CC (NG)	Maria Gleta (WAPP)	450	
CC (NG)	Centrale thermique 145 MW IPP	145	
CC (NG)	Genesis	20	
HYD	Béterou	23.2	-
BIOMASSE	Projet	10	
BIOMASSE	Negoce international	11	

Technologie (combustible)	Nom de la centrale (localisation)	Capacité Installée [MW]	Date de mise en service
GNL	ALECHE	4*300	
PV	SOBES	5	
PV	GREENHEART POWER AFRICA	10	
PV	Centrale PV IPP	100	
HYDRO	BETEROU	18.2	
HYDRO	BETHEL	42.4	
HYD	Vossa	60.2	-
HYD	Olougbé	30	-
HYD	Dogo Bis	128	-
HYD	Dyodyonga	26	-

Tableau 20: Projets de production planifiés : Bénin

Il convient d'ajouter à cette liste les nombreux projets solaires PV dans le Nord du pays qui sont actuellement à l'étude pour des capacités installées allant de 2 à 35 MW (Natitingou, Djougou, Parakou, Bohicon, Onigbolo, Bembéréké, Sakété, Natitingou-Kandi, Kandi,...)

Enfin, des projets standards de production thermique et renouvelable seront proposés à l'optimisation pour compléter les projets décidés et planifiés et permettre de satisfaire la demande du pays (voir section 4.3).

4.1.2. Burkina Faso

4.1.2.1. DIAGNOSTIC DE LA SITUATION ACTUELLE

Le parc de production du Burkina Faso est principalement constitué de centrales thermiques au fuel. Une partie du parc thermique arrive en fin de vie, ainsi les centrales de Fada, Dedougou, Gaoua et Ouaga II seront arrêtées avant 2020. Les 4 centrales hydroélectriques du pays représentent 9% de la capacité installée.

En 2017, le Burkina Faso a également mis en service 2 centrales solaires (Zagtouli et Ziga), pour une puissance installée totale de 34.1 MW.

La figure suivante illustre la répartition de la capacité installée du Burkina Faso par technologie. Le détail des unités de production est présenté en Annexe B.

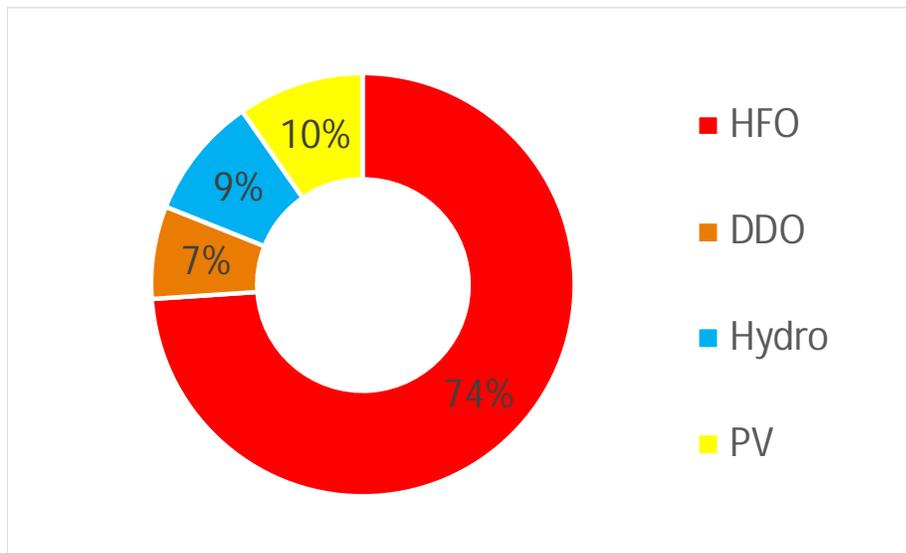


Figure 33: Capacité Installée du Burkina Faso (2018) par combustible

4.1.2.2. PLAN DE DÉVELOPPEMENT DU PARC DE PRODUCTION

Le plan de développement du Burkina Faso prévoit le remplacement des centrales qui arrivent en fin de vie par de nouvelles centrales au HFO.

Il est également prévu de renforcer la capacité hydroélectrique du pays avec le développement de nouveaux barrages.

Enfin, le Burkina Faso va continuer à développer des centrales solaires dans le pays.

4.1.2.2.1. Unités décidées

Dans le cadre de cette étude, les centrales suivantes sont considérées comme décidées et ne seront pas remises en question :

Technologie (combustible)	Nom de la centrale (localisation)	Capacité Installée [MW]	Date de mise en service
HFO	Fada	7.5	2018
HFO	Kossodo	50	2020
HFO	Ouaga-Sud	100	2021
PV	Kaya	10	2020
PV	Zina	26.6	2020
PV	Foot PIE 1	68.24	2020
PV	Zagtouli 2	17	2020
HYDRO	Samendeni	2.76	2019

Tableau 21: Projets de production décidés : Burkina Faso

4.1.2.2.2. Unités envisagées

Outre les projets mentionnés ci-dessus, les projets suivants sont envisagés pour le pays. Pour ces projets, il est considéré que la date de mise en service, la technologie et la capacité installée pourront être optimisées dans le cadre de la mise à jour du plan directeur de la CEDEAO.

Technologie (combustible)	Nom de la centrale (localisation)	Capacité Installée [MW]	Date de mise en service
HYDRO (DAM)	Bagré	16	-
HYDRO (DAM)	Bontioli	5.1	-
HYDRO (DAM)	Gongourou	5	-
HYDRO (DAM)	Folonzo	10.8	-
HYDRO (DAM)	Ouéssa	21	-
PV	Koudougou	20	
PV	AFD	40+10	
PV	WAPP	150	
PV	Foot PIE 2	100	-

Tableau 22: Projets de production planifiés : Burkina Faso

Enfin, des projets standards de production thermique et renouvelable seront proposés à l'optimisation pour compléter les projets décidés et planifiés et permettre de satisfaire la demande du pays (voir section 4.3).

4.1.3. Côte d'Ivoire

4.1.3.1. DIAGNOSTIC DE LA SITUATION ACTUELLE

Comme illustré à la Figure 34 ci-dessous, le parc de production de la Côte d'Ivoire est principalement constitué de centrales hydrauliques et thermiques.

Les centrales hydrauliques représentent 40 % de la puissance installée totale avec une puissance installée de 879 MW, dont la centrale de Soubré, mise en service en 2017 et affichant une puissance de 275 MW.

Le parc thermique, localisé presque exclusivement autour d'Abidjan, est constitué de turbines à gaz (Vridi, Ciprel) et de cycles combinés (Azito, Ciprel). La puissance thermique installée est de 1320 MW. La centrale d'AGGREKO est une centrale de location de 210 MW, dont le contrat prend fin en 2020.

Le détail des unités de production est présenté en Annexe B.

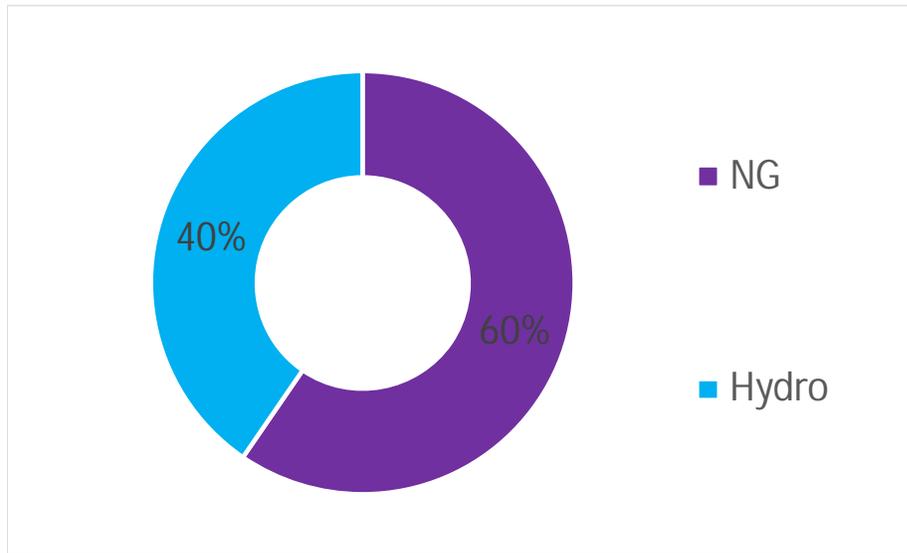


Figure 34: Capacité Installée de la Côte d'Ivoire (2018) par combustible

4.1.3.2. PLAN DE DÉVELOPPEMENT DU PARC DE PRODUCTION

La Côte d'Ivoire prévoit de continuer le développement de la filière gaz avec l'introduction de nouveaux cycles combinés, mais également de diversifier le mix énergétique du pays.

- Développement du potentiel solaire du pays, principalement dans la partie nord du pays ;
- Développement de projets de centrale au charbon ;
- Développement de la filière biomasse.

De nouveaux projets de centrales hydroélectriques sont également prévus.

4.1.3.2.1. Unités décidées

Dans le cadre de cette étude, les centrales suivantes sont considérées comme décidées et ne seront pas remises en question :

Technologie (combustible)	Nom de la centrale (localisation)	Capacité Installée [MW]	Date de mise en service
CC-GT (NG)	Azito IV- TAG	161	2020
CC-GT (NG)	Azito IV - TAV	81	2021
CC-GT (NG)	Ciprel V - 1er Tranche TAG	255	2020
CC-GT (NG)	Ciprel V - 2eme Tranche TAV	135	2021
HYDRO	Gribopopoli	112	2021/2022
HYDRO	Singrobo	44	2022
PV	Korhogo Solar (RECA)	20	2019
PV	Poro Power (CANADIAN SOLAR)	50	2020

Technologie (combustible)	Nom de la centrale (localisation)	Capacité Installée [MW]	Date de mise en service
PV	Centrale solaire BOUNDIALI (KFW)	30	2020
BIOMASSE	BIOKALA	46	2023
CHARBON	Centrale à charbon (S-Energies)	350	2026
CHARBON	Centrale à charbon (S-Energies)	350	2029
HYDRO	Louga I	120	2024
HYDRO	Louga II	126	2026

Tableau 23: Projets de production décidés : Côte d'Ivoire

4.1.3.2.2. Unités envisagées

Outre les projets mentionnés ci-dessus, les projets suivants sont envisagés pour le pays. Pour ces projets, il est considéré que la date de mise en service, la technologie et la capacité installée pourront être optimisées dans le cadre de la mise à jour du plan directeur de la CEDEAO.

Technologie (combustible)	Nom de la centrale (localisation)	Capacité Installée [MW]	Date de mise en service
CC-GT (NG)	Songon - 1ere tranche TAG	123	
CC-GT (NG)	Songon - 2ème tranche TAG	123	
CC-GT (NG)	Songon - 3ème tranche TAV	123	
HYDRO	Boutoubre	150	
HYDRO	Tiboto	113	
HYDRO	Tayaboui	80	
PV	Centrale solaire FERKE	25	
PV	Centrale solaire DAOUKRO (SERES)	30	

Tableau 24: Projets de production planifiés : Côte d'Ivoire

Il convient d'ajouter à cette liste les nombreux projets solaires PV dans le Nord du pays qui sont actuellement à l'étude pour des capacités installées allant de 25 à 75 MW.

Enfin, des projets standards de production thermique et renouvelable seront proposés à l'optimisation pour compléter les projets décidés et planifiés et permettre de satisfaire la demande du pays (voir section 4.3).

4.1.4. Gambie

4.1.4.1. DIAGNOSTIC DE LA SITUATION ACTUELLE

La capacité de production installée en Gambie est actuellement de 99 MW, composée exclusivement de groupes diesel (voir Annexe B). Un manque de ressources pour l'entretien a conduit à une détérioration de la capacité disponible dans le grand Banjul Agra (GBA) à environ 45 MW disponibles aujourd'hui. 100% de cette capacité fonctionne au fioul lourd comme indiqué dans l'image ci-dessous.

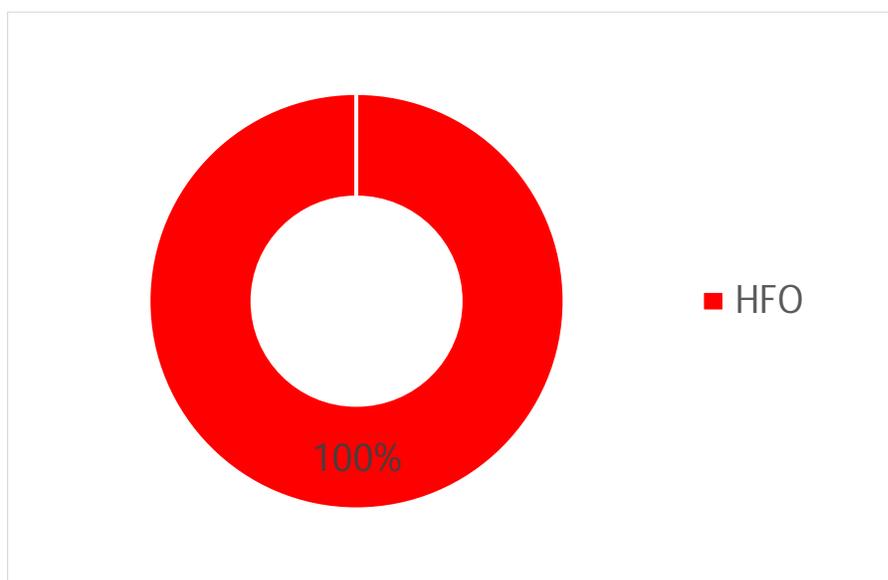


Figure 35: Capacité installée de la Gambie (2018) par combustible

4.1.4.2. PLAN DE DÉVELOPPEMENT DU PARC DE PRODUCTION

Les nouveaux projets envisagés dans le pays devraient soulager les pénuries dans le pays à moyen-terme. Dans plus une feuille de route a été développée pour soutenir le développement du secteur de l'électricité à long-terme.

4.1.4.2.1. Unités décidées

Dans le cadre de cette étude, les centrales suivantes sont considérées comme décidées et ne seront pas remises en question :

Technology (fuel)	Name of the power plant (localisation)	Installed Capacity [MW]	Commissioning Date
DI (HFO)	Kotu	11	2018
DI (HFO)	Brikama I	6.4	2018
DI (HFO)	Brikama II	8	2019
DI (HFO)	Brikama III	20	2020
PV	World bank	20	2019

Technology (fuel)	Name of the power plant (localisation)	Installed Capacity [MW]	Commissioning Date
PV	Brikama	10	2020

Tableau 25: Projets de production décidés: Gambie

4.1.4.2.2. Unités envisagées

En plus des projets mentionnés ci-dessus, la stratégie suivante est prévue pour le pays.

- Développement de nouvelles unités thermiques à base de fioul lourd dans la région de Banjul
- Développement de projets solaires, incluant un projet de 200MW avec stockage à financer par la Banque Mondiale;
- Importation d'hydroélectricité à partir de projets régionaux (Kaleta, Souapiti, Sambangalou,..), ainsi que, potentiellement, d'énergie thermique provenant de centrales au charbon ou au gaz.

Pour ces projets, il est considéré que la date de mise en service, la technologie et la capacité installée pourront être optimisées dans le cadre de la mise à jour du plan directeur de la CEDEAO.

Enfin, des projets standards de production thermique et renouvelable seront proposés à l'optimisation pour compléter les projets décidés et planifiés et permettre de satisfaire la demande du pays (voir section 4.3).

4.1.5. Ghana

4.1.5.1. DIAGNOSTIC DE LA SITUATION ACTUELLE

Le Ghana est confronté à un changement dans son mix énergétique. Historiquement dominée par l'hydro-électricité, la production d'électricité est maintenant principalement basée sur la capacité thermique, car le potentiel hydroélectrique du pays est presque entièrement exploité.

La crise de 2012-2015, causée par la rupture de l'approvisionnement en gaz nigérian par l'intermédiaire du GAO, a gravement affecté le secteur de l'électricité au Ghana et retardé la mise en œuvre de certains projets. La crise énergétique a été résolue grâce au développement de projet IPP et à un plan d'urgence appuyé par le gouvernement. Ces IPPs ont pour la plupart signé des contrats d'achat d'énergie (PPA). Par conséquent, la capacité installée a augmenté de près de 3000 MW en 2015 à 4400 MW en 2018. La liste détaillée des unités de production est fournie Annexe B.

La figure suivante illustre le mix énergétique actuel du Ghana. La part de l'hydro est en baisse par rapport au passé et représente actuellement environ un tiers de la capacité installée dans le pays.

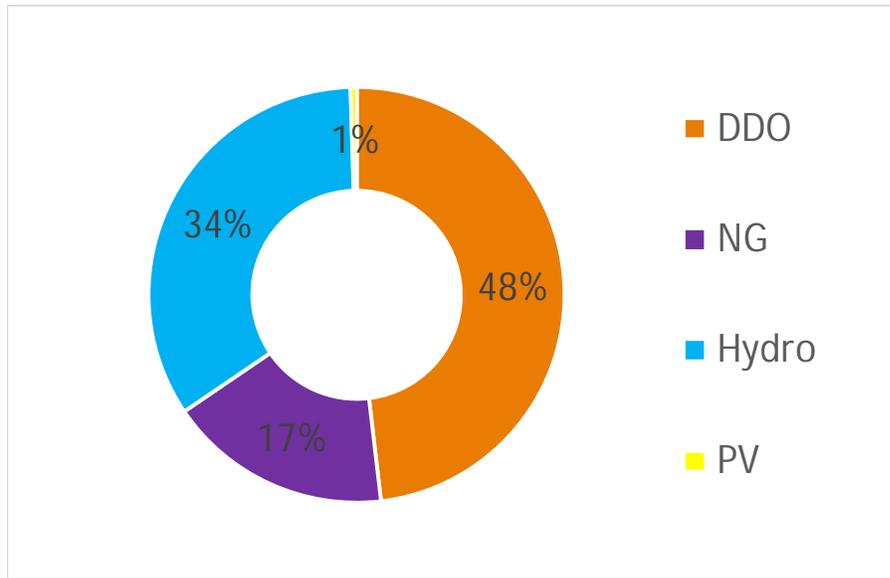


Figure 36: Capacité installée du Ghana (2018) par combustible

4.1.5.2. PLAN DE DÉVELOPPEMENT DU PARC DE PRODUCTION

La réserve actuelle dans le système ghanéen est supérieure à 100%, et de nouveaux projets viendront augmenter la capacité d'environ 1000 MW supplémentaires au cours de la période 2018-2019. Par conséquent, en plus de ces projets, aucune nouvelle centrale n'est prévue à court et à moyen terme.

4.1.5.2.1. Unités décidées

Dans le cadre de cette étude, les centrales suivantes sont considérées comme décidées et ne seront pas remises en question :

Technologie (combustible)	Nom de la centrale (localisation)	Capacité Installée [MW]	Date de mise en service
CC	CENPOWER	360	2018
CC	AMANDI	240	2019
CC	GPGC	170	2019
CC (ST)	KTPP	120	2020
CC	ROTAN	330	2022
CC	EARLY POWER	147	2018
CC	EARLY POWER	153	2019
PV	KALEO VRA	20	2019
PV	MI ENERGY	20	2018
PV	BUI PHASE 1	50	2019
PV	BIO THERM	20	2019
WIND	ASSOGLI	50	2020

Version finale

Technologie (combustible)	Nom de la centrale (localisation)	Capacité Installée [MW]	Date de mise en service
GT	TROJAN 3	50	2018

Tableau 26: Projets de production décidés: Ghana

4.1.5.2.2. Unités envisagées

En plus des projets mentionnés ci-dessus, les projets suivants sont prévus pour le pays. Pour ces projets, il est considéré que la date de mise en service, la technologie et la capacité installée peuvent être optimisées dans le cadre de la mise à jour du plan directeur de la CEDEAO.

Technologie (combustible)	Nom de la centrale (localisation)	Capacité Installée [MW]	Date de mise en service
HYDRO	Juale	87	-
HYDRO	Pwalugu	48	-
HYDRO	Hemang	93	-
HYDRO	Kulpawn	36	-
HYDRO	Daboya	43	-
HYDRO	Noumbiel (shared with BF)	60	
PV	BUI PHASE 2	200	
PV	BONGO SOLAR	40	
CC	MARINOS	100	
COAL	ATUABO	700	
WIND	ADA	150	
CC	CENIT ENERGY & VRA	110	

Tableau 27: Projets de production envisagés: Ghana

Enfin, des projets standards de production thermique et renouvelable seront proposés à l'optimisation pour compléter les projets décidés et planifiés et permettre de satisfaire la demande du pays (voir section 4.3).

4.1.6. Guinée

4.1.6.1. DIAGNOSTIC DE LA SITUATION ACTUELLE

Le système Guinéen (géré par EDG) est articulé autour de 2 réseaux :

- Le Réseau Interconnecté de Conakry (RIC) qui reprend les principaux sites de hydroélectriques du pays ainsi que l'ensemble de la production thermique d'EDG. Ce système regroupe la très grande majorité de la consommation électrique.

- Le Réseau de Tinkisso à l'intérieur du pays, reliant les centrales thermiques de Tinkisso, Faranah et la localité de Dinguiraye. Compte tenu de sa taille (< 2MW de capacité installée) par rapport à la demande du système interconnecté, ce système isolé n'est pas traité en détails dans cette étude.

Dans le RIC, la capacité installée atteint environ 550 MW dont 365 MW d'origine hydroélectrique. La centrale hydroélectrique de Kaleta représente à elle seule 240 MW. Il est prévu que 30% de la production de Kaléta soit dédiée aux pays membres de l'OMVG (Sénégal 20 %, Guinée- Bissau 4 % et Gambie 6 %) dès la mise en service de la boucle OMVG. Le détail des unités de production est présenté en Annexe B.

La figure suivante illustre le mix énergétique actuel de la Guinée (incluant l'ensemble de la capacité de Kaléta). Deux-tiers de la production est d'origine hydroélectrique tandis que le dernier tiers provient de centrales thermiques.

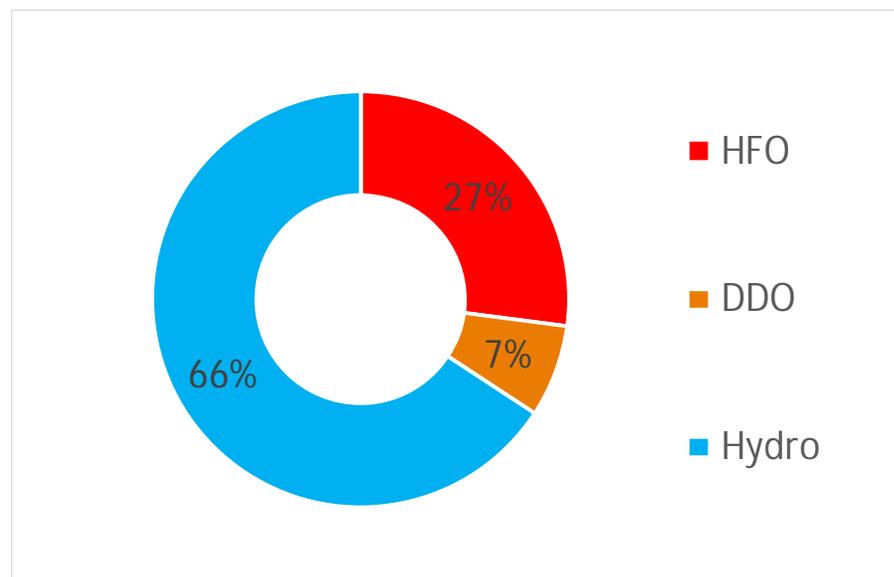


Figure 37: Capacité Installée de la Guinée (2018) par combustible

4.1.6.2. PLAN DE DÉVELOPPEMENT DU PARC DE PRODUCTION

Compte tenu du potentiel hydroélectrique du pays, la stratégie nationale vise essentiellement à l'exploitation optimale de ces ressources. En outre, quelques projets solaires ont été identifiés.

4.1.6.2.1. Unités décidées

Dans le cadre de cette étude, les centrales suivantes sont considérées comme décidées et ne seront pas remises en question :

Technologie (combustible)	Nom de la centrale (localisation)	Capacité Installée [MW]	Date de mise en service
HYDRO	Souapiti	450	2020
HYDRO	Amaria	300	2023
HYDRO	Kogbedou / Frankonedou	102	2023
HYDRO	Touba	5	2022
HYDRO	Kéno	7	2023
PV	Touba	5	2022
PV	Khoummaguély	40	2019
PV	Sougéta	30	2019

Tableau 28: Projets de production décidés : Guinée

4.1.6.2.2. Unités envisagées

Outre les projets mentionnés ci-dessus, le développement des autres projets hydroélectriques est envisagé pour le pays. Pour ces projets, il est considéré que la date de mise en service, la technologie et la capacité installée pourront être optimisées dans le cadre de la mise à jour du plan directeur de la CEDEAO.

Ces projets sont décrits en Annexe C.

Il convient d'ajouter à cette liste le projet solaire PV de Pecos, pour une capacité installée de 12 MW. ainsi que le projet solaire PV à Morisakano d'une capacité installée de 100 MW (combiné avec le site hydro).

Enfin, des projets standards de production thermique et renouvelable seront proposés à l'optimisation pour compléter les projets décidés et planifiés et permettre de satisfaire la demande du pays (voir section 4.3).

4.1.7. Guinée Bissau

4.1.7.1. DIAGNOSTIC DE LA SITUATION ACTUELLE

La Guinée Bissau fait face à un déficit chronique de capacité installée. Sur le réseau de EAGB la production électrique provient exclusivement de groupes de location (15MW) tandis que de nombreux consommateurs développent leurs propres moyens de production à Bissau et ailleurs dans le pays. Le détail des unités de production est présenté en Annexe B.

Compte tenu de la dépendance aux groupes électrogènes, la capacité installée sur le réseau de EAGB est aujourd'hui exclusivement d'origine thermique (diesel), comme illustré ci-dessous.

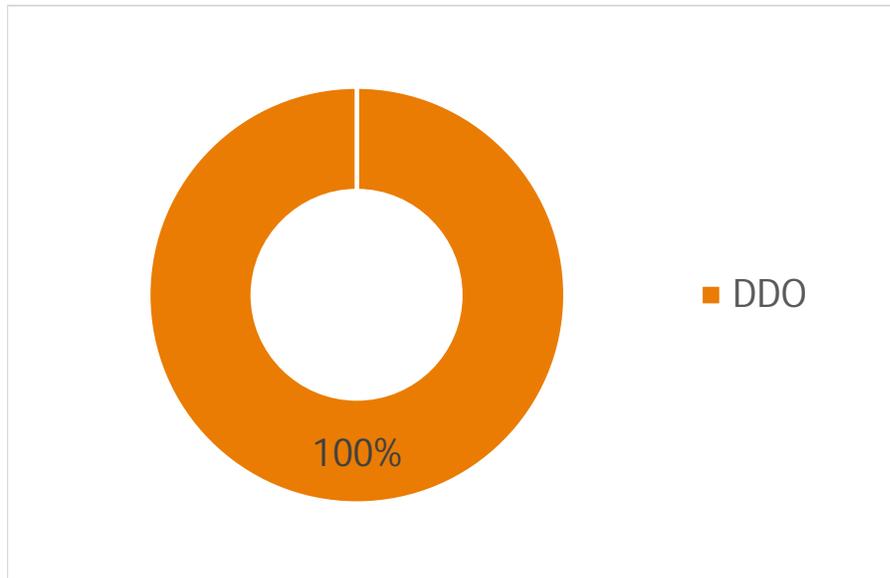


Figure 38: Capacité Installée de la Guinée Bissau (2018) par combustible

4.1.7.2. PLAN DE DÉVELOPPEMENT DU PARC DE PRODUCTION

Le pays, supporté par les bailleurs de fonds, a établi une stratégie à court-terme afin d'améliorer la situation du secteur électrique et améliorer la sécurité énergétique. Cette stratégie permettra d'accroître significativement la capacité installée dans le pays à l'horizon 20. Néanmoins, compte tenu du très faible taux de recouvrement (lié à la problématique de facturation) et les frais financiers important (lié aux prêts non-concessionnels), la situation financière dans le secteur restera précaire. En outre, la subvention octroyée par le Ministère des finances (8% du coût des carburants) augmentera en termes absolus avec l'installation de capacité installée additionnelle dans le pays.

Dès lors, le pays envisage une diversification du mix énergétique à moyen et long-terme.

4.1.7.2.1. Unités décidées

Dans le cadre de cette étude, les centrales suivantes sont considérées comme décidées et ne seront pas remises en question :

Technologie (combustible)	Nom de la centrale (localisation)	Capacité Installée [MW]	Date de mise en service
DI (HFO)	Bor	15	2019
DI (DO)	BADEA	22	2019
PV	BOAD	20	2020

Tableau 29: Projets de production décidés : Guinée Bissau

4.1.7.2.2. Unités envisagées

Outre les projets mentionnés ci-dessus, les projets suivants sont envisagés pour le pays. Le diesel être progressivement abandonné et remplacé par des centrales solaires, hydro et HFO.

- Centrale Thermique au HFO 55 MW
- Centrale Solaire PV : 59 MW

Il convient d'ajouter à ces projets les centrales hydroélectriques régionales dont une partie du productible devrait être revenir à la Guinée Bissau (Souapiti, Sambangalou,..). Ces projets sont décrits à la section 4.2.2. L'importation d'énergie thermique (HFO et NG) depuis le Sénégal est également envisagée.

Pour ces projets, il est considéré que la date de mise en service, la technologie et la capacité installée pourront être optimisées dans le cadre de la mise à jour du plan directeur de la CEDEAO.

Enfin, des projets standards de production thermique et renouvelable seront proposés à l'optimisation pour compléter les projets décidés et planifiés et permettre de satisfaire la demande du pays (voir section 4.3).

4.1.8. Liberia

4.1.8.1. DIAGNOSTIC DE LA SITUATION ACTUELLE

Le Libéria fait face à un déficit chronique de capacité installée, couplé à un coût très élevé de l'électricité, engendrant un fort taux d'autoconsommation dans le pays. La capacité installée du pays est uniquement d'origine thermique (DDO) et se limite à 22.6 MW (voir Annexe B et figure ci-dessous).

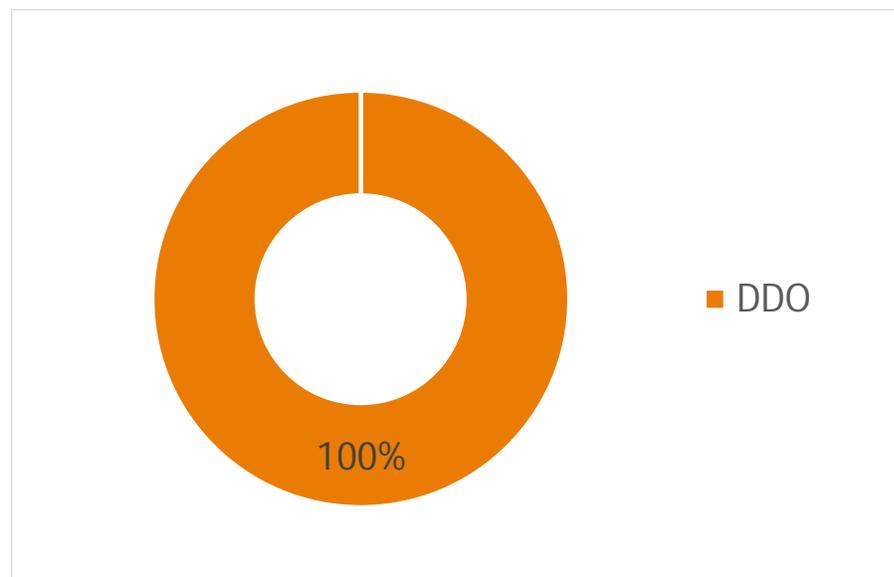


Figure 39: Capacité Installée du Libéria (2018) par combustible

4.1.8.2. PLAN DE DÉVELOPPEMENT DU PARC DE PRODUCTION

La priorité du pays, à court-terme est de récupérer la situation d'avant-guerre dans le pays.

4.1.8.2.1. Unités décidées

Plusieurs investissements visant à réduire les coûts et accroître la capacité installée sont actuellement en cours: 48 MW de production de fioul lourd à Bushrod et la reconstruction de Mount Coffee Hydro – tous deux concentrés à Monrovia. Ces centrales sont considérées comme décidées et ne seront pas remises en question :

Technologie (combustible)	Nom de la centrale (localisation)	Capacité Installée [MW]	Date de mise en service
DI (HFO)	Bushrod	48 (38+10)	2017 (déjà en service)
HYDRO	Mount Coffee (réhabilitation) 88 MW		2018 (déjà en service)

Tableau 30: Projets de production décidés : Libéria

4.1.8.2.2. Unités envisagées

Les projets de production du pays visent le développement du potentiel hydroélectrique du pays estimé à 2300 MW (voir Annexe C). Notons toutefois que ce potentiel hydroélectrique est soumis à de fortes variations intra-annuelles avec une réduction significative de la production pendant la saison sèche nécessitant une combinaison avec d'autres sources de production. Pour ces projets, il est considéré que la date de mise en service, la technologie et la capacité installée pourront être optimisées dans le cadre de la mise à jour du plan directeur de la CEDEAO.

En particulier, on peut mentionner les différents projets hydro sur la rivière Saint-Paul qui font l'objet d'étude de pré faisabilité, et qui présentent une capacité installée potentielle allant de 360 MW à 490 MW. Enfin, des projets standards de production thermique et renouvelable seront proposés à l'optimisation pour compléter les projets décidés et planifiés et permettre de satisfaire la demande du pays (voir section 4.3).

4.1.9. Mali

4.1.9.1. DIAGNOSTIC DE LA SITUATION ACTUELLE

Le Mali est constitué d'un réseau interconnecté et d'un grand nombre de centres isolés. Le réseau interconnecté qui est directement concerné par la présente étude a la particularité d'être divisé en 2 poches, pour des questions de stabilité du réseau de transport. Ainsi, la ligne 150kV Kalabankoro-Sirakoro à l'intérieur de la ville de Bamako est ouverte, une partie du réseau étant connecté à la Côte d'Ivoire et l'autre partie étant connectée au réseau de Manantali.

La capacité thermique disponible dans le réseau interconnecté atteint 240 MW dont 83 MW sont des groupes de location. Cette capacité est alimentée pour moitié par du fioul lourd et pour moitié par du diesel. Le détail des unités de production est présenté en Annexe B.

Le potentiel hydroélectrique du pays est développé à l'échelle nationale (projets Selingue et Sotuba) à hauteur de 53 MW.

En outre, les centrales hydroélectriques de Manantali et Félou sont localisées sur le territoire malien mais ces centrales sont gérées par l'OMVS et le productible est divisé entre les différents pays membres de cette organisation (part du Mali : respectivement 104 et 27 MW pour Manantali et Félou).

La figure suivante illustre le mix énergétique actuel du Mali (incluant la participation de Manantali et Félou). La capacité installée est répartie entre l'hydroélectricité et la capacité thermique

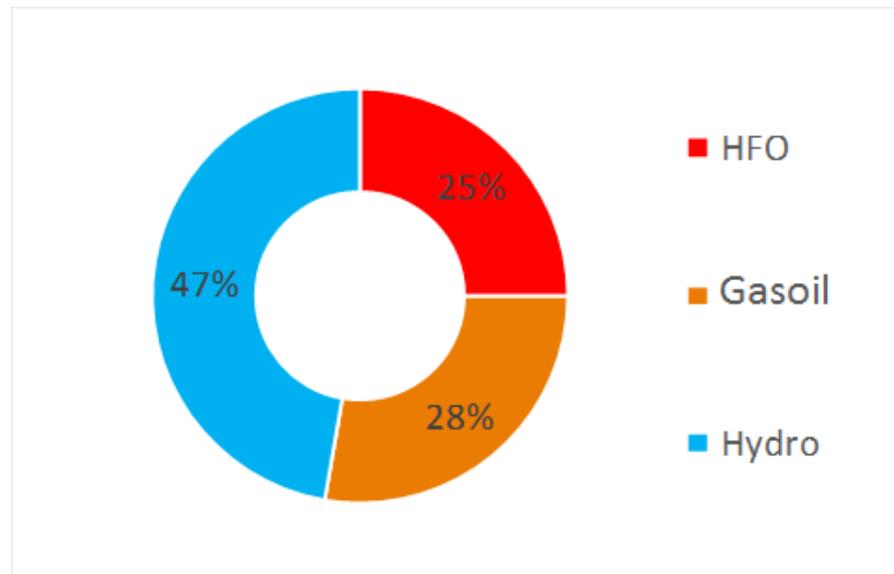


Figure 40: Capacité Installée du Mali (2018) par combustible

4.1.9.2. PLAN DE DÉVELOPPEMENT DU PARC DE PRODUCTION

Afin de réduire sa dépendance aux combustibles fossiles et compte tenu du potentiel hydroélectrique et solaire du pays, le Mali envisage le développement de ces 2 filières.

- Développement de projets hydroélectriques ;
- Développement de projets de centrales PV.
- En outre, le développement de projets thermiques, notamment en vue de remplacer les centrales de location reste d'actualité

4.1.9.2.1. Unités décidées

Dans le cadre de cette étude, les centrales suivantes sont considérées comme décidées et ne seront pas remises en question :

Technologie (combustible)	Nom de la centrale (localisation)	Capacité Installée [MW]	Date de mise en service
PV	Kita	50	2020
HFO	Bamako (Serakolo)	100 (8 unités entre 11 et 15 MW)	2021
DI (HFO)	Albatross (Kayes)	92	2018

Tableau 31: Projets de production décidés : Mali

En outre, la centrale hydroélectrique de Gouina est en cours de construction dans le cadre de l'OMVS et l'énergie sera répartie entre le Mali (34%), le Sénégal (33%) et la Mauritanie (33%).

4.1.9.2.2. Unités envisagées

Outre les projets mentionnés ci-dessus, les projets suivants sont envisagés pour le pays. Pour ces projets, il est considéré que la date de mise en service, la technologie et la capacité installée pourront être optimisées dans le cadre de la mise à jour du plan directeur de la CEDEAO.

Technologie (combustible)	Nom de la centrale (localisation)	Capacité Installée [MW]	Date de mise en service
HYDRO	Markala	10	-
HYDRO	Sotuba 2	5.7	-
HYDRO	Kenie	42	-
HYDRO	Kourouba	4	
HYDRO	Baoulé 3 et 4	24	
HYDRO	Bagoué 2	19	
HFO	Bamako (Serakolo)	100	
HFO	Bamako (Sanakroba)	100	
PV	Kati	65	
PV	Fana	50	
PV	Tenkele	40	
PV	Bia	40	
PV	Kurikolo	50	
PV	Segou	33	
PV	Sikasso	50	-
PV	Koutiala	25	-
PV	Medium	40	-
PV	WAPP Regional Project	150	-

Tableau 32: Projets de production planifiés : Mali

A ces projets s'ajoutent les centrales hydroélectriques de l'OMVS dont une partie de la production devrait être revenir au Mali. Ces projets sont décrits à la section 4.3.1.1.

Enfin, des projets standards de production thermique et renouvelable seront proposés à l'optimisation pour compléter les projets décidés et planifiés et permettre de satisfaire la demande du pays (voir section 4.3).

4.1.10. Niger

4.1.10.1. DIAGNOSTIC DE LA SITUATION ACTUELLE

Le Niger est divisé en 5 zones :

- La zone fleuve (Niamey) est alimentée par les groupes de Niamey, Goudel et tout récemment par la centrale de Gorou Banda de 80 MW (mise en service en 2017).
- La zone NCE, alimentée par les groupes diesel de Maradi, Tahoua, Malbaza et Zinder
- La zone Nord, alimentée par la centrale au charbon de Sonichar (37.6 MW) et les groupes de Agadez.
- La zone Est, alimentée par les groupes diesel de Diffa.
- Et la zone frontalière de Gaya, également alimentée par des groupes diesel.

La figure suivante illustre la répartition de la capacité installée du Niger par technologie. Le détail des unités de production est présenté en Annexe B.

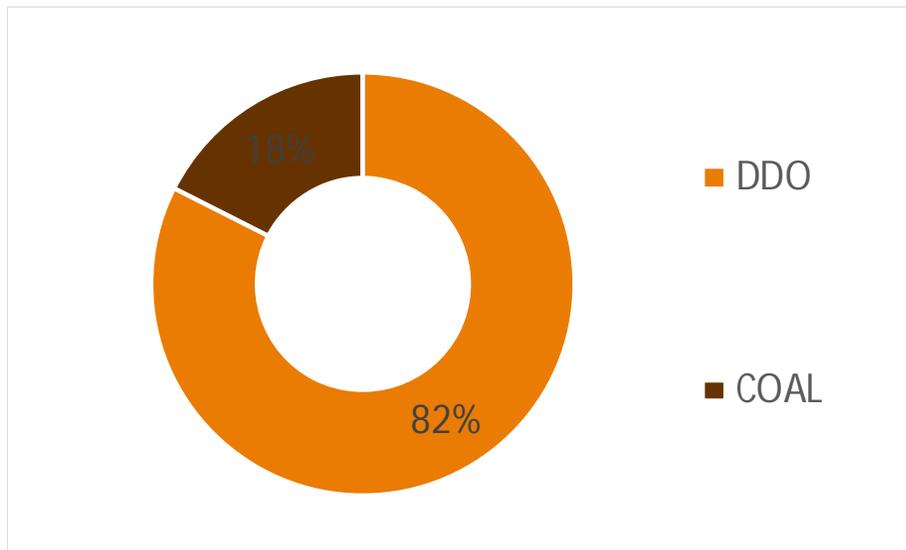


Figure 41: Capacité Installée du Niger (2018) par combustible

4.1.10.2. PLAN DE DÉVELOPPEMENT DU PARC DE PRODUCTION

Le développement du parc de production, tel qu'il est prévu actuellement, est principalement constitué de projets de centrales thermiques au charbon.

- La réhabilitation de la centrale de Sonichar au nord
- Nouvelle centrale de Salkadamna, de 200 MW pour la phase 1, extensible jusqu'à 600 MW à l'avenir.

Trois projets de centrales hydroélectriques ont également été définis, il s'agit des sites de Gambou, Kandadji et Dyondyong.

Enfin le Niger prévoit aussi de développer des centrales solaires, une première centrale de 20MW est attendue sur le site de Gorou Banda.

4.1.10.2.1. Unités décidées

Dans le cadre de cette étude, les centrales suivantes sont considérées comme décidées et ne seront pas remises en question :

Technologie (combustible)	Nom de la centrale (localisation)	Capacité Installée [MW]	Date de mise en service
COAL	Sonichar (réhab.)	68.8	2018
DO	Gorou Banda	20	2020
PV	Gorou Banda	20	2020
Hydro	Kandadji	130	2021
PV + diesel	Agadez	13 MW PV + 6 MW Diesel	2020
PV	Malbaza	7	2019
COAL	Salkadamna	200	2022

Tableau 33: Projets de production décidés : Niger

4.1.10.2.2. Unités envisagées

Outre les projets mentionnés ci-dessus, les projets suivants sont envisagés pour le pays. Pour ces projets, il est considéré que la date de mise en service, la technologie et la capacité installée pourront être optimisées dans le cadre de la mise à jour du plan directeur de la CEDEAO.

Technologie (combustible)	Nom de la centrale (localisation)	Capacité Installée [MW]	Date de mise en service
COAL	Salkadamna ph.2	400	
COAL	Sonichar	50	
PV	Lossa	10	
PV	NCE (Maradi)	30	
Hybride PV CC	Zinder	60	
PV	Dosso	10	

Technologie (combustible)	Nom de la centrale (localisation)	Capacité Installée [MW]	Date de mise en service
PV	Niamey	30	
CSP	Agadez	100	
HYDRO (DAM)	Gambou	105	-
HYDRO (DAM)	Dyondyong	26	-
HYDRO (DAM)	Kandadji	130	-
PV	Gorou Banda	30	-
PV	NCE	30	-

Tableau 34: Projets de production planifiés : Niger

Enfin, des projets standards de production thermique et renouvelable seront proposés à l'optimisation pour compléter les projets décidés et planifiés et permettre de satisfaire la demande du pays (voir section 4.3).

4.1.11. Nigeria

4.1.11.1. DIAGNOSTIC DE LA SITUATION ACTUELLE

Le parc de production du Nigéria est essentiellement constitué d'unités thermiques au gaz et de quelques unités hydroélectriques. C'est le pays avec la plus grande capacité installée.

- 1967 MW d'unités hydro
- 6748 MW de turbines à gaz
- 1848 MW de turbines à vapeur
- 1936 MW avec un cycle combiné

Malheureusement une grande partie du parc de production n'est pas disponible. Certaines unités sont hors-service suite à des problèmes divers.

La capacité considérée en service est donc considérée comme suit :

- 1216 MW d'unités hydro
- 4215 MW de turbines à gaz
- 1408 MW de turbines à vapeur
- 1731 MW avec un cycle combiné

La figure suivante illustre la répartition de la capacité installée du Nigeria par technologie. Le détail des unités de production est présenté en Annexe B.

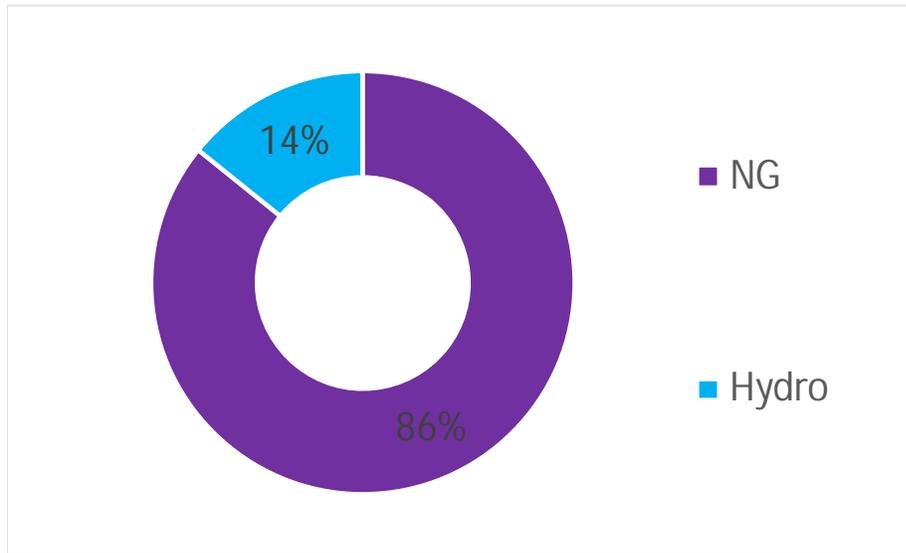


Figure 42: Capacité Installée du Nigeria (2018) par combustible

4.1.11.2. PLAN DE DÉVELOPPEMENT DU PARC DE PRODUCTION

Le plan de développement du parc de production du Nigeria prévoit de très nombreux projets. Pour la majorité, il s'agit de nouvelles turbines à gaz et nouveaux cycles combinés. Néanmoins, à plus long terme, quelques projets de centrales au charbon sont également envisagés.

4.1.11.2.1. Unités décidées

Dans le cadre de cette étude, les centrales suivantes sont considérées comme décidées et ne seront pas remises en question. Il s'agit des centrales actuellement en construction d'après le plan directeur 2017.

Technologie (combustible)	Nom de la centrale (localisation)	Capacité Installée [MW]	Date de mise en service
GT - NG	GBARAIN/UBIE I	113	2017
GT - NG	EGBEMA I - NIPP	339	2018-2019
GT - NG	OMOKU - NIPP	226	2018-2019
GT - NG	KADUNA IPP	215	2019
ST	ALAOJI 2+ NIPP	285	2025
HYDRO	GURARA	30	2017
HYDRO	KASHIMBILLA	40	

Tableau 35: Projets de production décidés: Nigeria

4.1.11.2.2. Unités envisagées

Outre les projets mentionnés ci-dessus, de nombreux projets sont envisagés pour le pays. Pour ces projets, il est considéré que la date de mise en service, la technologie et la capacité installée pourront être optimisées dans le cadre de la mise à jour du plan directeur de la CEDEAO. La liste complète des projets est reprise à l'Annexe C.

4.1.12. Sénégal

4.1.12.1. DIAGNOSTIC DE LA SITUATION ACTUELLE

Actuellement, le Sénégal ne dispose pas d'un réseau de transport d'électricité unique. Le réseau interconnecté alimente la région de Dakar ainsi que les parties Centre, Nord et Est du pays. Les centres régionaux de Ziguinchor et de Tambacounda forment des réseaux indépendants qui ne sont pas raccordés au réseau interconnecté. Enfin, des centres secondaires alimentent localement les localités du pays.

Réseau Interconnecté

Sur le réseau interconnecté, la production est majoritairement d'origine thermique. Elle est dominée par quelques producteurs indépendants et par les centrales de Bel-Air et de Cap-des Biches.

La capacité thermique disponible dans le réseau interconnecté atteint 491 MW. L'ensemble de cette capacité est alimentée par du fioul lourd. Le détail des unités de production est présenté en Annexe B.

En outre, depuis plusieurs années, le pays développe des projets solaires photovoltaïques dans tout le pays. La capacité totale raccordée au réseau interconnecté atteint 143 MW en 2018 (CICAD 2 MWc, Solaire Bokhol 20 MWc, Malicounda 22 MWc, Santhiou Mékhé 29,5 MWc, Ten Mérina Mékhé 29,5 MWc, Kahone 20 MWc, Sakal 20 MWc).

Enfin, à la capacité installée sur le territoire du Sénégal, il faut ajouter la centrale de Manantali, au Mali. Selon les textes instituant l'OMVS, le Sénégal dispose de 33% du productible de la centrale. La centrale fait 200 MW, donc 66 MW sont à disposition du Sénégal. De même, 12 MW sur les 60 MW de la centrale de Félou reviennent au Sénégal.

Réseaux secondaires

Deux centres secondaires ont une capacité installée significative. Il s'agit de Boutoute (28.8 MW de capacité installée thermique dont 10 MW sont des unités de location) et Tambacounda (8.8MW de capacité installée thermique dont 6 MW sont des unités de location). Dans ces centres, le combustible primaire est le diesel. Actuellement, ces centres fonctionnent de manière isolée mais ils seront raccordés au réseau interconnecté avec la mise en service de la boucle OMVG.

Bilan de la capacité installée

La figure suivante illustre le mix énergétique actuel du Sénégal (incluant la participation de Manantali et Félou). Le pays est fortement dépendant des combustibles fossiles, et en particulier du fioul lourd mais cette dépendance tend à décroître grâce au développement de projets solaires.

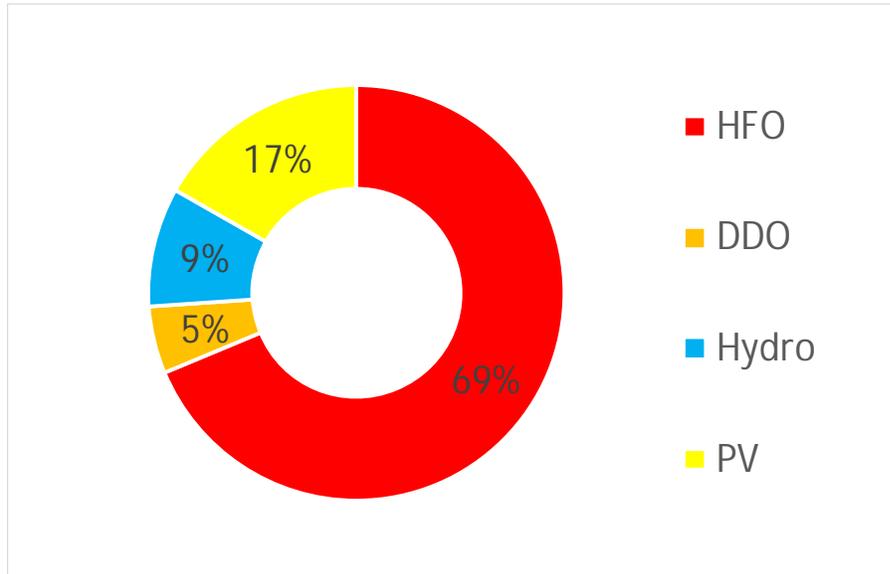


Figure 43: Capacité Installée du Sénégal (2018) par combustible

4.1.12.2. PLAN DE DÉVELOPPEMENT DU PARC DE PRODUCTION

Afin de réduire sa dépendance au fioul lourd, le Sénégal envisage de diversifier le mix énergétique du pays.

- Développement du potentiel solaire du pays dans la continuité de ce qui a été mis en place ces dernières années ;
- Développement de projets de centrale au charbon ;
- Exploitation des réserves de gaz récemment découvertes au large des côtes sénégalaises et mauritaniennes
- Participation au développement de projets hydroélectriques à envergure régionale (projets OMVG et OMVS)

4.1.12.2.1. Unités décidées

Dans le cadre de cette étude, les centrales suivantes sont considérées comme décidées et ne seront pas remises en question :

Technologie (combustible)	Nom de la centrale (localisation)	Capacité Installée [MW]	Date de mise en service
PV	Diass	25	2019
PV	Touba (scaling solar)	25	2019
PV	Kaloack (scaling solar)	35	2019
COAL	Sendou	115	2018
Diesel	Malicounda	120	2020
HYDRO	Sambangalou	128	2021
WIND	Project	50	2019
WIND	Project	50	2020
WIND	Project	50	2021

Tableau 36: Projets de production décidés : Sénégal

En outre, la centrale hydroélectrique de Gouina est en cours de construction dans le cadre de l'OMVS et le Sénégal bénéficiera d'une partie de son productible dès 2020.

Le démarrage de la construction du barrage de Sambangalou est planifié pour le quatrième trimestre 2018.

4.1.12.2.2. Unités envisagées

Outre les projets mentionnés ci-dessus, les projets suivants sont envisagés pour le pays. Pour ces projets, il est considéré que la date de mise en service, la technologie et la capacité installée pourront être optimisées dans le cadre de la mise à jour du plan directeur de la CEDEAO.

Technologie (combustible)	Nom de la centrale (localisation)	Capacité Installée [MW]	Date de mise en service
PV	World Bank project	100	-
PV	(scaling solar)	40	-
COAL	Mboro	3*90	-
CC (NG)	Kayar (Konoune)	115	-

Tableau 37: Projets de production planifiés : Sénégal

A ces projets s'ajoutent les centrales hydroélectriques de l'OMVS et de l'OMVG dont une partie de la production devrait être revenir au Sénégal. Ces projets sont décrits à la section 4.3.1.1.

Enfin, des projets standards de production thermique et renouvelable seront proposés à l'optimisation pour compléter les projets décidés et planifiés et permettre de satisfaire la demande du pays (voir section 4.3).

4.1.13. Sierra Leone

4.1.13.1. DIAGNOSTIC DE LA SITUATION ACTUELLE

Les données relatives au secteur de l'électricité sont difficiles à obtenir en Sierra Leone, et ce malgré la visite du consultant dans le pays. Selon les informations publiques collectées, le pays dispose d'un peu moins de 150 MW de capacité installée disponible à travers le pays pour environ 150 000 clients connectés.

Le système du Sierra Leone est divisé en plusieurs réseaux.

- La centrale hydroélectrique de Bumbuna alimente la ville de Freetown et la région de l'Ouest environnante de même que la ville de Makeni dans le district de Port Loko. En saison humide, la centrale hydroélectrique de Bumbuna génère environ 30-40 MW et pendant la saison sèche 10-18 MW, conduisant à des coupures d'électricité fréquentes dans les mois de février à avril. Une centrale thermique de 37MW est également connectée à ce système
- Les villes de Bo et Kenema, au sud-est du pays sont alimentées par un réseau 33kV local auquel est connectée la centrale hydroélectrique de Dodo (6MW) et depuis 2017 par les centrales hydroélectriques de Bankasoka, Charlotte et Makali, couvrant ensemble une capacité installée de 5 MW.

La figure suivante illustre le mix énergétique actuel du Sierra Leone (réseaux de Bumbuna et Bo-Kenema sur base des données publiques identifiées). La capacité installée est répartie entre l'hydroélectricité et la capacité thermique

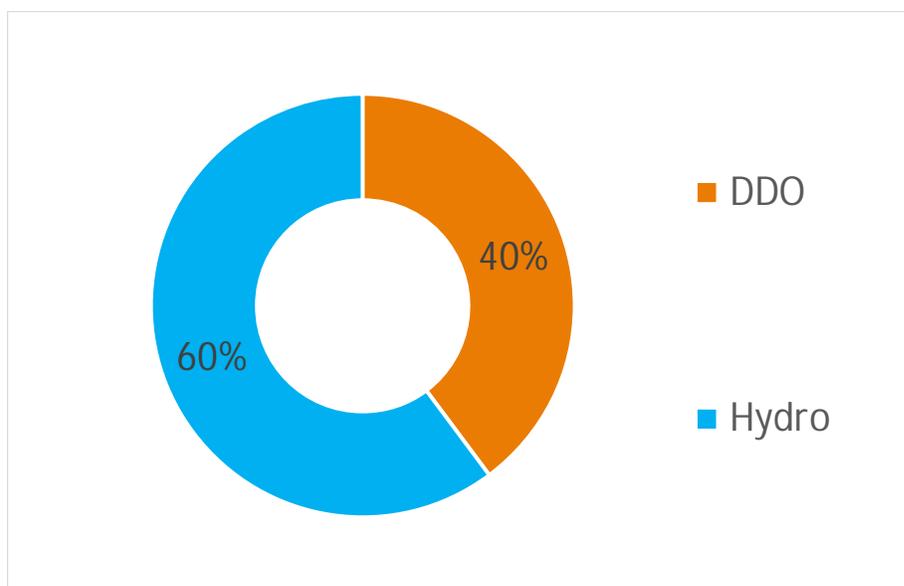


Figure 44: Capacité Installée du Sierra Leone (2018) par combustible

4.1.13.2. PLAN DE DÉVELOPPEMENT DU PARC DE PRODUCTION

Peu d'informations ont été transmises au consultant concernant les projets en cours de développement dans le pays. La feuille de route sectorielle est néanmoins très ambitieuse puisqu'elle vise le développement de 900MW thermiques, 650MW d'hydroélectricité de grande taille, 130 MW de petite hydroélectricité et 120 MW d'autres renouvelables. Une telle capacité visera non seulement l'alimentation de la demande résidentielle et commerciale mais également l'exploitation des ressources minières du pays. Notons toutefois que la demande minière est exclue du périmètre de la présente étude

4.1.13.2.1. Unités décidées

Dans le cadre de cette étude, les centrales suivantes sont considérées comme décidées et ne seront pas remises en question :

Technology (fuel)	Name of the plant (location)	Installed Capacity [MW]	Date of commissioning
HYDRO	Bumbuna II	132	2023
HYDRO	Bumbuna III (Yiben)	66	2023
HFO	CEC Africa Phase 1	50	2018
PV	Newton Solar	6	2019

Tableau 38: Projets de production décidés : Sierra Leone

4.1.13.2.2. Unités envisagées

Les projets de production du pays visent le développement du potentiel hydroélectrique du pays estimé à 2000 MW (voir Annexe C).

Technology (fuel)	Name of the plant (location)	Installed Capacity [MW]	Date of commissioning
Diesel	Port Ioko	2	
Diesel	Kambia	2	
Diesel	Lunsar	2	
PV	Heron Energy	5	
Diesel	Makeni	6	
Diesel	Kabala	2	
Diesel	Magbururka	2	
Diesel	Kailahun	2	
Diesel	Kenema	6	
HFO	Bo	6	
Solar	Bo	5	
Diesel	Pujehun	2	

Version finale

Technology (fuel)	Name of the plant (location)	Installed Capacity [MW]	Date of commissioning
Diesel	Moyamba	2	
Diesel	BontHe	1	
HFO	CEC Africa Phase 2	39	
HFO	CEC Africa Phase 3	39	

Tableau 39: Projets de production candidats : Sierra Leone

Enfin, des projets standards de production thermique et renouvelable seront proposés à l'optimisation pour compléter les projets décidés et planifiés et permettre de satisfaire la demande du pays (voir section 4.3).

4.1.14. Togo

4.1.14.1. DIAGNOSTIC DE LA SITUATION ACTUELLE

Au Togo, environ 30% de la capacité installée provient du barrage hydroélectrique de Nangbeto. En outre, le producteur indépendant Contour Global couvre une capacité installée de 90MW (turbines à gaz alimentées par le gazoduc de l'Afrique de l'Ouest). Le reste de la production est composée de groupes diesel ou petites turbines à gaz appartenant à la CEET ou à la CEB.

Le mix énergétique résultant est présenté à la figure ci-dessous. Le détail des unités de production est présenté en Annexe B.

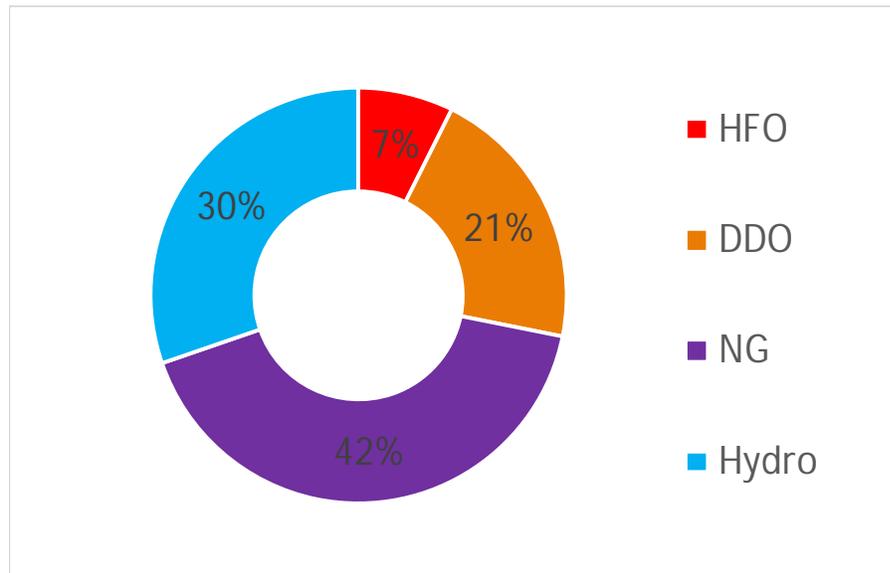


Figure 45: Capacité Installée du Togo (2018) par combustible

Il importe de noter que la demande électrique du Togo est alimentée non seulement par les centrales électriques de la CEB, CEET et CONTOUR GLOBAL mais aussi et surtout par les achats d'énergie à TCN et VRA.

4.1.14.2. PLAN DE DÉVELOPPEMENT DU PARC DE PRODUCTION

Outre le développement de nouveaux projets thermiques dans la région de Lomé, le Togo a réalisé une analyse du potentiel hydroélectrique inexploité du pays. L'ensemble de ces projets seront proposés à l'optimisation.

4.1.14.2.1. Unités décidées

Avec la sécurisation de l'approvisionnement en gaz depuis le Nigéria, le développement de centrales au gaz dans la périphérie de Lomé devrait se confirmer. Ainsi, la turbine à gaz de 50 MW est décidée et sera mise en service en 2020. Ce projet ne sera pas remis en cause dans le cadre de cette étude.

Technologie (combustible)	Nom de la centrale (localisation)	Capacité Installée [MW]	Date de mise en service
GT (NG)	Lomé	60	2020
HYDRO	Sarakawa	24.2	2023

Tableau 40: Projets de production décidés : Togo

4.1.14.2.2. Unités envisagées

Outre les projets mentionnés ci-dessus, les projets suivants sont envisagés pour le pays. Pour ces projets, il est considéré que la date de mise en service, la technologie et la capacité installée pourront être optimisées dans le cadre de la mise à jour du plan directeur de la CEDEAO.

Il est à noter que, compte tenu de l'incertitude liée à l'approvisionnement en gaz du site de Lomé et de l'importance de proposer un plan directeur robuste, l'extension de Contour Global sera questionnée, en particulier quant à sa taille et quant à l'origine du combustible utilisé.

Technologie (combustible)	Nom de la centrale (localisation)	Capacité Installée [MW]	Date de mise en service
HYDRO	Adjarala	147	-
HYDRO	Tététou	60	-
HYDRO	Titira	23.8	-
HYDRO	Kpessi	15.9	-
HYDRO	Wawa	8.4	-
HYDRO	Baghan	5.8	-
HYDRO	Kolo-Kopé	17.1	-
HYDRO	Seregbene	3.6	-
PV	Dapaong	30	
PV	Blitta	20	
COAL	TBD	450	

Tableau 41: Projets de production planifiés : Togo

Enfin, des projets standards de production thermique et renouvelable seront proposés à l'optimisation pour compléter les projets décidés et planifiés et permettre de satisfaire la demande du pays (voir section 4.3).

4.1.15. Cap Vert

4.1.15.1. DIAGNOSTIC DE LA SITUATION ACTUELLE

En 2008, la capacité totale installée était estimée à 91,4 MW et répartie comme suit : 89.1 MW provenant de ressources thermiques fossiles et 2.1 MW provenant de l'énergie éolienne. La plus importante centrale thermique d'une capacité de 38.5 MW est implantée à Praia suivie de celle de S. Vicente (18.3 MW) et de Sal (9 MW).

La capacité installée s'est ensuite accrue de manière considérable pour atteindre 156.2 MW en 2012 et au 31 décembre 2016, ELECTRA détenait un ensemble de 13 centrales thermiques de dimensions variables pour une capacité installée de 160 MW (125 MW disponibles), 1 parc éolien et 2 parcs solaires auxquels il faut ajouter la capacité installée de 4 centrales gérées par des producteurs indépendants (3 projets éoliens et 1 projet solaire).

En termes de productible, 80% de l'énergie produite est d'origine thermique, tandis que 17.5% provient de l'énergie éolienne et 1.5% de l'énergie solaire.

4.1.15.2. PLAN DE DÉVELOPPEMENT DU PARC DE PRODUCTION

Compte tenu de la situation insulaire du pays et du manque de ressources fossiles sur le territoire national, le coût de l'énergie thermique est particulièrement élevé dans le pays. Dès lors, le pays envisage le développement à grande échelle des énergies renouvelable. Ainsi, le gouvernement ambitionne d'atteindre un mix énergétique 100% renouvelable grâce à des technologies de pointe et à des pratiques commerciales innovantes.

Ce mix énergétique reposerait majoritairement sur les énergies solaires et éoliennes, potentiellement appuyées par des options de stockage pour pallier aux variabilités des ressources renouvelables.

4.2. Potentiel de ressources naturelles

4.2.1. Ressources fossiles

4.2.1.1. DISPONIBILITÉS DES COMBUSTIBLES

Gaz Naturel

Historiquement, le Gaz Naturel a représenté une large part du mix énergétique sur l'axe Nigéria, Bénin, Togo, Ghana, Côte d'Ivoire.

Outre le Nigéria qui possède un gigantesque potentiel gazier, le Ghana et la Côte d'Ivoire sont également deux pays producteurs de Gaz Naturel. Ainsi, selon les estimations les plus récentes, le Ghana et la Côte d'Ivoire possèdent chacun des champs gaziers pour un potentiel de respectivement 270 et 176 Mpc/j en 2018. Le tableau suivant indique l'offre globale cumulée des champs gaziers certifiés dans chacun de ces 2 pays pour les 12 prochaines années.

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030
Côte d'Ivoire	176	172	165	153	142	140	135	134	130
Ghana	270	310	300	310	310	300	290	280	230

Tableau 42: Réserves prouvées de Gaz Naturel (Ghana + Côte d'Ivoire)

Dans les pays côtiers, l'exploitation des champs gaziers nationaux et l'importation de Gaz Naturel nigérian au travers du gazoduc ouest-africain (GAO) ont permis le développement de plusieurs centrales thermiques au gaz.

Néanmoins, la région fait actuellement face à un déficit de Gaz Naturel qui, dans certains cas, induit le recours à des combustibles liquides ou à des délestages de charge. Au Nigéria, premier pays exportateur de Gaz Naturel de la sous-région, l'alimentation en gaz est ainsi fréquemment interrompue par le sabotage des infrastructures de transport (gazoducs).

La découverte récente d'un immense champ gazier au large du Sénégal et de la Mauritanie (Grand Tortue-Ahmeyim – gisement estimé à 450 milliards de mètres cubes) change néanmoins le paradigme. La carte ci-dessous illustre les réserves prouvées dans la sous-régions (en trillions de mètres cubes).



Figure 46: Réserves prouvées en Gaz Naturel dans la sous-région (trillions de mètres cubes)

Combustibles liquides

Le Nigeria, le Ghana et la Côte d'Ivoire sont des producteurs de pétrole. Cependant, en raison du coût prohibitif de la ressource, l'utilisation de combustibles liquides dans les pays côtiers n'est envisagée qu'en cas d'indisponibilité des ressources gazières (mesure temporaire).

Dans d'autres pays de la sous-région néanmoins, la dépendance aux combustibles fossiles est beaucoup plus importante, notamment faute d'alternative accessible. Pour ces pays, l'exposition aux marchés internationaux du cours du pétrole et la volatilité des prix aggravent le déficit du secteur électrique.

Charbon

Afin de diversifier le mix énergétique, de réduire la dépendance vis-à-vis du combustible liquide et de diminuer le coût de l'approvisionnement, le charbon sera pris en compte pour la production d'électricité dans le cadre de ce schéma directeur. Cette option est déjà envisagée par plusieurs pays de la sous-région dont le Niger, le Sénégal et la Côte d'Ivoire.

Certains de ces projets visent la mise en valeur des réserves de charbon de Salkadamma (Niger), estimées à 69 millions de tonnes, incluant la construction d'une mine à ciel ouvert.

Il importe toutefois de noter que les centrales au charbon ont un impact environnemental important, compte tenu du niveau d'émissions de gaz à effet de serre (CO₂, NO_x et SO₂) nettement supérieur aux autres technologies (gaz et diesel). Le tableau ci-après synthétise les émissions typiques de CO₂ pour différentes technologies (charbon, gaz naturel et diesel). Il est à noter que les centrales au charbon émettent en outre 4 à 5 fois plus d'oxyde d'azote que les autres technologies ainsi que des quantités substantielles de dioxyde de soufre.

Technologie	Emissions CO ₂ [kg/MMBTU]
Charbon	95.35
Gaz Naturel	53.07
Diesel	71.3

Tableau 43: Emissions de CO₂ par type de combustible (source: IEA)

Le développement de projets de centrales au charbon nécessite donc la prise en compte des aspects environnementaux et le développement de mesures spécifiques d'atténuation des effets. En outre, les institutions financières internationales sont de plus en plus réticentes au financement de ces projets et la pression internationale s'accroît pour la fermeture des centrales au charbon.

4.2.1.2. INFRASTRUCTURES EXISTANTES ET PROJETS FUTURS

Gazoduc ouest-africain (GAO)

La figure ci-après présente le GAO permettant de transporter le gaz nigérian vers les marchés béninois, togolais et ghanéen.

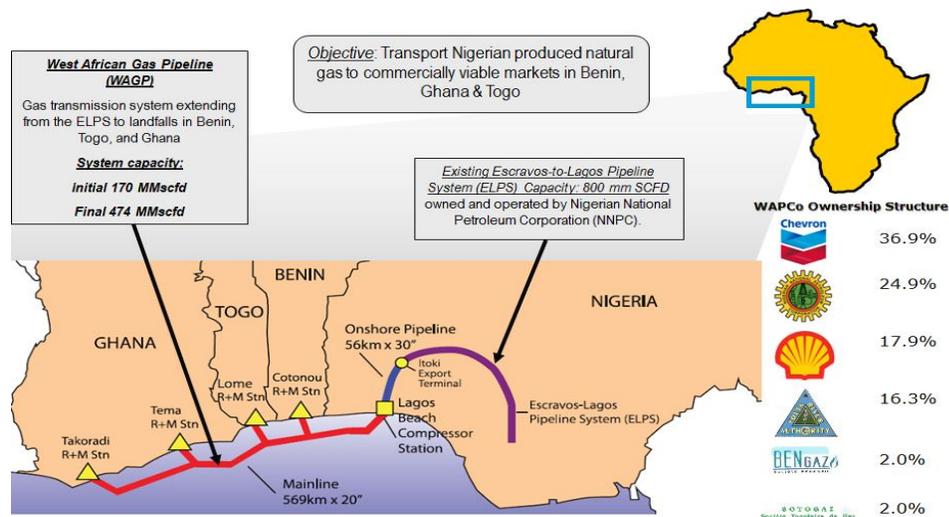


Figure 47: Gazoduc GAO (source: WAGPA)

Le Ghana est le principal bénéficiaire du Gaz naturel Nigérian puisqu'il consomme plus de 90% du gaz livré, tandis que le Bénin et le Togo se partagent 8% à parts égales. Notons toutefois, que le gazoduc, mis en service en 2009 ne permet pas d'échanger les volumes contractés, comme illustré sur la figure ci-après. Depuis le début des échanges commerciaux en 2011, moins de 50% des volumes contractuels ont effectivement été livrés. Cet écart s'explique par de nombreux facteurs incluant l'indisponibilité de la ressource gazière en amont du gazoduc, le défaut de paiement de certains clients et des incidents majeurs offshore.

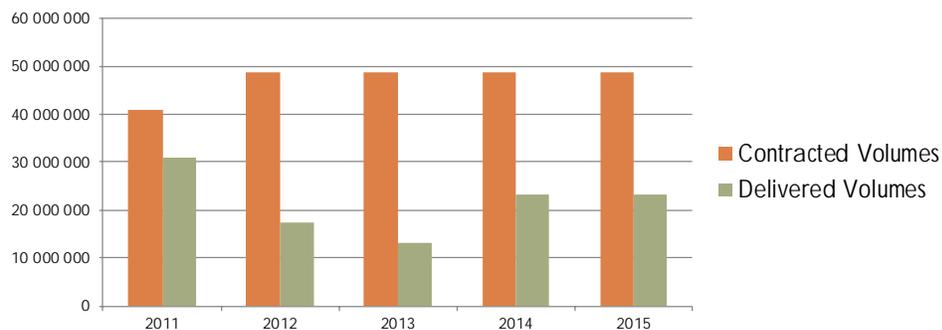


Figure 48: Volumes de gaz naturel échangés (source: WAGPA)

Développement d'infrastructures GNL

Compte tenu des réserves limitées voire inexistantes de la plupart des pays de la sous-région et compte tenu du manque de fiabilité du GAO, de nombreux pays envisagent le développement de projets de Gaz Naturel Liquéfié. On distingue généralement deux grandes catégories de stations de regazéification:

- Stations de regazéification onshore;
- Unité Flottante de Stockage et Regazéification (UFSR): Réception des livraisons de Gaz, Stockage et Transformation du GNL et transmission sur le réseau par un pipeline (stations offshore).

Dans la sous-région, la technologie UFSR est privilégiée pour les questions de coût et de temps de fabrication.

La carte suivante illustre quelques projets envisagés dans la sous-région



Figure 49: Projets UFSR (source: Interfax)

4.2.1.3. PRIX DES COMBUSTIBLES FOSSILES

Cette section vise à fournir des projections de prix pour tous les combustibles fossiles utilisés pour la production d'électricité en Afrique de l'Ouest ou envisagés pour un projet futur. Ces combustibles sont le gaz naturel (GN), le HFO (heavy fuel oil), DDO (distillate diesel oil), le LCO (light crude oil) et le charbon. Pour chaque type de combustible, un prix identique est supposé pour tous les pays de la sous-région (à l'exclusion du coût de transport qui diffère pour les pays de l'intérieur (hinterland) par rapport aux pays côtiers). Le raisonnement est que les prix du combustible internationaux ou régionaux devraient être utilisés car tous les pays ont accès aux mêmes marchés de combustible. De plus, même si le combustible est disponible localement, les prix internationaux ou régionaux devraient être pris en compte car ces combustibles pourraient être vendus sur ces marchés régionaux ou internationaux. Considérer ces combustibles à prix coûtant plutôt qu'au prix du marché, permettrait de promouvoir ce combustible pour la production d'énergie par rapport aux combustibles importés et donc négligerait l'impact sur le bien-être des carburants indigènes. En d'autres termes, les coûts d'opportunité de ces ressources naturelles seraient négligés. La seule exception envisagée ici est l'extraction locale, actuelle et future, de charbon au Niger et au nord du Nigeria qui n'est pas prévue pour être exportée en dehors de la zone de production. Cette ressource n'a pas de lien possible avec le marché international et ne peut donc représenter un coût d'opportunité.

Les différents types de combustibles disponibles pour la production d'électricité dépendent de la localisation : Pour les besoins de la présente étude, Il est considéré que les combustibles liquides sont disponibles pour tous les pays, si besoin en intégrant des coûts de transport plus élevés pour les pays de l'hinterland Mali, Burkina et Niger reflétant le coût élevé du transfert par camion citerne depuis les raffineries et ports côtiers. De même, il est considéré que le gaz naturel est disponible pour les pays côtiers du Sénégal au Nigeria. Trois types de gaz doivent être distingués : le gaz produit localement en Côte d'Ivoire, au Ghana, au Nigeria et possiblement au Sénégal; Le gaz nigérian, fourni par le GAO (Gazoduc Ouest Africain) au Bénin, au Ghana et au Togo, et éventuellement en Côte d'Ivoire; et le gaz naturel liquéfié (GNL) possiblement importé dans tous les pays côtiers. Comme expliqué ci-dessus, le charbon produit localement est disponible au Niger et au Nigeria. On considère que le charbon importé est disponible pour tous les pays côtiers.

Les hypothèses concernant les prix des combustibles et leur évolution au cours de la période d'étude sont présentées à la Figure 50. Il convient de noter que les prix du gaz naturel et du charbon sont nettement inférieurs aux prix des combustibles liquides. En 2017, les combustibles liquides sont en moyenne plus chers de 50% que le gaz naturel et le charbon importé est environ 40% moins cher que le gaz naturel pour le même contenu énergétique. Les combustibles liquides importés par camion-citerne dans les pays de l'hinterland sont en moyenne 23% plus chers que sur la côte.

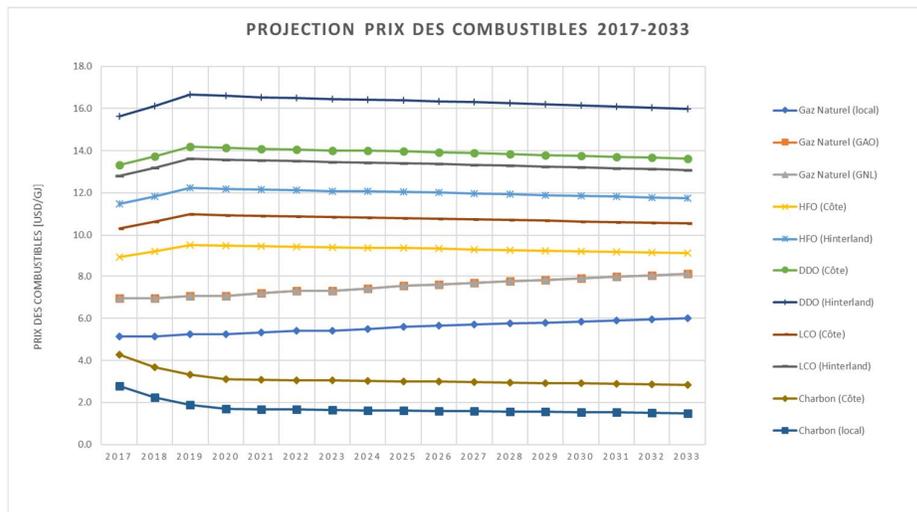


Figure 50 : Coûts des combustibles en Afrique de l'Ouest sur la période étudiée

L'évolution du prix des combustibles à l'horizon de planification se base sur les estimations de la Banque mondiale publiées en octobre 2017⁵. L'évolution à long terme des prix des combustibles découlent directement de leurs estimations par la Banque mondiale. Ces tendances sur le marché international sont fournies pour des produits représentatifs pour la période 2014-2030 dans le document *Commodity Markets Outlook* (Perspectives des marchés de matières premières) et sont représentées à la Figure 51. L'évolution prévue est présentée à USD constants. Les tendances ont été extrapolées pour couvrir l'horizon étudié jusqu'en 2033.

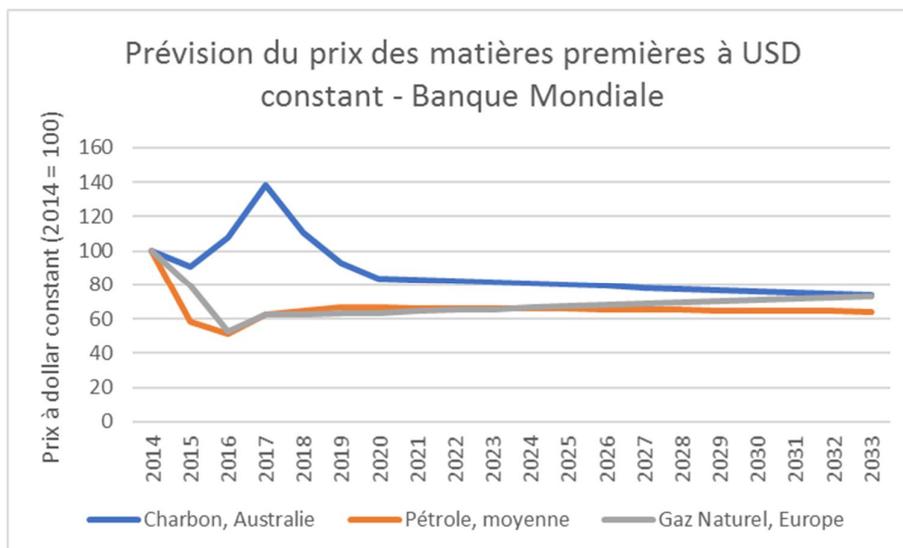


Figure 51 : Prévion des coûts des matières premières à USD constant, Banque Mondiale

Les prix en 2017 pour les différents types de combustibles en Afrique de l'Ouest sont basés sur les prix du marché international et sont calculés en tenant compte des coûts de transport pour refléter les niveaux de prix en Afrique de l'Ouest. A partir de ces prix "sur la côte", les coûts de transport par camion-citerne vers les pays de l'intérieur sont ajoutés afin d'obtenir les prix de "l'hinterland" pour les combustibles liquides. Les coûts liés au transport de carburant entre mer et terre sont détaillés à la section suivante.

Le prix du Gaz Naturel est basé sur l'exportation limitée de GNL du Nigeria vers les États-Unis en 2017 qui a été ajustée en fonction des coûts de transport maritime. Le niveau des prix a été validé avec les prix rencontrés en Europe, le marché de référence le plus proche. La tendance à long terme suit les prévisions de la Banque Mondiale.

Version finale

⁵ Commodity Markets Outlook, World Bank Group, Octobre 2017.

Le prix du charbon en Afrique de l'Ouest est la moyenne des prix spot du charbon en Colombie et en Afrique du Sud en 2017, les exportateurs de charbon de référence les plus proches, ajustés pour tenir compte des coûts de transport du terminal de Puerto Bolivar ou du terminal charbon de Richards Bay respectivement. La tendance à long terme suit les prévisions de la Banque Mondiale. Comme expliqué ci-dessus, un prix domestique est considéré pour le charbon local au Niger et au Nigeria car aucune exportation n'est possible pour ces ressources. Le prix considéré reflète les coûts de production locaux fournis par Nigelec pour des mines représentatives. La même tendance à long terme est appliquée.

Pour les combustibles liquides, les prix spot moyens de 2017 à la bourse de New York, le marché de référence des produits pétroliers et important importateur de pétrole ouest-africain ont été pris en compte et corrigés sur base du différentiel de coût de transport. Les ratios entre les différents prix des combustibles liquides considérés ici, DDO, HFO et LCO sont basés sur des ratios correspondants développés dans le cadre du PD WAPP 2011 et de l'analyse IRENA qui en découle. La tendance à long terme suit la tendance prévue pour le prix mondial moyen du pétrole brut présenté à la Figure 51.

Coûts de transport

Les prix des combustibles en Afrique de l'Ouest sont présentés pour deux conditions particulières, «livré à la côte» et «livré à l'arrière-pays». "Livré à la côte" correspond à la livraison de combustible pour tous les pays côtiers du Sénégal au Nigeria. "Livré à l'arrière-pays" correspond à la livraison pour le Mali, le Burkina Faso et le Niger. Pour chaque cas, les prix moyens des combustibles sont présentés hors taxes et hors subventions.

Les prix des combustibles aux frontières d'un pays exportateur sont donnés par l'analyse présentée ci-dessus. Il est donc nécessaire d'ajouter le coût du transport maritime pour obtenir le prix du combustible "livré à la côte" et en sus le coût du transport routier pour obtenir le prix du combustible "livré à l'arrière-pays"

Les coûts de transport sont estimés sur la base de l'expérience du consultant, des projets récents dans la région et des publications de l'AIE:

- Les coûts de transport maritime des combustibles liquides pour un pétrolier de 30 000 tonnes sont estimés à 5,9 USD/ktonne/mile
- Les coûts de transport maritime du charbon entre l'Afrique du Sud ou la Colombie et l'Afrique de l'Ouest sont estimés à 30 USD/tonne
- Les coûts de transport routier du carburant liquide par camion-citerne sont estimés à 0.11 USD/tonne/km
- En ce qui concerne le coût du transport du gaz naturel, trois prix différents doivent être considérés en fonction de l'origine (à l'exclusion de tout arrangement contractuel comme le contrat de location et d'exploitation)
 - GAO: 2 USD/MMBTU
 - Gaz local: environ 0,1 USD/MMBTU
 - GNL: liquéfaction: 0,9 USD/MMBTU; transport: 0,9 USD/MMBTU; gazéification et stockage: 0,2 USD/MMBTU

Compte tenu de ces coûts de transport et de l'analyse présentée à la section précédente, il est possible d'estimer les coûts moyens de divers combustibles «livrés à la côte» et «livrés à l'arrière-pays» (nets d'impôts et de subventions). Les valeurs pour certaines années de la période d'étude sont présentées au Tableau 44 : Projections des prix de combustibles

[USD/GJ]	2017	2025	2033
Gaz Naturel (local)	5.1	5.6	6.0
Gaz Naturel (GAO)	6.9	7.5	8.1
Gaz Naturel (GNL)	6.9	7.5	8.1
HFO (Côte)	9.0	9.4	9.2
HFO (Hinterland)	11.5	12.0	11.8
DDO (Côte)	13.3	14.0	13.6
DDO (Hinterland)	15.6	16.4	16.0
LCO (Côte)	10.3	10.8	10.5
LCO (Hinterland)	12.8	13.4	13.1
Charbon (Côte)	4.3	3.0	2.8
Charbon (local)	2.8	1.6	1.5

Tableau 44 : Projections des prix de combustibles

4.2.2. Ressources hydroélectriques

L'Afrique de l'Ouest compte 28 bassins fluviaux transfrontaliers. Les plus importants sont le Niger (partagés entre 11 pays si l'on prend en compte la partie non active du bassin), le Sénégal (4 pays), la Volta (6 pays), le Lac Tchad et la Comoé (4 pays). A l'exception du Cap Vert, chaque pays de la CEDEAO partage au moins un cours d'eau avec l'un de ses voisins. Quatorze bassins transfrontaliers sont recensés en Guinée où naissent un grand nombre de cours d'eau. On en compte huit en Côte d'Ivoire, sept au Liberia, cinq au Nigeria et en Sierra Leone. Au total, les bassins transfrontaliers couvrent 71 % de la superficie totale de la région (source : OCDE).

Un des objectifs de ce plan directeur ainsi que des plans directeurs nationaux de la plupart de pays de l'Afrique de l'Ouest est la mise en valeur des ressources hydro-électrique non encore exploitées.

De nombreux projets hydro-électriques ont ainsi été identifiés lors d'études précédentes et répertoriés dans le cadre de cette étude. Chaque projet présente ses caractéristiques propres (coût, productible,...) et il n'est pas possible de présenter des coûts standards pour les ouvrages hydroélectriques. La liste des projets identifiés est présentée en Annexe C, compilant les informations collectées sur ces projets.

4.2.3. Ressources renouvelables

4.2.3.1. OBJECTIFS D'INTÉGRATION DES ENRS

Dans le but d'offrir « *une énergie abordable, fiable, durable et moderne pour tous* » grâce au vaste potentiel inexploité des énergies renouvelables (solaire, éolien et hydraulique), la politique d'énergies renouvelables de la CEDEAO a établi les objectifs suivants pour les énergies renouvelables connectées au réseau:

- 1) Accroître la part de pénétration des énergies renouvelables dans le mix d'électricité notamment la grande hydroélectricité à 35% à l'horizon 2020 et 48% à l'horizon 2030;
- 2) Accroître la part de pénétration des énergies renouvelables en excluant la grande hydroélectricité à 10% à l'horizon 2020 et à 19% à l'horizon 2030. Cela contribuera à l'installation d'une capacité de production de 2424 MW d'énergies renouvelables à partir de l'énergie éolienne, solaire, de la bioénergie et de la petite hydroélectricité à l'horizon 2020 et 7606 MW à l'horizon 2030.

Ces objectifs se déclinent dans les différentes politiques nationales comme suit:

Pays	2020	2030
Benin	20%	44%
Burkina Faso	23%	50%
Côte d'Ivoire	6%*	16%*
Gambie	35%	48%
Ghana	10%*	20%*
Guinée	25%*	30%*
Guinée-Bissau	30%	50%
Liberia	25%	30%
Mali	0%*	30%*
Niger	40%	57%
Nigeria	20%	30%
Sénégal	20%*	30%*
Sierra Leone	30%	50%
Togo	15%	30%

Tableau 45: Objectifs d'intégration des énergies renouvelables au réseau interconnecté en terme de mix énergétique (source: IRENA)

* Excluant la grande hydroélectricité

Notons que ces objectifs proviennent pour la plupart des politiques énergétiques nationales. Ils ont été collectés par IRENA au cours de séminaires sur la planification de la production en 2015/2016. Pour les pays pour lesquels aucun objectif n'a été transmis, les chiffres transmis proviennent des rapports SE4ALL.

Dans le cadre de la présente actualisation, le taux d'intégration des énergies renouvelables sera déterminé par l'étude économique et prendra en compte les contraintes techniques. Les pénétrations pourraient être supérieures aux objectifs de la CEDEAO et la répartition par pays dépendra du potentiel de chacun.

4.2.3.2. DISPONIBILITÉ DES RESSOURCES

Ressources Solaires

Ces dernières années, les projets solaires ont afflué dans les différents pays de l'Afrique de l'Ouest. D'abord dévolue à des solutions individuelles (kits solaires), l'énergie solaire se généralise dorénavant comme une source de production à grande échelle connectée aux réseaux de transport interconnectés et ce malgré difficultés inhérentes à ces technologies telles que la gestion du caractère intermittent de la ressource et l'importante emprise au sol des panneaux PV.

En effet, compte tenu du déficit énergétique de la sous-région et la présence de zones enclavées sans ressources pétrolières ni hydrauliques, l'énergie solaire est une ressource précieuse et, qui plus est, de plus en plus abordable du point de vue économique. En outre, ces dernières années, dans les différents pays, les procédures se sont perfectionnées et standardisées et les délais se sont automatiquement raccourcis pour la mise en œuvre des projets PV.

Mais la principale force de cette ressource est son potentiel, immense à l'échelle du continent et en particulier en Afrique de l'Ouest. En effet, les zones au Nord de la sous-région profitent d'une irradiation solaire dépassant 2000 kWh/m².

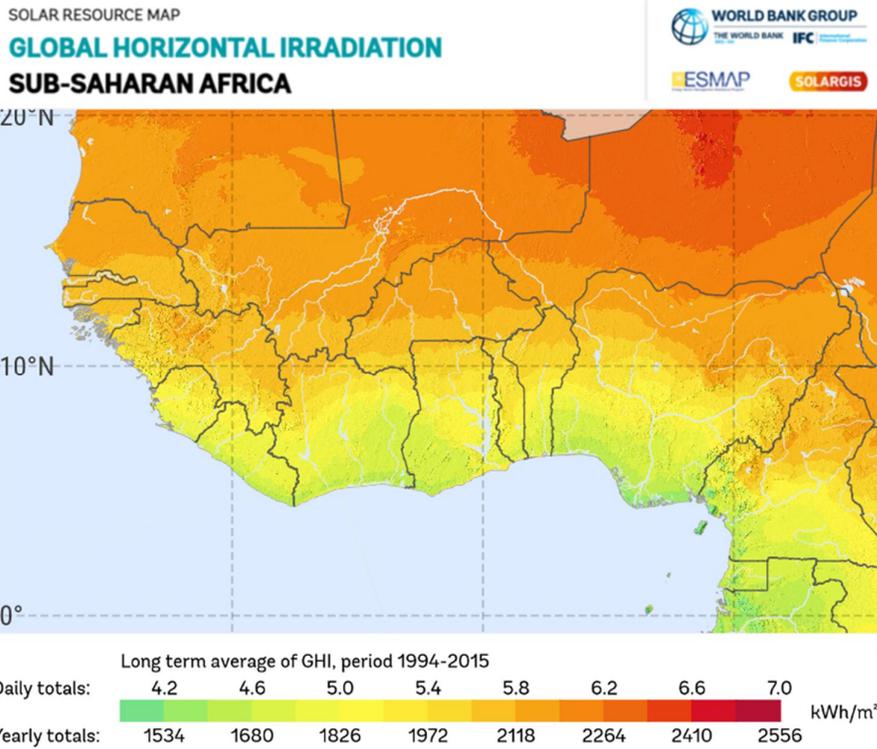


Figure 52: GHI Afrique de l'Ouest 1994-2015 (© 2017 The World Bank, Solar resource data: Solargis)

Le potentiel PV dans cette région varie ainsi entre 1300kWh/kWp dans le sud de la zone et 1800 kWh/kWp dans le nord.

Pour les technologies CSP, l'irradiation directe normale (DNI en kWh/m²/y) est un critère essentiel pour définir le potentiel des sites. De manière standard, le développement des centrales CSP se concentre dans les zones avec un DNI supérieur à 2000kWh/m²/an (idéalement à 2200kWh/m²/an).



Based on Lilliestam et al., 2017.

Figure 53: DNI sur le site des projets CSP mis en service entre 2009 et 2016 (source: IRENA)

En Afrique de l'Ouest, seules les zones les plus septentrionales remplissent ce critère, limitant de ce fait le potentiel effectif de la sous-région, d'autant plus que ces zones sont faiblement peuplées et les infrastructures y sont quasiment inexistantes.

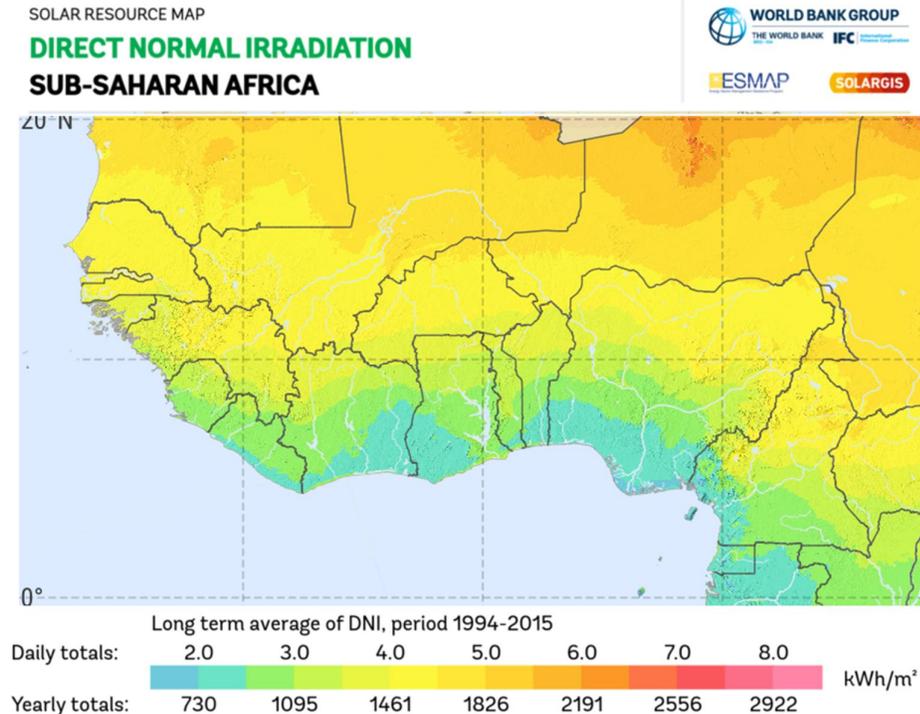


Figure 54: DNI Afrique de l'Ouest 1994-2015 (© 2017 The World Bank, Solar resource data: Solargis)

Le détail des GHI et DNI par pays (© 2017 The World Bank, Solar resource data: Solargis) est présenté en Annexe D.

Ressources Eoliennes

Même si les ressources éoliennes sont dans l'ensemble nettement plus faibles que les ressources solaires en Afrique de l'Ouest, certaines zones bénéficient de vents forts qui permettraient le déploiement de l'énergie éolienne.

Afin d'identifier ces zones, le Consultant a utilisé le logiciel de cartographie de vent INTERFACE de VORTEX reconnu internationalement par le secteur éolien. Ce logiciel permet de modéliser les vents dans différentes parties du monde dans le but de conduire des études d'orientation.

Le modèle a été utilisé pour chacun des 14 pays de l'EEEAO afin d'identifier les régions de chaque pays présentant un potentiel éolien. Les cartes présentées en Annexe E reprennent chacune de ces zones. Le tableau ci-dessous représente les productibles moyens pour les meilleurs sites de chaque pays.

Pays	Vitesse de vent moyenne [m/s]	Productible [MWh/MW/an]
Bénin	6.5	3006
Burkina Faso	6.5	2599
Côte d'Ivoire	4.8*	1565
Gambie	6	2588
Ghana	6	2588
Guinée	8	4051
Guinée Bissau	5*	1717
Libéria	Trop faible**	
Mali	7.2	3531
Niger	8	4051
Nigeria	7.8	3933
Sénégal	6	2588
Sierra Leone	Trop faible**	
Togo	5.8	2451

Tableau 46 Potentiel éolien par pays (meilleurs sites identifiés)

*Ce niveau de production est généralement trop faible pour motiver un investissement dans une technologie standard

** Développement éolien compromis : Faibles vitesses de vent (entre 3 et 3.5 m/s) et présence de forêts denses ou reliefs importants

Ressources Biomasse

Conformément à la directive européenne EC 2009 RES sur la promotion de l'utilisation d'énergie produite à partir de sources renouvelables, la biomasse est définie comme étant « *la fraction biodégradable des produits, déchets et résidus provenant de l'agriculture biologique (substances animales et végétales), des industries forestières et assimilées, de la pêche, des cultures et des déchets municipaux et industriels* ».

L'utilisation de bio-fuel à la place de combustibles fossiles traditionnels présente deux avantages :

- Le CO₂ fossile est remplacé par du CO₂ vert, donnant la possibilité d'obtenir des unités neutres du point de vue du CO₂ émis ;
- Cela permet aussi de réduire la dépendance aux combustibles fossiles.

Les principales sources de biomasse sont :

- Les cultures agricoles et les résidus ;
- Les eaux usées ;
- Les résidus industriels ;
- Les résidus d'élevage ;

- Les déchets solides municipaux.

Trois types de biomasse peuvent être distingués:

- Biomasse solide (déchets, biomasse de bois et résidus solides en général) ;
- Biomasse liquide (huiles végétales, bioéthanol et biodiesel) ;
- Biomasse gazeuse (gaz de synthèse et biogaz).

Le critère principal de sélection de biomasse comme source d'énergie est le «développement durable». Cela signifie qu'il faut considérer la biomasse comme une source d'énergie éthique sans interférence avec la production agricole et alimentaire. Comme mentionné ci-dessus seuls les résidus peuvent être utilisés comme source d'énergie.

Les résidus de bois, les résidus de l'industrie agricole et les cultures énergétiques sont, pour la plupart, des sources fiables de biomasse « durables » qui peuvent être utilisées pour le chauffage et la production d'électricité. Avant tout engagement concernant l'utilisation de biomasse comme source d'énergie, des études approfondies concernant les aspects de la durabilité doivent être menées.

En Afrique de l'Ouest, les principales ressources agricoles sont les suivantes :



Figure 55: Ressources Agricoles (source: Banque Mondiale)

Synthèse

Dans le rapport « *Planning and Prospects for Renewable Energy* », IRENA a synthétisé le potentiel renouvelable de l'ensemble des 14 pays de l'Afrique de l'Ouest. Ce potentiel est résumé dans le tableau ci-dessous.

Pays	Mini Hydro	CSP	Solar PV	Biomass	Wind 20%*	Wind 30%*
	MW	TWh	TWh	MW	MW	MW
Burkina Faso	140	18.1	77.4	2 250	4 742	29
Côte d'Ivoire	242	2.2	103	1 530	491	0
Gambie	12	3.2	4.74	23.75	197	5
Ghana	1	2.3	76.4	1 133	691	9
Guinée	332	4.7	52.0	656	2.4	0
Guinée-Bissau	2	9.0	14.9	71	142	0
Liberia	1 000	0.0	6.67	459	0	0
Mali	67	36.2	79.1	1 031	2 195	0
Niger	50	88.3	157	1 115	16 698	5 015
Nigeria	3 500	100	325	10 000	14 689	363
Sénégal	104	15.4	75.2	475	6 226	1 243
Sierra Leone	85	2	15	166	0	0
Togo/Bénin	336	0	51.6	957	551	0
TOTAL	5 871	281	1 038	19 867	46 624	6 664

Tableau 47: Potentiel Renouvelable des 14 pays membre de l'EEEOA (source: IRENA)

* Facteur de charge de respectivement 20% et 30%

Par rapport au potentiel biomasse, il convient de noter qu'IRENA distingue deux catégories de prix pour cette ressource: Dans les pays caractérisés par une activité agricole suffisante pour potentiellement produire de la biomasse, cette ressource est considérée comme abordable. Elle sera dès lors prise en compte dans la présente étude. Au contraire, dans les pays enclavés caractérisés par une faible activité agricole (Mali, Burkina Faso et Niger en particulier), le coût de la ressource est prohibitif et ne sera pas considéré ici.

En outre, tant pour la mini-hydraulique que pour la biomasse, le potentiel est très souvent dispersé sur le territoire et destiné à la satisfaction de la demande locale, de façon décentralisée. Le développement du potentiel biomasse et petite hydro à l'échelle régionale est dès lors exclu et les seuls projets qui seront considérés auront une portée locale (taille et potentiel limités).

4.3. Caractéristiques des options de production

Le coût économique de production de l'électricité présente, de manière générale, deux grandes composantes : les **dépenses d'investissement** (CAPEX) et les **charges d'exploitation** (OPEX). Si les centrales thermiques basées sur des moteurs à combustion interne entraînent un CAPEX faible et un OPEX élevé (le coût du combustible), l'inverse est vrai pour les centrales solaires. Une optimisation du mix des différents moyens de production et de stockage à installer doit donc prendre en compte ces deux composantes.

Le présent chapitre vise à présenter, pour les différentes technologies, les coûts actuels et futurs d'investissement et d'exploitation prenant en compte Le coûts des centrales, le coût éventuel et la disponibilité des combustibles et les ressources disponibles afin de pouvoir établir un plan de développement des moyens de production qui soit optimal du point de vue économique.

4.3.1. Caractéristiques et Coûts des centrales thermiques de référence

4.3.1.1. TECHNOLOGIES THERMIQUES DISPONIBLES

Les différentes technologies disponibles pour la mise en œuvre d'une centrale thermique d'une puissance installée de max. 150-200 MW par générateur sont les suivantes :

- Chaudières à combustibles solides ;
- Chaudières à combustible liquides ou gazeux ;
- Turbines à gaz (cycle ouvert ou cycle combiné) ;
- Moteurs à combustion interne.

Sur base de ces tableaux présentés en Annexe G et comparant des différentes technologies en combustible fossile disponibles nous observons les éléments suivants :

- Le nombre de MW vendu en 2016 dans le monde par technologie est comparable pour les moteurs et les turbines gaz 35 GW vs. 46GW et sensiblement inférieur pour les turbines vapeur (12,5GW) ;
 - Pour la technologie **turbine**, 85% de la puissance provient de turbine de plus de 100 MW fonctionnant principalement au Gaz Naturel. Cinquante (50) turbines gaz fonctionnant principalement au Gaz Naturel ont été achetées en Afrique en 2016 pour une puissance totale approximative de 2 500 MW.
 - Pour la technologie **moteur à combustion interne**, 75% de la puissance provient de la vente de moteurs de moins de 2 MW fonctionnant au fuel léger (diesel). Néanmoins, vingt-Cinq (25) moteurs d'une puissance comprise entre 7.5 MW et 20 MW ont été achetés en Afrique (Centrale, Est et Ouest et Afrique du Sud) en 2016 pour une puissance totale approximative de 350 MW. Une grande majorité des moteurs à combustion interne d'une puissance supérieure à 7.5 MW vendus en 2016 en Afrique (Centrale, Est et Ouest et Afrique du Sud) tournent au combustible HFO ;

- Un très petit nombre de turbines vapeurs ont été vendues en 2016 en Afrique. Le même constat apparaît si nous reprenons la base de données de 2015

Une comparaison des différentes technologies est présentée dans Tableau 48:Tableau de comparaison des différentes technologies en combustible fossile disponibles pour des installations de +/- 45 à 450 MW de production électrique repris ci-dessous:

	Cycle ouvert (GT – Heavy Duty ou Aeroderivative)	Cycle combiné (GT + HRSG + ST)	Moteur à combustion interne	Chaudière à combustibles solides	Chaudière à combustibles liquides
Planning entre NTP et COD	18 mois	24 mois	22 à 26 mois	36 mois	36 mois
Rendement net	30 à 42%	50 à 52%	40 à 43%	36 à 38%	36 à 38%
CAPEX	++	+	+	--	-
Coût de combustible	--	--	0	++ ^(*)	0
Disponibilité/fiabilité	+	+	++	+	+
Facilité de maintenance	+	-	+	+	+
Relocalisation	+	+/-	++	--	--

(*) uniquement valable pour une implantation de la centrale le long de voies navigables

Tableau 48:Tableau de comparaison des différentes technologies en combustible fossile disponibles pour des installations de +/- 45 à 450 MW de production électrique

Observations et commentaires :

- Les cycles combinés d'une puissance comprise entre 300 et 450 MW en configuration 2-2-1 (2 turbines gaz, 2 chaudières de récupération et une turbine vapeur) sont considérés dans la présente étude. Cette configuration 2-2-1 est imposée par la taille maximale du plus gros générateur à pouvoir considérer. Pour cette gamme de puissance, les turbines considérées sont de Classe E (GE 9 E, GE GT11N2, Siemens SGT 5 – 2000 E ou Ansaldo AE94.2).
- Les turbines gaz en cycle ouvert (sans chaudière de récupération/cycle eau vapeur) sont à considérer. Deux types de technologies les distinguent habituellement. La technologie Heavy Duty et la technologie aérodérivée. Bien que présentant des rendements plus importants, la technologie aérodérivée n'a pas été retenue dans le cadre de la présente étude compte tenu des CAPEX et O&M plus élevés pour cette technologie.
- Les chaudières à combustibles solides du type lit fluidisé ou charbon pulvérisé présentent des coûts de fonctionnement par MWh habituellement moins importants que les autres technologies considérées (faible coût de combustible). Ceci n'est valable que si l'on considère un nombre d'heures de fonctionnement important par an et si le transport de combustible ne grève pas son coût.

- Les chaudières à combustibles liquides ou gazeux, en plus de présenter les désavantages de la technologie chaudières à combustibles solides (CAPEX, relocalisation, temps de construction) présente des coûts de combustibles comparable aux coûts de combustibles des moteurs à combustion interne pour des rendements inférieurs. Pour ces raisons, cette technologie ne sera pas retenue comme alternative aux moteurs à combustion interne.

Dans le cas de la présente étude et pour des puissances comprises entre 45 et 450 MW et pour des combustibles LFO, HFO et Gaz Naturel, les technologies Turbines Gaz en Cycles Combinés, Moteurs à Combustion Interne, chaudières à combustibles solides et dans une moindre mesure les Turbines Gaz en cycles ouverts sont à considérer. La raison technique relative à la limitation de la puissance par générateur est liée à la puissance maximale que peut supporter le réseau, suite à la compensation nécessaire au déclenchement du plus gros générateur connecté. En première approche, cette valeur est fixée à 10% de la valeur du réseau interconnecté.

4.3.1.2. COMBUSTIBLES CONSIDÉRÉS

Disponibilité des combustibles

Nous avons considéré les combustibles suivants :

- Gaz naturel
- Heavy Fuel Oil (HFO)
- Light Fuel Oil – Diesel (DDO)

Les compositions du combustible ayant des impacts sur la performance, sur la fréquence des entretiens et sur les émissions, il faut en tenir compte lors du choix de l'origine des combustibles. L'Annexe G présente une composition typique pour l'ensemble des combustibles.

4.3.1.3. CARACTÉRISTIQUES ET COÛTS DES NOUVELLES TECHNOLOGIES

4.3.1.3.1. Technologie moteurs à combustion interne

3) DESCRIPTION TECHNOLOGIQUE

Une grande majorité des pays de la CEDEAO utilise des groupes diesel fonctionnant au diesel (DDO) ou au fuel lourd (HFO). Ces groupes présentent des puissances variant de moins d'1 MW à environ 20 MW.

Les avantages des moteurs à combustion interne sont leurs coûts d'investissements relativement faibles, la rapidité de construction et la facilité de stockage et d'approvisionnement des combustibles (HFO/DDO). Leurs gros désavantages sont les coûts élevés des combustibles (HFO/DDO), leur consommation spécifique relativement élevée et les maintenances coûteuses.

Lors de l'optimisation du plan de production une série de moteurs à combustion interne seront considérés comme option d'investissement. Cette série de moteurs à combustion interne est proposée de façon à couvrir une large plage aussi bien en termes de taille que de technologie.

4) DONNÉES D'INVESTISSEMENT

Le tableau ci-dessous présente les données d'investissement des technologies moteurs à combustion :

Engines					
		1		2	3
Caractéristiques de la centrale	Unité	DF (GAS + HFO) Wärtsilä 18V50 DF OPEN CYCLE		SG (GAS) Wärtsilä 18V50 SG OPEN CYCLE	SG (GAS) Wärtsilä 20V34 SG OPEN CYCLE
Combustible		HFO	NG	NG	NG
Puissance nominale brute totale	MW	16,64	16,64	18,38	9,31
Puissance nominale totale nette	MW	16,01	16,15	17,99	9,15
Efficacité électrique nette	%	39,58	42,84	44,60	43,39
Prix de l'entrepreneur (EPC)	MUSD	16,31		16,2	7,4
Prix de l'entrepreneur/kW _{NET}	USD/kW _{NET}	1 019		903	809
Durée de vie prévue de l'usine	ans	20		20	20
Nombre d'heures de fonctionnement attendu	#	6000		6000	6000
Coût O&M fixe	USD/kW/an	18,5			
Coût O&M variable (combustible exclu)	USD/MWh	6,5 (lube oil fee included)			
Combustible		HFO	GAS	HFO	GAS
PCI rendement	KJ/kWh	9 095	8 404	8 072	8 296
Niveau d'émission CO ₂	kg/MWh	715	476	457	470
Niveau d'émission NOx (sans SCR)	mg/Nm ³ @ 15% O ₂	2 000	400	400	400
Indisponibilité planifiée (maintenance)	%	7%		7%	7%
Indisponibilité non planifiée (panne forcée)	%	10%		10%	10%
Budgetary offers (BENIN MARIA GLETA - OPEN CYCLE, Temp. = 26°C, RH = 80%)					
Source Thermoflow version 26					

Version finale

Tableau 49: Performances, Coûts d'investissements totaux et coûts O&M de centrales à moteurs à combustion

Pour comparaison, quelques exemples de coûts d'investissement publiés pour des centrales à moteur alimentées au fioul dans différents pays africains sont listés ci-dessous. Ces valeurs confirment l'ordre de grandeur considéré. Elles illustrent également que les coûts ne dépendent pas uniquement des tailles d'unités. Le choix du site impacte par exemple également les coûts de manière significative.

Pays	Config.	Investissement total annoncé	Année	Investissement en €/kW	Source
Madagascar (Mandroseza)	4 x 10 MW	40 M€	2006	1000 € ₂₀₀₆ /kW	http://fr.allafrica.com/stories/200609110840.html
Sénégal	2 x 17 MW	41 M\$	2016	1168 € ₂₀₁₆ /kW	http://www.contourglobal.com/asset/cap-des-biches
Sénégal	9 x 7,5 MW	67,5 M€	2008	1000 € ₂₀₀₈ /kW	http://www.industcards.com/ic-gambia-senegal.html
Libéria	10 x 1 MW	11 M\$	2010	864 € ₂₀₁₀ /kW	http://www.industcards.com/ic-africa-northwest.htm
Kenya	10 x 8 MW	80 M€	2012	1000 € ₂₀₁₂ /kW	http://www.industcards.com/ic-kenya-tanzania.htm
Angola	3 x 2,5 MW	15,9 M\$	2012	1715 € ₂₀₁₂ /kW	http://www.industcards.com/ic-africa-southern.htm
Angola	4 x 2,5 MW	19,7 M\$	2012	1474 € ₂₀₁₂ /kW	http://www.industcards.com/ic-africa-southern.htm
Uganda	7 x 7,8 MW	66 M€	2008	1209 € ₂₀₀₈ /kW	http://www.industcards.com/ic-rwanda-uganda.htm

Tableau 50: Coûts d'investissements totaux de centrales à moteurs à combustion installées dans différents pays africains

4.3.1.3.2. Technologie Turbines Gaz en Cycle Ouvert ou Cycle Combiné

1) DESCRIPTION TECHNOLOGIQUE

Plusieurs pays de la CEDEAO disposent actuellement de turbines à gaz (TG) en cycle ouvert (CO) et/ou en cycle combinés (CC) fonctionnant soit au gaz naturel (Côte d'Ivoire, Ghana, Nigéria) soit au combustible liquide (Togo, Ghana, Côte d'Ivoire, Sénégal...). La majorité des ces TG en CO et CC sont bicomcombustibles permettant de brûler soit du gaz soit des combustibles liquides. Différents constructeurs sont représentés sur le continent (GE, Siemens, Alstom...) et différentes tailles de turbines à gaz en cycles ouverts sont installées allant de 7.9 MW à 150 MW. De même, différents cycles combinés sont installés présentant des puissances variant de 50 MW (Sénégal) à 450 MW (Nigéria).

Lors de l'optimisation du plan de production une série de TG en CO et CC dits standards seront considérés comme option d'investissement. Cette série de TG en CO et CC est proposée de façon à couvrir une large plage aussi bien en termes de taille que de technologie.

Les tailles proposées pour les cycles combinés (CC) sont 60 MW, 300 MW et 450 MW. Ces tailles correspondent aux ordres de grandeurs des standards utilisés dans certains pays de la CEDEAO comme le Sénégal (50MW), le Ghana (90MW et 300 MW) et le Nigeria ou la Côte d'Ivoire (450 MW). Aucune taille supérieure à 450 MW n'a été proposée pour des considérations systémiques. En effet, un CC de 450 MW présente un incident dimensionnant de 225 MW (1 TG et ½ TV) qui est conséquent vu la taille des réseaux ouest africains.

Les tailles proposées pour les TG correspondent aux TG des cycles combinés proposés à savoir : 45 MW, 100 MW et 150 MW.

En termes de technologie, la sélection des TG en CO et CC a été faite de façon à faciliter la maintenance et à minimiser les coûts d'investissements plutôt qu'à maximiser le rendement. Il serait possible d'atteindre un ou deux points de rendement supplémentaires mais à un coût très élevé.

Pour les CC, deux méthodes de refroidissement sont proposées, le refroidissement par aéroréfrigérant et par prise d'eau directe. La prise d'eau directe permet d'augmenter d'un à deux points le rendement global.

Le Consultant a utilisé le logiciel Thermoflow® Version 26 pour estimer les performances thermodynamiques attendues des différentes configurations de centrales de production électrique ainsi que les coûts d'investissements des différentes configurations.

Les détails des simulations sont donnés en Annexe F mais les hypothèses principales peuvent être résumées ci-après :

- Température ambiante de 33°C
- Toutes les TG en CO et CC sont bicom bustibles
- Toutes les CC ont une cheminée de by-pass pour permettre aux TG de tourner en cas d'indisponibilité des TV
- Les indisponibilités planifiées et fortuites ont été adaptées aux conditions locales

Les combustibles modélisés dans le Thermoflow sont d'une part le gaz naturel et d'autre part le distillat #2. Ce distillat permet de représenter les performances de la centrale brûlant du diesel ou du LCO.

2) DONNEES D'INVESTISSEMENT

Les tableaux ci-dessous présentent les données d'investissement des technologies Turbines Gaz en Cycle Ouvert et en Cycle Combiné.

Thermoflow® 26 - # Cases – Combined Cycle Gas Turbine

		1	2	3	4	5	6
Caractéristiques des centrales	Unité	CCGT (300MW) 2 GT + 1 ST	CCGT (300MW) 2 GT + 1 ST	CCGT (450MW) 2 GT + 1 ST	CCGT (450MW) 2 GT + 1 ST	CCGT (60MW) 1 GT + 1 ST	CCGT (60MW) 1 GT + 1 ST
Méthode de refroidissement	-	Air Cooled Condenser	Open Cooling	Air Cooled Condenser	Open Cooling	Air Cooled Condenser	Open Cooling
GT fabricant + modèle	-	GE 9E.03	GE 9E.03	Siemens SGT 5 - 2000E (41MAC)	Siemens SGT 5-2000E (41MAC)	Siemens SGT-800	Siemens SGT-800
		Natural Gas Distillate # 2	Natural Gas Distillate # 2	Natural Gas Distillate # 2	Natural Gas Distillate # 2	Natural Gas Distillate # 2	Natural Gas Distillate # 2
GT - Capacité Installée Brute @ site de référence	MW	117 113	117 113	153 149	153 149	42 41	42 41
Nombre de turbines à vapeur	#	1 1	1 1	1 1	1 1	1 1	1 1
ST - Capacité Installée Brute @ site de référence	MW	118 115	134 128	146 143	166 158	17 16	19 19
Puissance nominale brute totale	MW	351 345	367 354	452 440	472 456	59 57	62 60
Puissance nominale totale nette	MW	344 337	360 347	443 430	464 448	58 56	61 59
Efficacité électrique nette	%	49,65 49,00	51,98 50,88	49,76 49,17	52,17 51,14	49,20 48,71	51,79 51,33
Prix de l'entrepreneur (EPC)	MUSD	343	312	415	371	88	86
Prix de l'entrepreneur/kW _{NET}	USD/kW _{net}	996	866	937	799	1 516	1 484
Durée de vie prévue	years	25	25	25	25	25	25
Nombre d'heures de fonctionnement attendu	#	6000	6000	6000	6000	6000	6000
Coût O&M fixe	USD/kW _{net} /year	6,65	6,20	6,21	5,79	39,83	37,14

Version finale

Thermoflow® 26 - # Cases – Combined Cycle Gas Turbine

		1	2	3	4	5	6
Caractéristiques des centrales	Unité	CCGT (300MW) 2 GT + 1 ST	CCGT (300MW) 2 GT + 1 ST	CCGT (450MW) 2 GT + 1 ST	CCGT (450MW) 2 GT + 1 ST	CCGT (60MW) 1 GT + 1 ST	CCGT (60MW) 1 GT + 1 ST
Coût O&M variable (combustible exclu)	USD/MWh	3,765	3,510	3,519	3,281	6,98	6,51
Cobmustible		Natural Gas Distillate # 2					
PCI efficacité	kJ/kWh	7 251 7 348	6 926 7 075	7 234 7 322	6 901 7 039	7 316 7 391	6 952 7 014
Niveau d'émission CO ₂	kg/MWh	407 543	388 527	404 546	386 525	414 553	393 525
Niveau d'émission NO _x (sans SCR)	mg/Nm ³ @ 15% O ₂	< 30 < 152	< 30 < 152	< 50 < 152	< 50 < 152	< 50 < 152	< 50 < 152
Indisponibilité prévue (maintenance)	%	8,20%	8,20%	8,20%	8,20%	8,20%	8,20%
Indisponibilité non planifiée (panne forcée)	%	4,40%	4,40%	4,40%	4,40%	4,40%	4,40%
fabricant GT alternatif + modèle	-	GE GT11N2	GE GT 11 N2	Ansaldo AE 94.2	Ansaldo AE 94.2	GE 6B.03	GE 6B.03

Version finale

Source Thermoflow version 26 - CAPEX Best Estimate based on Thermoflow Version 26 & Tractebel database (Mauritania SPEG, Ciprel in Ivory Coast, WAPP Maria Gleta, Benin)
Ciprel 340MW Ivory coast
Offres O&M Mauritanie SPEG SGT-800 (2-2-1)
Extrapolation
Source : VGB POWERTECH, Technical-Scientific Report, Availability of Power Plants 2007 - 2016, Combined cycle units, operation time ≥ 4000 h/a

Tableau 51 Performances, Coûts d'investissements totaux et coûts O&M de centrales TG à Cycles Combinés

		Thermoflow® 26 - # Cases – Open Cycle Gas Turbine					
		7		8		9	
Caractéristiques des centrales	Unité	OCGT (45 MW)		OCGT (100 MW)		OCGT (150 MW)	
Méthode de refroidissement	-	N.A.		N.A.		N.A.	
GT fabricant + modèle	-	GE 6B.03		GE 9E.03		Siemens SGT 5 - 2000E (41MAC)	
		Natural Gas	HFO – Residual	Natural Gas	HFO - Residual	Natural Gas	HFO - Residual
GT - Capacité Installée Brute @ site de référence	MW	39	38	117	113	154	149
Nombre de turbines à vapeur	#	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
ST - Capacité Installée Brute @ site de référence	MW	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
Puissance nominale brute totale	MW	39	38	117	113	154	149
Puissance nominale totale nette	MW	38	37	116	112	152	147
Efficacité électrique nette	%	31,83	31,30	33,43	32,89	34,18	33,65
Prix de l'entrepreneur (EPC)	MUSD	34		68		83	
Prix de l'entrepreneur/kW _{NET}	USD/kW _{net}	890		606		567	
Durée de vie prévue	years	25		25		25	
Nombre d'heures de fonctionnement attendu	#	2000		2000		2000	
Coût O&M fixe	USD/kW _{net} /year	17,40		16,26		15,20	
Coût O&M variable (combustible exclu)	USD/MWh	4,68		4,38		4,09	
Combustible		Natural Gas	HFO - Residual	Natural Gas	HFO - Residual	Natural Gas	HFO - Residual
PCI efficacité	kJ/kWh	11 310	11 503	10 768	10 945	10 532	10 698
Niveau d'émission CO ₂	kg/MWh	641	865	603	830	592	816

Version finale

		Thermoflow® 26 - # Cases – Open Cycle Gas Turbine					
		7		8		9	
Caractéristiques des centrales	Unité	OCGT (45 MW)		OCGT (100 MW)		OCGT (150 MW)	
Niveau d'émission NO _x (sans SCR)	mg/Nm ³ @ 15% O ₂	< 50	< 152	< 50	< 152	< 50	< 152
Indisponibilité prévue (maintenance)	%	7,50%		7,50%		7,50%	
Indisponibilité non planifiée (panne forcée)	%	2,30%		2,30%		2,30%	
fabricant GT alternatif + modèle	-			GE GT 11 N2		Ansaldo AE 94.2	
Source Thermoflow version 26							
Reference Power Plant GDF SUEZ - 2000 hours - 35% fixed O&M cost, 65% variable O&M cost							
<i>Extrapolation</i>							
Source : VGB POWERTECH, Technical-Scientific Report, Availability of Power Plants 2007 - 2016, Gas turbine units, 2000 h/a ≤ operation time < 4000 h/a							

Tableau 52: Performances, Coûts d'investissements totaux et coûts O&M de centrales TG en Cycle Ouvert

4.3.1.3.3. Charbon

1) DESCRIPTION TECHNOLOGIQUE

Aucune centrale au charbon d'importance n'est actuellement exploitée en Afrique de l'ouest mais il y a cependant des projets en développement (Côte d'Ivoire 2 x 350 MW p ex).

Lors de l'optimisation du plan de production, une série de centrales au charbon dites standards seront considérées comme option d'investissement. Ces centrales au charbon sont proposées de façon à couvrir une plage adéquate en termes de taille et de technologie.

Les tailles proposées pour les centrales au charbon sont 125 MW et 250 MW. L'unité de 125 MW correspond plus ou moins à la taille des grosses TG présentes sur le continent. La tranche de 250 MW présente un coût au kW installé plus faible et un rendement plus élevé. Aucune taille supérieure à 250 MW n'a été proposée pour des considérations systémiques. En effet, une unité de 250 MW crée un incident dimensionnant de 250 MW pour le système interconnecté. Cet incident est conséquent vu la taille des réseaux ouest africain. Pour cette raison, aucune unité de 400 MW n'est proposée comme option d'investissement.

Les technologies « Lit Fluidisé Circulant » (LFC) et « Charbon Pulvérisé »(CP) sont proposées.

La technologie LFC peut s'expliquer en deux étapes. Dans un lit fluidisé, le charbon est brûlé dans une suspension auto mélangée de gaz et de matériaux solides (calcaire) dans lequel l'air pénètre par le bas. Dans un lit fluidisé circulant, les matériaux solides capturés comprenant le charbon non consommé sont réinjectés directement dans la chambre de combustion. La circulation interne des LFC permet un plus long séjour du charbon et du calcaire dans la chambre de combustion, ce qui permet une meilleure combustion et une meilleure capture des sulfures.

La technologie de charbon pulvérisé va d'abord utiliser des broyeurs à charbons qui vont sécher, broyer et pulvériser (< 80µm) le charbon. Ce charbon pulvérisé est directement injecté avec l'air primaire dans les brûleurs à différents niveaux de la chaudière.

En termes de technologie, la sélection des unités a été faite de façon à faciliter la maintenance et à minimiser les coûts d'investissements plutôt qu'à maximiser le rendement. Il serait possible d'atteindre un ou deux points de rendement supplémentaires mais à un coût très élevé.

Le Consultant a utilisé le logiciel Thermoflow pour estimer les investissements et les coûts d'exploitation des différentes configurations. Ce logiciel simule le cycle thermodynamique de la centrale sur base des composants de la centrale choisis. Il renseigne ainsi de l'efficacité nette attendue et donc de la consommation spécifique.

Les détails des simulations sont donnés en Annexe F mais les hypothèses principales peuvent être résumées ci-après :

- Température ambiante de 33°C
- Les indisponibilités planifiées et fortuites ont été adaptées aux conditions locales

2) DONNEES D'INVESTISSEMENT

Le tableau ci-dessous présente les données d'investissement des technologies au charbon.

		Thermoflow Cases			
		10		11	
Caractéristiques de la Centrale	Unité	Coal (125 MW) Type : LFC		Coal (250 MW) Type: CP	
Méthode de refroidissement		Air Cooled Condenser	Open Cooling	Air Cooled Condenser	Open Cooling
Nombre de turbines à vapeur	#	1	1	1	1
Puissance nominale brute totale @ RSC	MW	125	125	250	250
Puissance nominale totale nette de sortie @ RSC	MW	114	115	231	233
Efficacité électrique nette (PCI)	%	33,65	37,00	35,52	38,44
Prix de l'entrepreneur (EPC)	MUSD	190		378	
Prix de l'entrepreneur/kW _{NET}	USD/kW _{net}	1 652		1 622	
Durée de vie prévue	years	35		35	
Nombre d'heures de fonctionnement attendu	#	8000		8000	
Coût O&M fixe	USD/kW/year	31,7		27,5	
Coût O&M variable (combustible exclu)	USD/MWh	5,3		4,6	
Combustible		Coal South Africa - Kleinkopje	Coal South Africa - Kleinkopje	Coal South Africa - Kleinkopje	Coal South Africa - Kleinkopje
PCI Efficacité	kJ/kWh	10 699	9 730	10 136	9 364
Niveau d'émission CO ₂	kg/MWh	1 025	932	971	897
Niveau d'émission NO _x (avec SCR)	mg/Nm ³ @ 15% O ₂	as per required (< 200)		as per required (< 200)	
Indisponibilité planifiée (maintenance)	%	10,50%		10,20%	
Indisponibilité non planifiée (panne forcée)	%	10,80%		9,80%	
Source Thermoflow version 26					

Version finale

Source : VGB POWERTECH, Technical-Scientific Report, Availability of Power Plants 2007 - 2016, Fossil-fired units, 100 MW ≤ nominal capacity < 200 MW

Source : VGB POWERTECH, Technical-Scientific Report, Availability of Power Plants 2007 - 2016, Fossil-fired units, 200 MW ≤ nominal capacity < 600 MW

CAPEX based on Chinese EPC price + western OEM turbine (Ivory Coast & Tanzania)

O&M best estimate based on O&M offer in African countries (Ivory Coast & Tanzania)

Tableau 53: Performances, Coûts d'investissements totaux et coûts O&M de centrales à combustible Charbon

3) DISPONIBILITE DU CHARBON

Certains pays tels que le Ghana ou le Sénégal envisagent un approvisionnement en charbon à terme dans leur mix énergétique.

Aucune limitation ne s'applique aux quantités de charbon disponibles pour le marché africain, la limitation principale est la non-existence d'infrastructures de livraison et de stockage. Il existe donc un certain coût d'entrée pour permettre un approvisionnement en charbon.

4.3.2. Caractéristiques et Coûts des centrales renouvelables de référence

4.3.2.1. CENTRALES SOLAIRES PV

Ces derniers mois, de nombreuses centrales solaires ont été mises en service dans la sous-région. Le Sénégal a inauguré coup sur coup deux sites, à Mékhé et à Mérina Dakhar tandis que, dans le même temps, le Burkina Faso inaugurait sa première centrale PV à Zagtoui. D'une puissance de 30 MW chacun, ces projets sont actuellement parmi les plus grands d'Afrique subsaharienne.

4.3.2.1.1. Brève présentation de la technologie

Le photovoltaïque (PV) est un système de production d'électricité par conversion du rayonnement solaire directement en électricité grâce à l'utilisation de semi-conducteurs. La méthode emploie des panneaux solaires composés de nombreuses cellules contenant un matériau photovoltaïque.

Les installations photovoltaïques doivent être placées dans un environnement ensoleillé. L'installation doit être placée de telle sorte que le panneau ne soit pas ombragé par son environnement. Enfin, pour exploiter l'irradiation de façon optimale, l'installation doit être orientée autant que possible face au soleil (avec des systèmes de suivi ou une inclinaison optimisée). Pour un montage plus facile de l'installation, il est recommandé de l'installer sur une surface plane avec une pente faible (< 5%).

4.3.2.1.2. Données d'investissement

Bien que l'Afrique abrite actuellement un relativement petit nombre de projets d'énergie solaire photovoltaïque à grande échelle, les coûts ont diminué au fil du temps. La fourchette de coûts se situait entre 3400 et 6900 USD/ kW en 2012. Les coûts d'installation des projets solaires photovoltaïques à l'échelle industrielle en Afrique ont ensuite diminué de 61% entre 2012 et 2015 pour atteindre une moyenne mondiale de 1800 USD/kW en 2015.

Les projets PV connectés au réseau programmés et planifiés entre 2014 et 2018 en Afrique se situent entre environ 1200 et 4900 USD/ kW et les annonces de projets en 2016-2017 qui ciblent les dates de mise en service en 2018 visent une fourchette de prix d'installation totale concurrentielle de 1200 à 1900 USD/ kW. Par conséquent, un coût installé de 1500 USD/ kW est supposé dans le tableau récapitulatif ci-dessous.



Source: IRENA Renewable Cost Database, 2016

Figure 56: Coûts d'investissement pour des projets PV pour une mise en service entre 2011 et 2018 (source: IRENA)

Des données classiques d'investissement pour une installation photovoltaïque en Afrique de l'Ouest sont présentées au Tableau 54: Unité de production Solaire PV – Données d'investissement. Les coûts considérés dans ce tableau sont des coûts de 2018.

Caractéristiques des centrales	Unités	Solaire PV
Puissance nominale (conditions locales)	MW	10
Energie disponible moyenne	GWh	20
Echéancier de paiement	%/an	100% Y0
Coût d'investissement	MUSD	15
Coût d'investissement / kW	USD/kW	1500
durée de vie	an	25
Coût d'exploitation et maintenance - fixe	USD/kW/an	20

Version finale

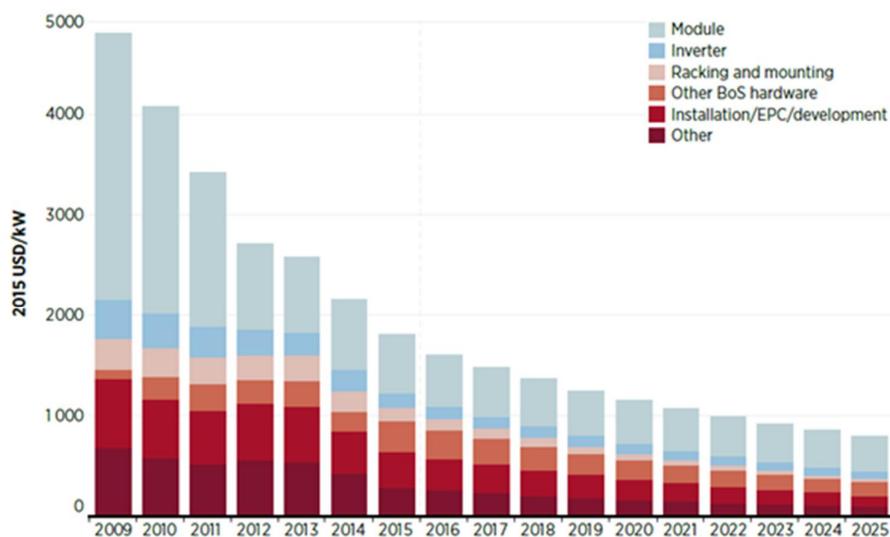
Caractéristiques des centrales	Unités	Solaire PV
Coût d'exploitation et maintenance - variable	USD/MWh	-
Rendement	%	16%
Indisponibilité planifiée (maintenance)	pu	0.50%
Indisponibilité fortuite	pu	0.50%

Tableau 54: Unité de production Solaire PV – Données d'investissement

4.3.2.1.3. Evolution future des coûts

Avec la rapide amélioration de la compétitivité de l'énergie solaire photovoltaïque, le potentiel de croissance très rapide du solaire photovoltaïque en Afrique est très réel.

En effet, le potentiel de réduction des coûts reste importants, et avec une croissance rapide continue du déploiement des projets solaires PV solaire dans la sous-région, le coût d'installation des systèmes photovoltaïques à l'échelle industrielle pourrait chuter d'environ 1500 USD/kW en 2018 à 800 USD/kW en 2025, soit une réduction de 57% en 10 ans (IRENA, 2016b).



Source: IRENA analysis and Photon Consulting, 2016

Figure 57: Evolution future attendue des coûts d'investissement pour les projets PV (source: IRENA)

4.3.2.2. CENTRALES SOLAIRES CSP

Le potentiel pour le développement des CSP en Afrique de l'Ouest est assez limité compte tenu du DNI moyen de la sous-région. Néanmoins, il ne peut pas être complètement exclu et dès lors, les prochains paragraphes visent à présenter cette technologie.

4.3.2.2.1. Brève présentation de la technologie

Une centrale solaire thermique, ou centrale à énergie solaire concentrée (CSP) est essentiellement une centrale conventionnelle utilisant l'énergie solaire comme source de chaleur primaire (avec un combustible fossile en back-up) dans la chaudière afin de convertir l'eau en vapeur pour alimenter une turbine à vapeur conventionnelle (cycle de Rankine).

Pour atteindre le niveau de température nécessaire dans le bloc d'alimentation, une concentration des rayons solaires est nécessaire. En l'absence de soleil, la production d'électricité peut être maintenue en utilisant un combustible fossile classique.

Toutefois, l'utilisation exclusive de l'énergie solaire sans aucun apport de combustible est également possible avec des unités de miroirs cylindro-paraboliques solaires.

Avec l'augmentation des prix du combustible, l'installation de systèmes de stockage d'énergie thermique est un substitut attrayant aux combustibles fossiles de back-up. Le système de captage cylindro-parabolique ou ferme solaire est constitué de longues rangées de modules de concentration identiques placés en parallèle. Ces modules sont typiquement composés de miroirs de verre en forme d'auge suivant le soleil d'est en ouest grâce à une rotation sur un axe et dont le collecteur concentre le rayonnement solaire directement sur un tuyau absorbeur situé le long de sa ligne focale. Un fluide caloporteur, typiquement de l'huile est distribué à travers les tuyaux à des températures allant jusqu'à 400 °C. L'huile chaude convertit l'eau en vapeur pour alimenter une turbine à vapeur.

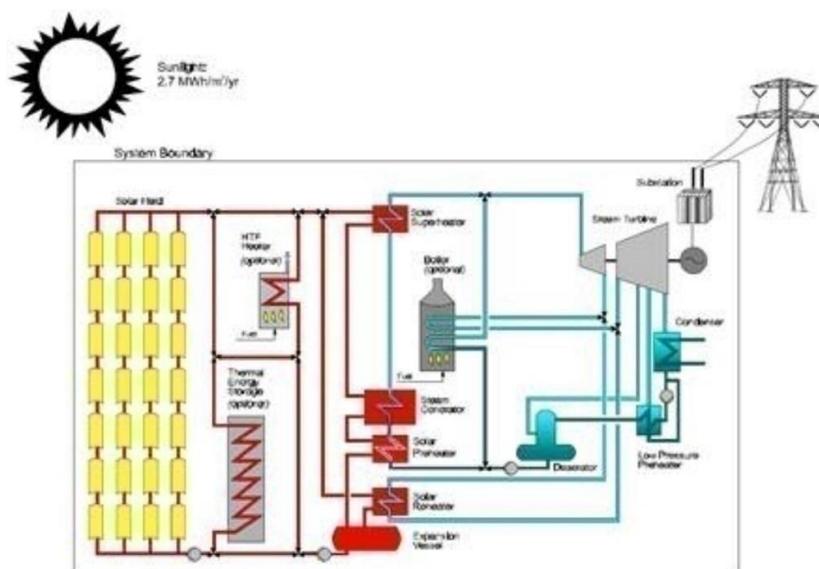


Figure 58: Diagramme de fonctionnement d'une centrale à énergie solaire concentrée avec stockage thermique

4.3.2.2.2. Données d'investissement

Les coûts d'installation totaux pour les centrales CSP qui incluent le stockage d'énergie thermique ont tendance à être plus élevés que ceux qui ne l'incluent pas, mais le stockage permet également des facteurs de capacité plus élevés.

Par exemple, pour les systèmes cylindro-paraboliques (la technologie avec la plus grande part des projets installés jusqu'à présent), les coûts totaux de l'installation installée peuvent varier entre 2550 USD et 11 265 USD / kW pour les systèmes sans stockage. Toutefois, en ajoutant quatre à huit heures de stockage, cette fourchette peut être comprise entre 6050 USD et 13 150 USD / kW (source : base de données des coûts renouvelables pour la période 1984-2016 IRENA).



Source: IRENA Renewable Cost Database.

Figure 59: Evolution du coût des technologies CSP (source: IRENA)

Compte tenu des coûts et technologies les plus récents, pour le tableau récapitulatif ci-dessous, un coût d'installation de 7000 USD / kW et une durée de stockage de 4 heures sont supposés. D'autres durées de stockage allant jusqu'à 8h seront néanmoins également considérées comme options de production si relevant.

En utilisant Andasol3 comme unité typique (50 MW avec 7.5h de stockage en Espagne), nous obtenons les données ci-après pour une DNI de 2400 kWh/m²/a et une latitude de 20 ° Nord.

Caractéristiques des centrales	Unités	Solaire thermique (CSP)
Puissance nominale (conditions locales)	MW	50
Energie disponible moyenne	GWh	140
Echéancier de paiement	%/an	70% Y0-1 30% Y0
Coût d'investissement	MUSD	400
Coût d'investissement / kW	USD/kW	8000
durée de vie	an	25
Coût d'exploitation et maintenance - fixe	USD/kW/an	
Coût d'exploitation et maintenance - variable	USD/MWh	30 to 40

Version finale

Caractéristiques des centrales	Unités	Solaire thermique (CSP)
Rendement	%	17%
Indisponibilité planifiée (maintenance)	pu	2%
Indisponibilité fortuite	pu	-
Particularités		
- stockage	h	4
- DNI	kWh/m ² /y	2400
- Nbre de boucles	-	152
- Surface des miroirs	m ²	497000

Tableau 55: Unité de production Solaire CSP– Données d'investissement

Le tableau ci-dessus prend également en compte l'évolution du facteur de capacité au cours du temps. Cette évolution du facteur de capacité s'explique seulement partiellement par le choix de sites à plus grande irradiation tandis que le reste de l'accroissement est induit par des évolutions vers de nouvelles technologies et de plus grandes capacités de stockage.



Source: IRENA Renewable Cost Database.

Figure 60: Evolution du facteur de capacité des technologies CSP (source: IRENA)

Version finale

4.3.2.2.3. Evolution future des coûts

Le coût moyen total de production d'électricité (LCOE) des centrales CSP est resté relativement stable entre 2009 et 2012. Une tendance à la baisse du LCOE a débuté en 2012. En effet, en 2013 et 2014, les estimations du LCOE étaient en moyenne d'environ un cinquième inférieures à celles de la période 2009-2012. Cependant, des niveaux plus élevés d'irradiation normale directe (DNI) étaient probablement le principal facteur à l'origine de coûts moins élevés au cours de cette période. Les effets d'apprentissage et les améliorations technologiques n'ont donc pas encore été le principal moteur de la réduction des coûts, laissant subsister d'importants potentiels de réduction des coûts, comme cela a déjà été souligné (IRENA, 2016a).

Les annonces récentes et l'analyse des projets planifiés semblent prévoir une nette tendance à la baisse à partir de 2017. En effet, récemment, des offres très faibles pour les projets CSP ont été annoncées. Bien que ces offres doivent être prises avec prudence car elles concernent des mises en service au alentours de 2022 et parce qu'elles se positionnent dans un environnement compétitif (et peuvent donc s'écarter significativement du LCOE), elles annoncent toutefois une tendance baissière pour cette technologie.



Figure 61: Evolution du LCOE des technologies CSP (source: IRENA)

4.3.2.3. ENERGIE ÉOLIENNE

4.3.2.3.1. Brève présentation de la technologie

Dans le cadre de cette étude les technologies éoliennes permettant le développement de projets à l'échelle industrielle sont prises en compte (site de plusieurs dizaines de MW). Dans tous les cas, la vitesse de cut-in d'une éolienne grande échelle (>2 MW) est d'environ 3 m/s. En-dessous de cette vitesse, elle ne produit pas (au contraire elle consomme).

Des éoliennes de petite taille permettent de fonctionner à des vitesses de vent sensiblement inférieures mais ces technologies sont financièrement moins intéressantes et sont généralement dimensionnées pour l'électrification rurale.

4.3.2.3.2. Données d'investissement

Ces 30 dernières années les technologies éoliennes ont connu une nette décroissance de leurs coûts moyen d'installation, passant de 3000USD/kW en 1989 à environ 1600 USD/kWh aujourd'hui. Néanmoins, on observe une large diversité des coûts d'installation, dépendant de la taille des sites et des technologies utilisées.

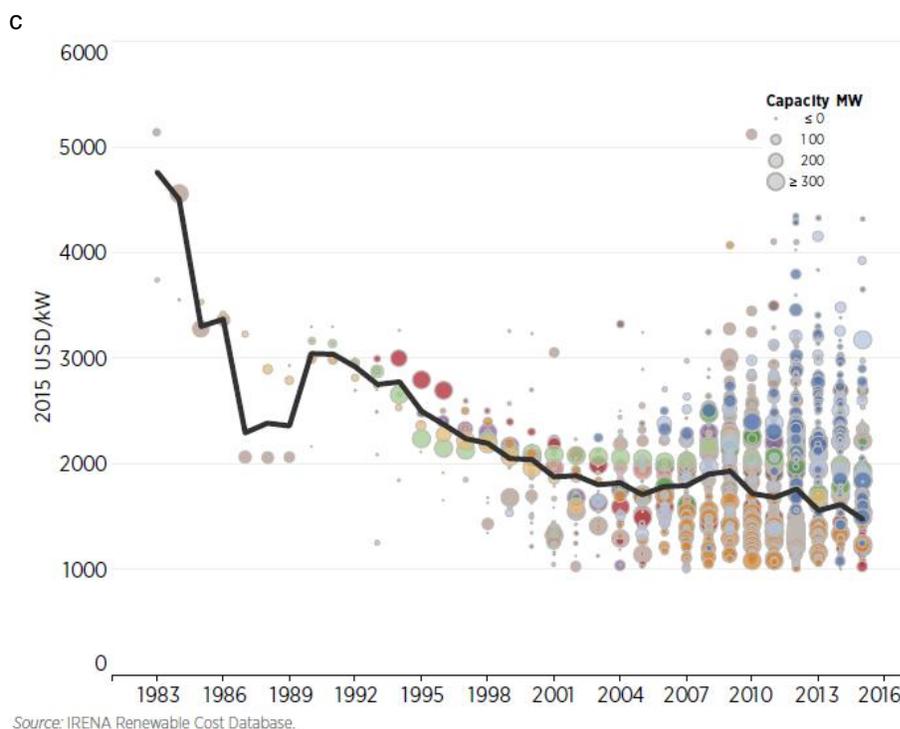


Figure 62: Coûts d'investissement pour des projets éoliens pour une mise en service entre 1983 et 2015 (source: IRENA)

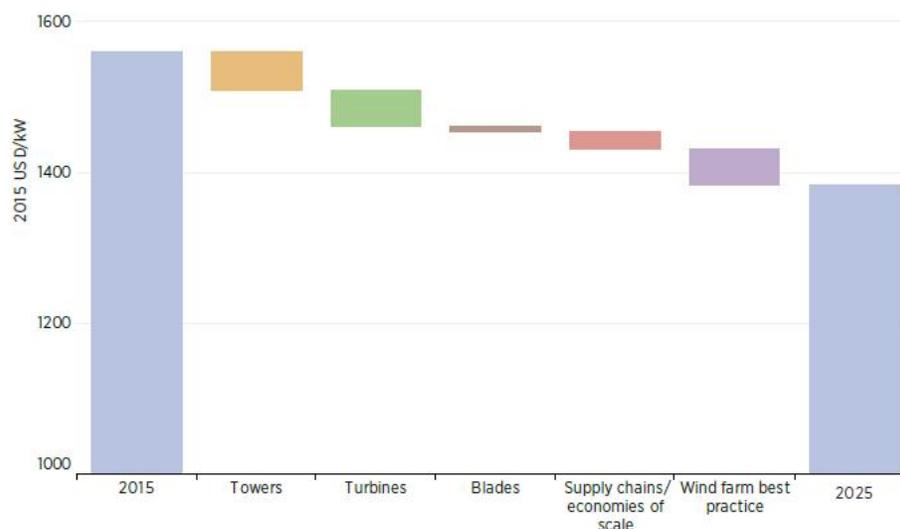
Compte tenu de ces chiffres, la tendance considérée pour les coûts actuels est indiquée dans le tableau ci-dessous. Les prix d'installation comprennent non seulement le prix de la machine, mais également les travaux civils et électriques.

Caractéristiques des centrales	Unités	Par éolien
Puissance nominale (conditions locales)	MW	100MMW (28*3.6 MW)
Energie disponible moyenne	GWh	200
Echéancier de paiement	%/an	70% Y0-1 30% Y0
Coût d'investissement	MUSD	162
Coût d'investissement / kW	USD/kW	1620
Durée de vie	an	25
Coût d'exploitation et maintenance - fixe	USD/kW/an	13
Coût d'exploitation et maintenance – variable	USD/MWh	7
Indisponibilité planifiée (maintenance)	pu	1%
Indisponibilité fortuite	pu	4%

Tableau 56: Eoliennes – Données d'investissement

4.3.2.3.3. Evolution future des coûts

Dans le futur, le prix sera poussé vers le bas par des avancées technologiques au niveau des tours, pales et générateurs. Les sites moins venteux profiteront de l'évolution vers des rotors et mâts plus grands pour atteindre des facteurs de capacité plus haut.



Source: IRENA analysis and MAKE Consulting, 2015b.

Figure 63: Evolution future attendue des coûts d'investissement pour les projets éoliens (source: IRENA)

L'Afrique profitera d'une hausse du marché ce qui réduira également les coûts. Selon IRENA, le coût d'installation est projeté de diminuer d'environ 1.27% annuellement d'ici 2025 (excluant l'inflation). Cette réduction pourrait même être supérieure à la moyenne pour l'Afrique. Dès lors, les prévisions présentées ci-après sont considérées comme relativement conservatrices.

Version finale

4.3.2.4. RESSOURCES BIOMASSE

Afin de donner un aperçu général de l'impact d'une centrale biomasse, les paramètres caractéristiques des trois tailles d'installations suivantes sont présentés ci-après: *Unité moyenne - 40 MW* et *Petites unités - 5 & 20 MW*.

Les données d'investissement sont basées sur des technologies de combustion de biomasse pure. Outre cette technologie, il existe plusieurs autres méthodes de combustion de la biomasse. Ces technologies sont exposées brièvement afin de fournir un aperçu général des différentes possibilités de production d'énergie offertes par ce combustible.

Combustion de biomasse pure

Différentes technologies de combustion où la biomasse est directement introduite dans la chaudière sont disponibles en fonction de la taille des particules de biomasse.

- Chaudières à combustible pulvérisé (CP): applicable pour les grandes centrales jusqu'à 200 MW ;
- Chaudières à lits fluidisés circulants (LFC): applicable pour la gamme d'une puissance installée de 20 à 200 MW ;
- Four à grille (FG): applicable pour les petites centrales, jusqu'à 20 MW.

Ces technologies peuvent également être utilisées pour les processus de co-combustion. Afin d'assurer une combustion complète de la biomasse et de limiter la présence de combustible imbrûlé dans les cendres, le broyage de la biomasse de bois est nécessaire dans le cas des chaudières CP. Les broyeurs à marteaux sont utilisés pour obtenir une granulométrie à 100% inférieure à 1.5 mm et à 80% inférieure à 1 mm. Ces tailles de particules sont adaptées pour les chaudières à combustible pulvérisé.

Les chaudières LFC sont plus flexibles que les chaudières à combustible pulvérisé. Elles fonctionnent par suspension des combustibles solides sur des jets d'air soufflés pendant le processus de combustion. Le résultat est un mélange turbulent de gaz et de solides. L'action de ce mélange aux propriétés proches d'un fluide bouillonnant, fournit des réactions chimiques plus efficaces et de meilleurs transferts de chaleur. Elles sont caractérisées par des rendements plus élevés et une plus grande disponibilité, combinée avec des émissions plus faibles.

Co-Combustion à injection directe

La co-combustion consiste à brûler un mélange de combustibles fossiles et de biomasse. Dans la plupart des cas, la co-combustion associe la combustion de biomasse de bois avec le charbon. Les avantages de cette technologie sont la réduction du coût de consommation du charbon et la diminution des émissions de SO_x, NO_x, particules et autres polluants. La co-combustion à injection directe consiste à alimenter la chaudière directement avec le mélange de biomasse-charbon après un processus de prétraitement (nettoyage, séchage, broyage,..).

Co-Combustion à injection indirecte

Dans cette technologie, la biomasse passe par un procédé de gazéification, avant d'être brûlée. Le gaz de synthèse obtenu peut être utilisé pour alimenter les moteurs à gaz modifiés. Le gaz de synthèse est obtenu par une oxydation partielle de la biomasse. Les principaux avantages de ce procédé sont la souplesse des matières premières (même une biomasse de faible qualité comme un déchet peut être gazéifiée). Le gaz produit a un pouvoir calorifique d'environ 4 MJ/Nm³. Il peut être utilisé comme combustible de substitution dans les centrales existantes.

Combustion parallèle

Une nouvelle unité brûlant de la biomasse et produisant de la vapeur peut être couplée à des unités fossiles existantes.

Production combinée de chaleur et d'électricité (cogénération)

La cogénération consiste en la production simultanée de chaleur et d'électricité.

Dans une unité classique brûlant de la biomasse solide, environ 37% du potentiel de l'énergie contenue dans le combustible est converti en électricité, tandis que le reste est perdu en chaleur. Même les technologies les plus avancées ne convertissent pas plus de 55% de combustible en énergie utile.

Les centrales de cogénération produisent de l'électricité et de chaleur et peuvent atteindre un rendement de 90%, donnant des économies d'énergie entre 15-40% par rapport à la production séparée d'électricité provenant de centrales électriques conventionnelles et de chaleur provenant de chaudières. C'est le moyen le plus efficace d'utiliser le combustible.

La chaleur produite par la cogénération peut être livrée par divers moyens, y compris l'eau chaude (par exemple, pour le chauffage et l'eau chaude domestique), la vapeur ou l'air chaud (par exemple, pour les usages industriels).

Tri-génération

Dans les climats plus chauds, les besoins de chauffage sont limités. Il y a par contre un besoin important en systèmes de refroidissement durant toute l'année.

La tri-génération est la production simultanée d'électricité, de chauffage électrique et de refroidissement. La biomasse peut être utilisée comme combustible. La chaleur produite dans les centrales de cogénération est, dans ce cas, utilisée pour produire du froid grâce à des cycles d'absorption.

Caractéristiques des centrales	Unités	Centrale biomasse (20MWe)	Centrale biomasse (40MWe)	Centrale biomasse (5MWe)
Fabricant + Modèle	-	Four à grille	Chaudière LFC / Four à grille	Four à grille
Nombre de TV	-	1	1	1
Puissance brute TV (conditions locales)	MW	20	40	5
Puissance nominale totale (brute)	MW	20	40	5
Coût d'investissement (note 1)	MUSD	37 à 50	60 à 90	10 à 15
Coût d'investissement / kW (note 1)	USD/kW	1750 à 2500 à 2500	1500 à 2250	2000 à 3000
durée de vie	an	25	25	25
Coût d'exploitation et maintenance – fixe	USD/kW/an	204	136	272
Coût d'exploitation et maintenance – variable	USD/MWh	inclus	inclus	inclus
Combustible 1		Copeaux de bois/déchets agricoles	Copeaux de bois/déchets agricoles	Copeaux de bois/ déchets agricoles
Consommation spécifique - Combustible 1	kJ/kWh	9600	9600	15000
Emission CO2	mg/Nm3	0	0	0
Emission SO2 (pour les distillats)	mg/Nm3	-	-	-
Emission NOx sans SCR (sur base annuelle)	mg/Nm3	250	250	250
Emission NOx avec SCR	mg/Nm3	125	125	125
Indisponibilité planifiée (maintenance)	pu	0.07	0.07	0.07
Indisponibilité fortuite	pu	0.1	0.1	0.1
Particularités				
- Energie disponible moyenne	GWh	150	300	37
- Efficacité énergétique nette	%	24	27	20
- PCI moyen	GJ/t	12	12	12
- Consommation de biomasse	t/an	190000	331 000	56 000

Caractéristiques des centrales	Unités	Centrale biomasse (20MWe)	Centrale biomasse (40MWe)	Centrale biomasse (5MWe)
- Prix du combustible sans transport	USD/GJ	<2	<2	<2
- Prix du combustible avec transport (500km)	USD/GJ	2 à 3.5	2 à 3.5	2 à 3.5

Tableau 57 : Unité de production Biomasse – Données d'investissement

Note 1 : ordres de grandeur des investissements CAPEX fortement dépendant des technologies et provenance des équipements. Prix estimés avec des technologies et équipements produits en Asie.

4.3.2.5. ENERGIE NUCLÉAIRE

L'option du développement de centrales nucléaires n'a pas été retenue comme alternative crédible pour l'alimentation électrique de la région de l'Afrique de l'Ouest pour les raisons suivantes

- 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 ;
- Le coût actualisé de l'électricité (LCOE) produite à partir de centrales nucléaires se situe au-delà de 105\$/MWh ce qui est 40% plus cher que l'option gaz (cycle combiné) et près du double de l'option solaire à moyen-terme ;
- La taille unitaire des centrales nucléaires (plus de 1000MW par unité) entraînerait des contraintes d'exploitation fortes pour des systèmes électriques faiblement maillés comme celui de l'Afrique de l'Ouest et des coûts supplémentaires en termes de renforcement du système électrique.
- Le développement du nucléaire ne peut être envisagé qu'à long terme, au-delà de l'horizon de l'étude, car il nécessite la mise en place d'une expertise spécifique, d'autorités de contrôle compétentes, la réalisation d'études de faisabilité et d'impact plus poussées et plus longues que celles requises pour les autres types de production.

4.3.3. Synthèse de l'analyse de l'offre - Coût moyen de l'énergie produite

Le choix des technologies de production est en partie attribuable à leurs coûts sous-jacents. Ces coûts couvrent généralement les coûts d'investissement, les coûts d'exploitation et d'entretien (fixes et variables) et les coûts du combustible. Une mesure appropriée pour comparer ces coûts entre les technologies de production est le Coût Moyen de l'énergie produite (Levelized Cost of Electricity - LCOE). Cette mesure est utilisée pour évaluer la compétitivité des technologies de production et exprime toutes les composantes des coûts en USD par MWh. En outre, elle tient compte de la durée de vie et du taux d'utilisation des technologies. Notons cependant que si une évaluation LCOE fournit un premier aperçu précieux, une évaluation complète nécessite un modèle économique plus détaillé, tel qu'il sera développé dans le plan directeur production.

D'après les hypothèses technologiques décrites ci-dessus dans cette section, les valeurs LCOE pour les différentes options technologiques futures sont synthétisées dans la Figure 64. La distinction est faite entre les valeurs LCOE en 2017 (barres de gauche) et 2030 (barres de droite). Notons que les valeurs sont basées sur un taux d'actualisation de 10% et un taux d'utilisation de 80% pour les unités thermiques. Les valeurs de LCOE sont indiquées en considérant les projections des coûts de combustible de base.

La figure montre que les grandes centrales hydroélectriques sont parmi les unités ayant le LCOE le plus bas. Notons cependant que l'image présente une valeur moyenne pour un grand barrage mais que chaque projet devrait être considéré individuellement car chacun a des coûts d'investissement différents et des productibles différents.

En ce qui concerne les centrales thermiques, il est intéressant de noter qu'avec les prix actuels du carburant considérés, les cycles combinés au gaz naturel sont caractérisés par un LCOE légèrement inférieur à celui des centrales charbon mais la tendance est inversée en 2030 en raison de la baisse prévue du prix du charbon. Il importe toutefois de mentionner que les LCOE ne prennent pas en compte le coût des émissions de CO₂ ni les contraintes techniques inhérentes à la technologie turbine vapeur (peu de flexibilité) qui sont deux freins au développement futur du charbon.

Toutes les autres unités thermiques affichent des coûts moyens de production sensiblement plus élevés.

Vers 2030, on s'attend à ce que les valeurs des LCOE changent à cause de l'évolution du coût du carburant mais aussi de la diminution des coûts de CAPEX pour sources d'énergie renouvelable. En particulier, le LCOE des centrales solaires devrait baisser sensiblement d'ici 2030. Cela amène cette technologie plus bas dans l'ordre de mérite, en-dessous de toute technologie thermique. Notons toutefois que le LCOE des projets solaires est très dépendant des conditions d'irradiation locales. Dès lors, il s'agira de sélectionner les sites adéquats pour le développement de cette ressource.

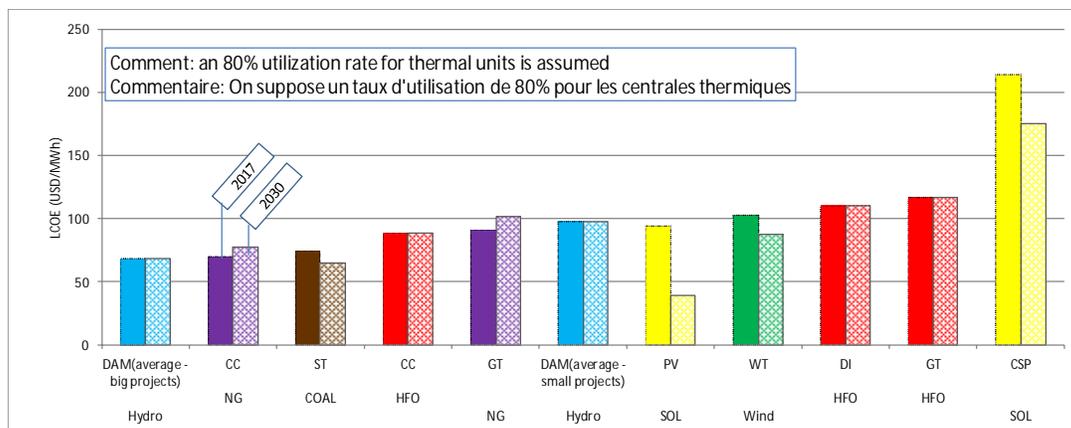


Figure 64: Coûts moyens de l'énergie produite pour les différentes technologies de production et différents carburants en supposant une exploitation en base pour les unités thermiques.

Tandis que la figure ci-dessus a supposé une exploitation en base pour les unités thermiques (taux d'utilisation de 80%), les valeurs de LCOE de technologie changent lorsque les unités sont considérées comme des unités de semi-base ou de pointe. Ceci est illustré dans Figure 65, en supposant un taux d'utilisation de 35%. La figure montre que le changement dans le taux d'utilisation modifie l'ordre de mérite et que les turbines à gaz deviennent maintenant moins chères que les centrales à vapeur. Cela est dû à l'intensité de capital de ces dernières par rapport aux turbines. Il est à noter que le LCOE des technologies renouvelables est omise de cette figure car la comparaison avec les unités thermiques en régime d'utilisation partielle n'est pas pertinente.

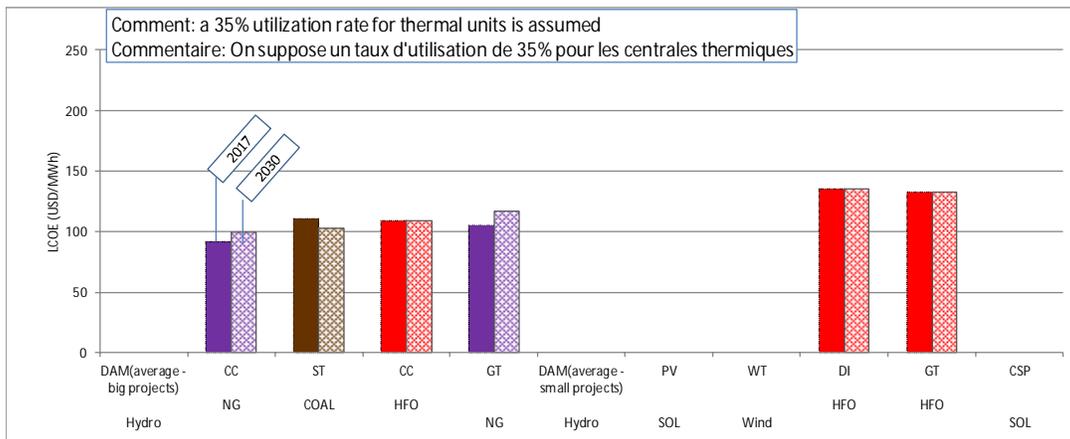


Figure 65: Coûts moyens de l'énergie produite pour les différentes technologies de production et différents carburants en supposant une exploitation en semi-base pour les unités thermiques

4.4. Identification des options de stockage

Etant donné le développement attendu des énergies renouvelables en Afrique de l'Ouest et des difficultés opérationnelles inhérentes à ce développement (besoins en flexibilité, contraintes d'exploitation), la mise en service de capacité de stockage dans la sous-région ne peut être exclu du périmètre de cette étude.

Compte tenu des spécificités de la sous-région, le stockage hydroélectrique revêt un potentiel immense et la complémentarité entre les ressources solaires et hydroélectriques est essentielle pour le développement d'une énergie abordable, fiable, durable et moderne pour tous. De plus, les opportunités de stockage thermiques couplées aux centrales solaires concentrées ne peuvent être exclues. Enfin, et compte tenu des avancées technologiques actuelles, le stockage par batteries industrielles apparaît comme une solution réalisable et potentiellement compétitive pour l'installation de stockages de taille significative dans les réseaux, notamment pour les pays ne disposant pas de ressources hydroélectriques majeures.

Néanmoins, au vu des objectifs de l'étude et de l'horizon temporel considéré, nous nous focaliserons sur le rôle que les batteries peuvent jouer pour compenser l'intermittence des sources d'énergies renouvelables en général, et des centrales solaires photovoltaïques en particulier, excluant de facto le développement de solutions de stockage pour des contraintes d'exploitations.

Différents modèles de batteries sont présents sur le marché et leurs coûts d'investissements (données de 2014) sont repris à la Figure 66. Les batteries EOS Aurora apparaissent actuellement comme la solution la plus compétitive. En effet l'Eos Aurora se différencie des autres batteries par l'utilisation de l'air comme élément essentiel de sa cathode. Grâce à cela et à l'utilisation du zinc comme composant premier de son anode, la conception de batteries à la fois peu coûteuses et respectueuses de l'environnement est possible, tout en gardant un rendement global (sur un cycle de charge-décharge) de 75%. Néanmoins, il y a encore très peu de retour d'expérience sur les performances effectives de ce type de batterie, et baser le développement d'un plan d'action optimal sur ces hypothèses pour le stockage pourrait être risqué.

Le développement du plan d'action optimal se basera donc sur les caractéristiques de coût et de rendement du deuxième type de batteries le plus économique qui ont en outre bénéficié d'une forte réduction des coûts ces dernières années : **les batteries Li-ion**, technologie bénéficiant d'un retour d'expérience suffisant. Selon BNEF, ces batteries ont actuellement un coût d'installation inférieur à 300\$/kWh.

Notons que cela ne lie pas le plan d'action optimal à une technologie commerciale particulière, mais que cela permet de le baser sur un jeu d'hypothèses réaliste. En pratique, des appels d'offre pour la réalisation d'installations permettront la sélection des batteries les plus compétitives pour un volume d'achat donné et éventuellement d'en accélérer la mise en œuvre si l'évolution technologique rapide pressentie se matérialise dans les faits.

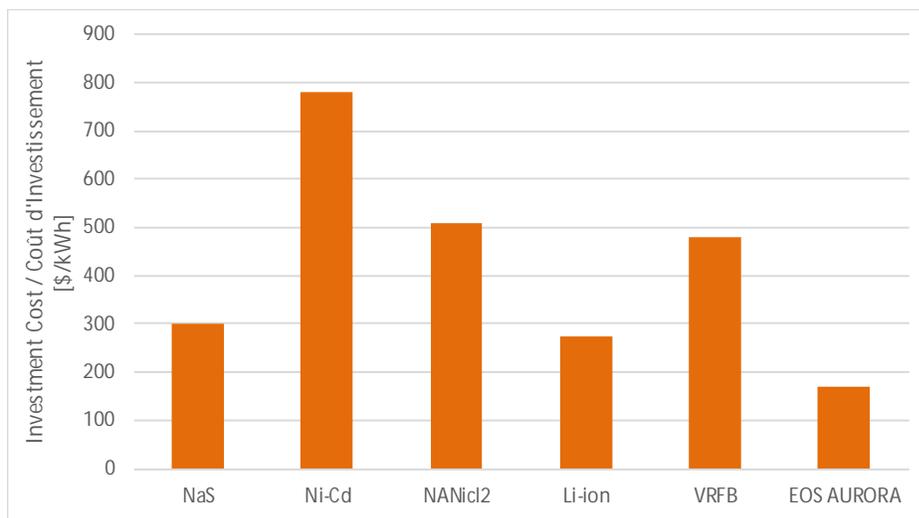


Figure 66: Coût d'investissement pour les différents modèles de batteries⁶

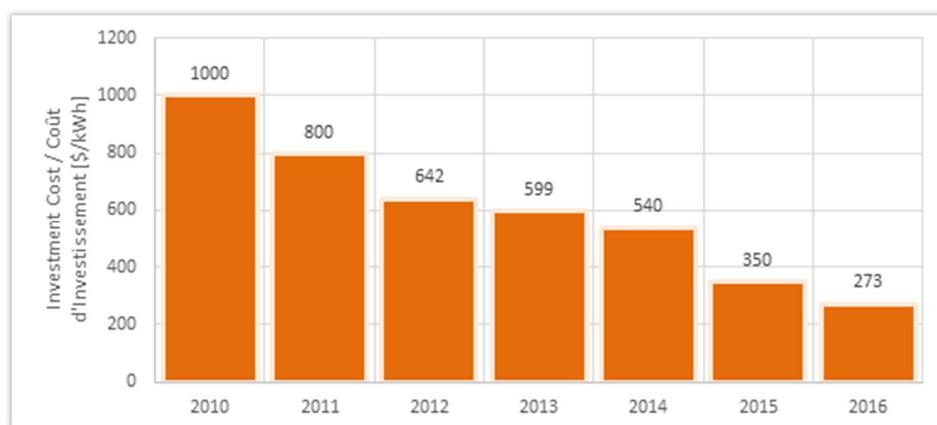


Figure 67: Evolution des coûts d'investissement des technologies LI-ion entre 2010 et 2016 (source : BNEF)

Version finale

⁶ Source: Behnam Zakeri, Sanna Syri. "Electrical Energy Storage Systems: A comparative life cycle cost Analysis." In: Elsevier Journal (2014) , EOS ENERGY STORAGE®, BNEF, LAZARD

Les différentes caractéristiques du Tesla PowerPack (exemple de batterie LI-ion) sont reprises au Tableau 58: Caractéristique de la batterie LI-ion Tesla PowerPack (Source: TESLA)

Caractéristiques	Tesla PowerPack
Puissance	1 MW
Energie	4 MWh
Tension de Sortie	380-480 Vca, triphasé
Energie par cycle	8280 kWh/cycle
Efficacité Globale de la Batterie	>90% à 25°C
Durée de Vie	5000 cycles ou environ 15 ans
Température de Fonctionnement	-20 à 50°C
Coûts fixes d'exploitations annuels	0.05% du coût d'investissement

Tableau 58: Caractéristique de la batterie LI-ion Tesla PowerPack (Source: TESLA)

Compte tenu que la justification principale attendue du stockage pour compenser la variabilité des ressources renouvelables (essentiellement solaires), il est considéré que les unités de stockage pourront ainsi connectées avec les panneaux solaires photovoltaïque sur un même circuit DC, et reliées au réseau à l'aide d'onduleurs de puissance nominale égale au maximum à la demande de pointe du réseau et non à la somme de cette demande de pointe et de la capacité de stockage. Par ailleurs, des redresseurs, peu coûteux, sont nécessaires pour assurer le cas échéant le stockage à partir des unités thermiques existantes, dont la capacité doit être le minimum de la capacité thermique et celle du stockage.

Les hypothèses de coût retenues pour le stockage dans l'élaboration du plan de développement optimal sont par conséquent les suivantes :

Coût d'investissement : le coût d'investissement retenu pour la batterie LI-ion est de 273 \$/kWh – 179 000 FCFA/kWh. Une diminution des coûts d'investissement sera supposée sur base des hypothèses présentées par IRENA dans son rapport *Electricity Storage cost and market up to 2030* (2017). Dans ce rapport, une décroissance du coût total d'installation de 54% à 61% d'ici à 2030 est estimée (57.5% considéré ici). Il est à noter que ces valeurs supposent que les batteries utiliseront les onduleurs déjà mis en place pour l'utilisation des centrales solaires. Une étude de sensibilité évaluera l'impact du modèle de décroissance choisi.

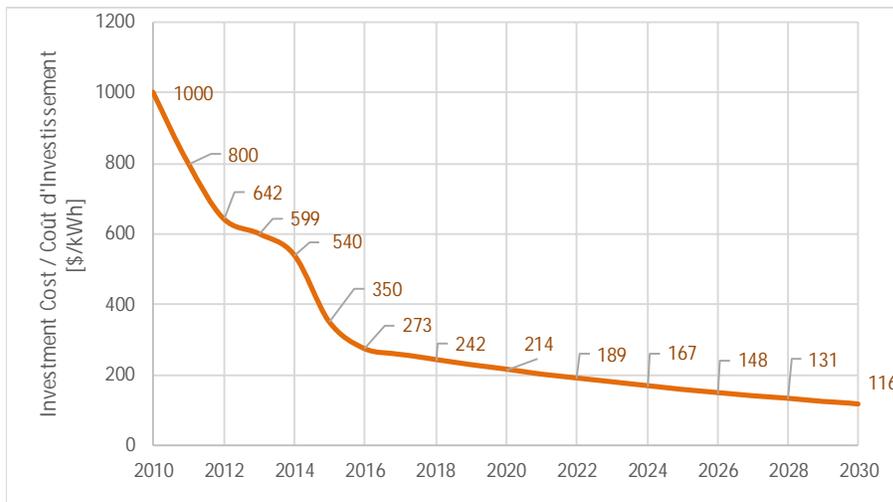


Figure 68: décroissance du coût d'investissement de la batterie LI-ion en \$/kWh

5. ANALYSE DU TRANSPORT

5.1. Situation actuelle des infrastructures par pays

Cette section présente la situation actuelle des infrastructures dans les différents pays, incluant les lignes de transport, les transformateurs, les condensateurs et les bobines d'inductance (self). Les informations collectées ont été synthétisées dans des tableaux par pays. Le symbole N/A (*not available*) remplace les données manquantes.

Les valeurs présentées devraient être validées et les valeurs manquantes (N/A) devraient être remplies par les pays concernés.

Dans cette section, la convention de signe adoptée pour représenter les moyens de compensation réactive est telle que: Les inductances sont représentées par une valeur négative et les condensateurs sont représentés par une valeur positive. En plus, le type de dispositif de compensation est spécifié dans les tableaux, en termes de shunt fixe (*fixe*), de shunt commutable (*comm.*) ou de compensateur statique de puissance réactive (SVC). La compensation en série est également mise en évidence.

Dans les tableaux suivants, il est également spécifié si les transformateurs sont équipés d'un changeur de prises en charge (*OLTC, on-load tap changer*).

5.1.1. Bénin

La situation actuelle du système électrique du Bénin est présentée aux tableaux suivants (lignes, transformateurs et moyens de compensation réactive).

Seules les infrastructures connectées aux tensions supérieures ou égales à 90 kV ont été considérées. Le système est caractérisé par 13 lignes de transport (10 simples ternes et 3 doubles ternes), 11 transformateurs et 1 moyen de compensation réactive⁷.

Poste de départ	Poste d'arrivée	Tension (kV)	Long. (km)	Limite thermique (MVA)	R (% p.u.)	X (% p.u.)	B/2 (% p.u.)
Maria Gleta 2_161	Avakpa_161	161	N/A	128	1.940	6.240	1.350
Sakete_161	Cotonou_161	161	N/A	178	2.750	8.450	1.980
Sakete_161	Cotonou_161	161	N/A	178	2.750	8.450	1.980
Bohicon_161	Onigbolo_161	161	N/A	178	4.290	13.220	2.830
Djougou_161	Parakou_161	161	N/A	178	6.670	20.310	9.600
Maria Gleta 2_161	Cotonou_161	161	N/A	128	0.560	1.710	0.810
Parakou_161	Bembereke_161	161	N/A	178	4.900	15.100	3.500
Djougou_161	Natitingou_161	161	N/A	178	4.200	12.800	3.000
Onigbolo_161	Sakete_161	161	N/A	178	2.310	7.090	1.660
Maria Gleta 2_161	Cotonou_161	161	N/A	128	0.560	1.710	0.810

⁷ Ce condensateur unique au Bénin est modélisé comme deux condensateurs (1 banc de 7.2 MVar et 25 bancs de 0.4 MVar)

Poste de départ	Poste d'arrivée	Tension (kV)	Long. (km)	Limite thermique (MVA)	R (% p.u.)	X (% p.u.)	B/2 (% p.u.)
Tanzoun_161	Sakete_161	161	28	178	1.740	4.537	0.109
Tanzoun_161	Sakete_161	161	28	178	1.740	4.537	0.109
Maria Gleta 1_161	Maria Gleta 2_161	161	5	128	0.300	0.822	0.215
Maria Gleta 1_161	Maria Gleta 2_161	161	5	128	0.300	0.822	0.215

Tableau 59: Lignes de transmission existantes (tension supérieure ou égale à 90 kV) – Bénin

Sous station primaire [Nom_Tension]	Sous station secondaire [Nom_Tension]	Puissance nominale [MVA]	Réglant (OLTC)
Cotonou_161	Akpakpa_15	37.5	Non
Cotonou_161	Porto-Novo_15	15.0	Non
Cotonou_161	Gbgamey Aggreko_15	37.5	Non
Cotonou_161	Vedoko_15	15.0	Non
Maria Gleta 2_161	Aggreko Maria Gleta_15.8	100.0	Non
Maria Gleta 2_161	Maria Gleta TAG CEB_15.8	50.0	Non
Maria Gleta 2_161	TB TAG BID_15.8	100.0	Non
Natitingou_161	Natitingou SBEE Diesel_15	20.0	Non
Parakou_161	Parakou Thermal_15	60.0	Non
Sakete_161	Sakete_330	200.0	Non
Sakete_161	Sakete_330	200.0	Non

Tableau 60: Transformateurs existants (2 enroulements) – Bénin

Sous station [Nom_Tension]	Capacité / banc (Mvar)	Nombre de bancs	Type (Fixe-Comm-SVC)
Parakou_161	-7.2	1	Comm.
Parakou_161	-0.4	25	Comm.

Tableau 61: Moyens de compensation réactive existants - Bénin

5.1.2. Burkina Faso

La situation actuelle du système électrique du Burkina Faso est présentée aux tableaux suivants (lignes, transformateurs et moyens de compensation réactive).

Seules les infrastructures connectées aux tensions supérieures ou égales à 90 kV ont été considérées. Le système est caractérisé par 12 lignes de transport (11 simples ternes et 1 double terne), 64 transformateurs et 22 moyens de compensation réactive.

Poste de départ	Poste d'arrivée	Tension (kV)	Long. (km)	Limite thermique (MVA)	R (% p.u.)	X (% p.u.)	B/2 (% p.u.)
Pa_225	Kodeni_225	225	N/A	327	1.701	10.509	9.458
Pa_225	Zagtouli_225	225	N/A	327	2.588	15.995	14.466
Bagre_132	Zano_132	132	N/A	110	3.030	7.438	0.766
Kompienga_132	Zano_132	132	N/A	110	13.258	32.541	3.365
Zano_132	Patte D'Oie_132	132	N/A	110	13.545	33.242	3.447
Ouaga 1_90	Ouaga 2_90	90	N/A	75	0.272	0.728	1.386
Ouaga 1_90	Ouaga 1_90	90	N/A	75	0.210	0.568	1.081
Ouaga 1_90	Kossodo_90	90	N/A	75	0.741	2.173	0.051
Zagtouli_90	Ouaga 2_90	90	N/A	72	2.667	7.802	0.180
Zagtouli_90	Ouaga 2_90	90	N/A	72	2.667	7.802	0.180
Pa_90	Wona_90	90	N/A	72	2.644	7.735	0.178
Komsilga_90	Patte D'Oie_90	90	25	65	4.567	12.522	0.280
Komsilga_90	Zagtouli_90	90	12	65	2.162	5.929	0.133

Tableau 62: Lignes de transmission existantes (tension supérieure ou égale à 90 kV) – Burkina Faso

Sous station primaire [Nom_Tension]	Sous station secondaire [Nom_Tension]	Puissance nominale [MVA]	Réglant (OLTC)
Bagre_132	Bagre G1_6.6	10.0	Non
Bagre_132	Bagre G1_6.6	10.0	Non
Bobo 1_33	Bobo 1_15	10.0	Oui
Bobo 1_33	Bobo 1_15	10.0	Oui
Bobo 2_15	BOBO II G1_5.5	6.9	Non
Bobo 2_15	BOBO II G2_5.5	6.9	Non
Bobo 2_33	Bobo 2_15	10.0	Oui
Bobo 2_33	Bobo 2_15	10.0	Oui
Bobo 2_33	BOBO II G3_5.5	6.9	Non
Bobo 2_33	BOBO II G4_5.5	6.9	Non
Bobo 2_33	BOBO II G5_5.5	6.9	Non
BOBO II G6_11	Bobo 2_33	25.0	Non
BOBO II G7_11	Bobo 2_33	25.0	Non
BOBO II G8_11	Bobo 2_33	25.0	Non
BOBO II G9_11	Bobo 2_33	25.0	Non
Kodeni_225	Kodeni_33	40.0	Non
Kodeni_225	Kodeni_33	40.0	Non
Kompienga_132	Fada Extension _6.6	10.0	Non
Kompienga_132	Kompienga G1_6.6	10.0	Non
Kompienga_132	Kompienga G1_6.6	10.0	Non
Komsilga G1_11	Komsilga_33	25.0	Non
Komsilga G2_11	Komsilga_33	25.0	Non
Komsilga G3_11	Komsilga_33	25.0	Non

Version finale

Sous station primaire [Nom_Tension]	Sous station secondaire [Nom_Tension]	Puissance nominale [MVA]	Réglant (OLTC)
Komsilga G4_11	Komsilga_33	25.0	Non
Komsilga G5_11	Komsilga_33	25.0	Non
Komsilga G6_11	Komsilga_33	25.0	Non
Komsilga G7_11	Komsilga_33	25.0	Non
Komsilga_90	Komsilga_33	40.0	Non
Komsilga_90	Komsilga_33	40.0	Non
Kossodo G7_11	Kossodo_33	10.0	Non
Kossodo G8_11	Kossodo_33	10.0	Non
Kossodo_33	Kossodo_15	15.0	Non
Kossodo_33	Kossodo_15	15.0	Non
Kossodo_33	Kossodo G1_11	5.0	Non
Kossodo_33	Kossodo G2_11	10.0	Non
Kossodo_33	Kossodo G3_11	10.0	Non
Kossodo_33	Kossodo G4_11	12.0	Non
Kossodo_33	Kossodo G5_11	12.0	Non
Kossodo_33	Kossodo G6_11	25.0	Non
Kossodo_90	Kossodo_33	40.0	Non
Kossodo_90	Kossodo_15	40.0	Non
Niofila G1_0.4	Bobo 2_33	4.0	Non
Ouaga 1_15	Ouaga 1 G1_6.3	4.0	Non
Ouaga 1_15	Ouaga 1 G2_6.3	4.0	Non
Ouaga 1_33	Ouaga 1_15	15.0	Non
Ouaga 1_33	Ouaga 1_15	15.0	Non
Ouaga 1_90	Ouaga 1_15	40.0	Non
Ouaga 2 G6_15	Ouaga 2 G1_5.5	6.6	Non
Ouaga 2 G6_15	Ouaga 2 G2_5.5	6.6	Non
Ouaga 2 G6_15	Ouaga 2 G3_5.5	6.6	Non
Ouaga 2 G6_15	Ouaga 2 G4_5.5	10.0	Non
Ouaga 2 G6_15	Ouaga 2 G5_5.5	10.0	Non
Ouaga 2_33	Ouaga 2 G6_15	15.0	Non
Ouaga 2_33	Ouaga 2 G6_15	15.0	Non
Ouaga 2_90	Ouaga 2 G6_15	40.0	Oui
Pa_225	Pa_90	40.0	Non
Patte D'Oie_132	Patte D'Oie_33	10.0	Non
Patte D'Oie_132	Patte D'Oie_33	10.0	Non
Patte D'Oie_132	Patte D'Oie_90	40.0	Non
Wona_90	Wona_33	40.0	Non
Zagtouli_225	Zagtouli_90	70.0	Non
Zagtouli_225	Zagtouli_90	70.0	Non

Tableau 63: Transformateurs existants (2 enroulements) - Burkina Faso

Version finale

Sous station primaire [Nom_Tension]	Sous station secondaire [Nom_Tension]	Sous station tertiaire [Nom_Tension]	Puissance nominale primaire [MVA]	Puissance nominale secondaire [MVA]	Puissance nominale tertiaire [MVA]	Réglant
Zagtouli_90	Zagtouli_33	Zagtouli 1_34.5	20.0	15.0	5.0	N/A
Zagtouli_90	Zagtouli_33	Zagtouli 2_34.5	20.0	15.0	5.0	N/A

Tableau 64: Transformateurs existants (3 enroulements) - Burkina Faso

Sous station [Nom_Tension]	Capacité / banc (Mvar)	Nombre de bancs	Type (Fixe-Comm.-SVC)
Kodeni RE_225	-28.0	1	Fixe
Kodeni_225	-13.0	1	Comm.
Kodeni_225	-1.4	12	Comm.
Kodeni_33	5.0	2	Comm.
Kompienga_132	-4.5	1	Comm.
Kossodo_15	4.8	1	Comm.
Kossodo_15	0.9	1	Comm.
Kossodo_15	0.7	2	Comm.
Ouaga 1_15	4.8	1	Comm.
Ouaga 1_15	1.2	5	Comm.
Ouaga 1_15	7.0	1	Comm.
Ouaga 1_90	14.4	1	Comm.
Ouaga 2 G6_15	4.8	4	Comm.
Ouaga 2 G6_15	3.0	1	Comm.
Ouaga 2 G6_15	1.5	2	Comm.
Ouaga 2000_33	4.8	1	Comm.
Pa_225	-30.0	1	N/A
Patte D'Oie_132	-4.5	1	Comm.
Patte D'Oie_33	5.0	2	Comm.
Patte D'Oie_33	4.8	1	Comm.
Patte D'Oie_33	-3.5	1	Comm.
Zagtouli_225	-15.0	2	Comm.

Tableau 65: Moyens de compensation réactive existants - Burkina Faso

5.1.3. Côte d'Ivoire

La situation actuelle du système électrique de la Côte d'Ivoire est présentée aux tableaux suivants (lignes, transformateurs et moyens de compensation réactive).

Seules les infrastructures connectées aux tensions supérieures ou égales à 90 kV ont été considérées. Le système est caractérisé par 77 lignes de transport (74 simples ternes et 3 doubles ternes), 197 transformateurs et 39 moyens de compensation réactive.

Poste de départ	Poste d'arrivée	Tension (kV)	Long. (km)	Limite thermique (MVA)	R (% p.u.)	X (% p.u.)	B/2 (% p.u.)
Kossou_225	Bouake_225	225.000	109.9	327.4	1.276	8.770	7.850
Azito 2_225	Yopougon 2_225	225.000	16.0	327.4	0.185	1.270	1.144
Akoupé_225	Abobo 2_225	225.000	20.8	327.4	0.380	1.720	1.530
Taabo 1_225	Akoupé_225	225.000	150.0	327.4	1.740	11.970	10.720
Bingerville_225	Riviera_225	225.000	21.0	327.4	0.244	1.676	1.502
Ferkéssédougou 2_225	Sikasso RE_225	225.000	237.0	327.4	2.752	18.912	16.950
Abobo 1_225	Azito 2_225	225.000	16.7	327.4	0.193	1.332	1.194
Abobo 1_225	Azito 2_225	225.000	16.7	327.4	0.193	1.332	1.194
Abobo 1_225	Djibi 2_225	225.000	8.7	327.4	0.101	0.695	0.623
Abobo 1_225	Yopougon 2_225	225.000	12.0	327.4	0.139	0.957	0.858
Azito 1_225	Vridi 2_225	225.000	12.2	327.4	0.141	0.973	0.872
Buyo 1_225	Soubre 2_225	225.000	82.2	327.4	0.955	6.560	5.870
Taabo 1_225	Soubre 2_225	225.000	195.8	327.4	2.276	15.641	13.990
Buyo 2_225	Man_225	225.000	193.2	327.4	2.244	15.418	13.810
Riviera_225	Djibi 2_225	225.000	6.3	327.4	0.073	0.502	0.450
Kossou_225	Taabo 2_225	225.000	124.0	245.5	2.295	10.287	9.130
Bouake_225	Ferkéssédougou 1_225	225.000	233.8	327.4	2.716	18.658	16.720
Ferkéssédougou 1_225	Kodeni RE_225	225.000	221.9	327.4	2.576	17.699	15.860
Man_225	Laboa_225	225.000	152.0	327.4	1.765	12.130	10.860
Taabo 1_225	Abobo 2_225	225.000	170.8	246.0	3.161	14.170	12.564
Soubre 2_225	Taabo 2_225	225.000	195.8	327.4	2.276	15.641	13.990
Soubre 1_225	San Pedro 1_225	225.000	117.0	327.0	1.359	9.337	8.369
Yopougon 2_225	Taabo 1_225	225.000	162.0	327.0	1.882	12.928	11.588
Vridi 2_225	Riviera_225	225.000	18.3	327.0	0.213	1.460	1.309
Bingerville_225	Prestea_225	225.000	189.0	327.0	2.195	15.083	13.520
San Pedro_33	Faye_33	33.000	38.2	24.9	50.512	147.328	0.059
Yopougon 2 -1_90	Yopougon 1 -1_90	90.000	7.8	109.0	0.481	1.156	2.261
Laboa_90	Seguela_90	90.000	82.0	74.8	14.578	42.518	0.941
Laboa_90	Odiene_90	90.000	122.2	74.8	21.724	63.362	1.402
Tongon_90	Korhogo_90	90.000	56.2	74.8	10.000	29.167	0.644
Taabo_90	Hire_90	90.000	22.0	74.8	3.911	11.407	0.252
Korhogo_90	Ferkéssédougou_90	90.000	48.3	71.7	10.197	25.044	0.554
Gagnoa_90	Divo_90	90.000	81.2	74.8	14.400	42.000	0.929
Hire_90	Divo_90	90.000	41.9	74.8	7.450	21.730	0.480
Dimbokro_90	Taabo_90	90.000	72.2	74.8	12.836	37.437	0.828
Yamoussoukro_90	Dimbokro_90	90.000	67.4	72.0	11.982	34.948	0.773
Danane_90	Man_90	90.000	76.8	74.8	13.653	39.822	0.881
Daloa_90	Buyo_90	90.000	112.1	74.8	19.927	58.120	1.286
Boundia_90	Korhogo_90	90.000	103.5	74.8	18.406	53.684	1.188
Odiene_90	Boundia_90	90.000	123.1	74.8	21.884	63.829	1.412

Version finale

Poste de départ	Poste d'arrivée	Tension (kV)	Long. (km)	Limite thermique (MVA)	R (% p.u.)	X (% p.u.)	B/2 (% p.u.)
Bouake 2_90	Serebou_90	90.000	131.1	74.8	23.303	67.767	1.504
Bouake 2_90	Marabadiassa_90	90.000	81.4	74.8	14.471	42.207	0.934
Bouake 2_90	Bouake 1_90	90.000	26.4	74.8	4.701	13.713	0.303
Ayame 1_90	Ayame 2_90	90.000	4.0	71.7	0.844	2.074	0.046
Bongo_90	Ayame 1_90	90.000	65.7	71.7	13.870	34.067	0.754
Dimbokro_90	Attakro_90	90.000	103.9	74.8	18.471	53.874	1.192
Koumassi_90	Anoumabo 2_90	90.000	2.8	109.0	0.173	0.415	0.812
Abobo 1_90	Yopougon 2_90	90.000	16.6	75.0	2.951	8.607	0.190
Abobo 1_90	Yopougon 1 -1_90	90.000	13.2	71.7	2.787	6.844	0.151
Bia Nord 1_90	Plateau_90	90.000	2.8	109.0	0.173	0.415	0.812
Bia Sud 2_90	Anoumabo 2_90	90.000	6.3	109.0	0.389	0.933	1.826
Daloa_90	Kossou 1_90	90.000	110.6	74.8	19.662	57.350	1.269
Gagnoa_90	Kossou 1_90	90.000	120.9	72.0	25.523	62.688	1.387
Riviera 1_90	Bia Nord 2_90	90.000	10.4	71.7	2.195	5.392	0.119
Vridi 2_90	Treichville 1_90	90.000	6.5	98.2	0.752	3.370	0.077
Treichville 1_90	Vridi 2_90	90.000	6.5	98.2	0.752	3.370	0.077
Vridi 1_90	Sir_90	90.000	3.0	71.7	0.633	1.556	0.034
Vridi 2_90	Yopougon 1 -2_90	90.000	15.7	71.7	3.314	8.141	0.180
Abobo 2_90	Bia Nord 2_90	90.000	4.9	71.7	1.034	2.540	0.056
Abobo 2_90	Bia Nord 2_90	90.000	4.9	71.7	1.034	2.540	0.056
Abobo 2_90	Adjame_90	90.000	4.7	74.8	0.836	2.437	0.054
Abobo 2_90	Bongo_90	90.000	58.1	71.7	12.266	30.126	0.666
Riviera 2_90	Bia Sud 1_90	90.000	11.2	75.0	2.322	5.704	0.126
Zuenoula_90	Kossou 2_90	90.000	92.7	74.8	16.480	48.067	1.060
Bouake 1_90	Kossou 2_90	90.000	115.3	71.7	24.343	59.790	1.323
Kossou 2_90	Yamousoukro_90	90.000	53.3	72.0	9.474	27.630	0.611
Grand Bassam_90	Riviera 2_90	90.000	28.6	71.7	6.038	14.830	0.328
Agnibilekrou_90	Abengourou_90	90.000	53.0	74.8	9.422	27.481	0.608
Abengourou_90	Attakro_90	90.000	40.1	74.8	7.111	20.740	0.459
Grand Bassam_90	Abrobakro_90	90.000	25.0	71.7	5.278	12.963	0.287
Abrobakro_90	Ayame 2_90	90.000	59.0	71.7	12.402	30.463	0.674
Adjame_90	Plateau_90	90.000	3.7	109.0	0.228	0.548	1.073
Hire_90	Agbaou_90	90.000	14.6	74.8	2.595	7.570	0.167
Plateau_90	Treichville 2_90	90.000	3.8	109.0	0.235	0.563	1.102
Treichville 2_90	Plateau_90	90.000	3.8	109.0	0.235	0.563	1.102
Bia Sud 1_90	Vridi 2_90	90.000	7.8	72.0	1.386	4.044	0.089
Vridi 1_90	Bia Sud 2_90	90.000	8.0	72.0	1.422	4.148	0.092
Dabou_90	Abobo 1_90	90.000	57.7	74.8	10.260	29.926	0.662
Yopougon_90	Agboville_90	90.000	51.7	74.8	9.191	26.807	0.592
Taabo_90	Agboville_90	90.000	118.2	75.0	21.013	61.289	1.353
Koumassi_90	Riviera 1_90	90.000	8.0	75.0	1.422	4.148	0.092

Version finale

Poste de départ	Poste d'arrivée	Tension (kV)	Long. (km)	Limite thermique (MVA)	R (% p.u.)	X (% p.u.)	B/2 (% p.u.)
Yopougon 2_90	Yopougon 2 -1_90	90.000	5.2	109.0	0.321	0.770	1.508
Yopougon 2_90	Yopougon 2 -2_90	90.000	5.2	109.0	0.321	0.770	1.508

Tableau 66: Lignes de transmission existantes (tension supérieure ou égale à 90 kV) – Côte d'Ivoire

Sous station primaire [Nom_Tension]	Sous station secondaire [Nom_Tension]	Puissance nominale [MVA]	Réglant (OLTC)
Abengourou_90	Abengourou_33	10	Oui
Abobo 1_225	Abobo 2_90	70	Oui
Abobo 1_225	Abobo 2_90	70	Oui
Abobo 1_225	Abobo 2_90	70	Oui
Abobo 1_225	Abobo 2_90	70	Oui
Abobo 2_90	Abobo_15	50	Oui
Abobo 2_90	Abobo_15	50	Oui
Abobo 2_90	Abobo_15	36	Oui
Abobo 2_90	Abobo_15	36	Oui
Abrobakro_90	Abrobakro_33	24	Non
Agbaou_90	Agbaou_11	25	Oui
Agboville_90	Agboville_33	24	Oui
Agboville_90	Agboville_15	20	Oui
Aggreko 1&2-1 Vridi_15	Aggreko 1 Cl_0.4	112.5	Non
Aggreko 3-1 Vridi_15	Aggreko 3 Cl_0.4	105	Non
Aggreko 4-1 Vridi_11	Aggreko 4 Cl_0.4	75	Non
Aggreko 5-1 Vridi_11	Aggreko 5 Cl_0.4	75	Non
Aggreko Cl 1_90	Aggreko 1&2-2 Vridi_15	85	Oui
Aggreko Cl 2_90	Aggreko 3-2 Vridi_15	85	Oui
Aggreko Cl_225	Aggreko 4-2 Vridi_11	70	Non
Aggreko Cl_225	Aggreko 5-2 Vridi_11	70	Non
Agnibilekrou_90	Agnibilekrou_33	20	Oui
Akoupé_225	Akoupé_33	60	Oui
Akoupé_225	Akoupé_33	60	Oui
Akoupé_225	Akoupé_33	60	Oui
Anoumabo 1_90	Anoumabo_15	50	Oui
Anoumabo 1_90	Anoumabo_15	50	Oui
Attakro_90	Attakro_33	40	Oui
Ayame 1_90	Ayame1 G1_5.5	15	Non
Ayame 1_90	Ayame1 G2_5.5	15	Non
Ayame 2_90	Ayame_33	24	Oui
Ayame 2_90	Ayame2 G1_5.5	19	Non
Ayame 2_90	Ayame2 G2_5.5	19	Non
Azito 1_225	Azito_15	50	Oui
Azito 1_225	Azito_15	50	Oui

Version finale

Sous station primaire [Nom_Tension]	Sous station secondaire [Nom_Tension]	Puissance nominale [MVA]	Réglant (OLTC)
Azito 1_225	Azito_15	50	Oui
Azito 1_225	Azito Tag 1_15.8	190	Non
Azito 1_225	Azito Tag 2_15.8	190	Non
Azito 1_225	Azito TAV_15.8	190	Non
Bia Nord 1_90	Bia Nord_15	36	Oui
Bia Nord 1_90	Bia Nord_15	36	Oui
Bia Nord 1_90	Bia Nord_15	36	Oui
Bia Sud 1_90	Bia Sud_15	50	Oui
Bia Sud 1_90	Bia Sud_15	50	Oui
Bia Sud 1_90	Bia Sud_15	50	Oui
Bia Sud 1_90	Bia Sud_15	50	Oui
Bongo_90	Bongo_33	10	Oui
Bouake 1_90	Bouake_33	10	Oui
Bouake 1_90	Bouake 1_15	36	Oui
Bouake 1_90	Bouake 1_15	36	Oui
Bouake 2_90	Bouake 2_15	36	Oui
Bouake 2_90	Bouake 2_15	36	Non
Bouake_225	Bouake 2_90	70	Oui
Boundia_90	Boundia_33	24	Oui
Boundia_90	Boudiali_15	24	Oui
Buyo 1_225	Buyo_90	70	Oui
Buyo 2_225	Buyo G1_10.5	85	Non
Buyo 2_225	Buyo G2_10.5	61	Non
Buyo_90	Buyo_33	7.5	Oui
Dabou_90	Dabou_33	40	Oui
Daloa_90	Daloa_33	16	Oui
Daloa_90	Daloa_15	20	Oui
Daloa_90	Daloa_15	24	Oui
Danane_90	Danane_33	20	Oui
Dimbokro_90	Dimbroko_33	24	Oui
Dimbokro_90	Dimbokro_15	15	Non
Dimbokro_90	Dimbokro_15	16	Non
Divo_90	Divo_33	24	Non
Divo_90	Divo_15	10	Oui
Djibi 1_225	Djibi 2_15	50	Oui
Djibi 1_225	Djibi 2_15	50	Oui
Djibi 1_225	Djibi 2_15	50	Oui
Djibi 1_225	Djibi 2_15	50	Oui
Faye_33	Faye G1_5.5	15	Non
Ferkéssédougou 1_225	Ferkéssédougou_90	65	Oui
Ferkéssédougou_90	Ferkéssédougou_33	36	Non

Version finale

Sous station primaire [Nom_Tension]	Sous station secondaire [Nom_Tension]	Puissance nominale [MVA]	Réglant (OLTC)
Ferkéssédougou_90	Ferkéssédougou_33	36	Non
Ferkéssédougou_90	Ferkéssédougou_15	20	Oui
Ferkéssédougou_90	Ferkéssédougou_15	20	Oui
Gagnoa_90	Gagnoa_33	36	Oui
Gagnoa_90	Gagnoa_15	20	Oui
Gagnoa_90	Gagnoa_15	36	Oui
Grand Bassam_90	Grand Bassam_15	20	Oui
Hire_90	Hire_33	18	Oui
Korhogo_90	Korhogo_33	7.5	Non
Korhogo_90	Korhogo_15	20	Non
Korhogo_90	Korhogo_15	20	Non
Kossou 1_90	Kossou_33	24	Oui
Kossou 1_90	Kossou_33	24	Oui
Kossou 2_90	Kossou G1_17	72	Non
Kossou_225	Kossou G2_17	72	Non
Kossou_225	Kossou G3_17	72	Non
Kossou_225	Kossou 2_90	65	Oui
Laboa_225	Laboa_90	70	Oui
Laboa_90	Laboa_33	16	Oui
Man_225	Man_90	70	Oui
Man_90	Man_33	24	Oui
Man_90	Man_15	24	Oui
Man_90	Man_15	20	Oui
Marabadiassa_90	Marabadiassa_33	10	Oui
Odienne_90	Odienne_33	10	Oui
Odienne_90	Odienne_15	7.5	Oui
Plateau_90	Plateau_15	36	Non
Plateau_90	Plateau_15	36	Non
Riviera 2_90	Riviera_15	36	Oui
Riviera 2_90	Riviera_15	36	Oui
Riviera 2_90	Riviera_15	36	Oui
Riviera_225	Riviera 1_90	100	Oui
Riviera_225	Riviera 1_90	100	Oui
San Pedro 1_225	San Pedro_90	70	Oui
San Pedro_90	San Pedro_33	24	Oui
San Pedro_90	San Pedro_15	20	Oui
San Pedro_90	San Pedro_15	40	Oui
Seguela_90	Seguela_33	7.5	Oui
Seguela_90	Seguela_15	16	Oui
Serebou_90	Serebou_33	20	Oui
Soubre 1_225	Soubre_90	70	Oui

Version finale

Sous station primaire [Nom_Tension]	Sous station secondaire [Nom_Tension]	Puissance nominale [MVA]	Réglant (OLTC)
Soubre 1_225	Soubre_90	70	Oui
Soubre 2_225	Soubre G1_10.5	120	Non
Soubre 2_225	Soubre G2_10.5	120	Non
Soubre 2_225	Soubre G3_10.5	120	Non
Soubre G4_6.6	Soubre_33	7	Non
Soubre_90	Soubre_33	36	Oui
Taabo 1_225	Taabo_90	70	Oui
Taabo 1_225	Taabo_90	70	Oui
Taabo 2_225	Taabo G1_13.8	82.5	Non
Taabo 2_225	Taabo G2_13.8	82.5	Non
Taabo 2_225	Taabo G3_13.8	82.5	Non
Taabo_90	Taabo_33	20	Oui
Tongon_90	Tongon_11	20	Oui
Tongon_90	Tongon_11	20	Oui
Treichville 1_90	Treichville_15	50	Oui
Treichville 1_90	Treichville_15	50	Oui
Treichville 1_90	Treichville_15	50	Oui
Vridi 1_225	Vridi1 Tag 1_11	61	Non
Vridi 1_225	Vridi 2_90	70	Oui
Vridi 1_225	Vridi 2_90	70	Oui
Vridi 1_225	Vridi 2_90	70	Oui
Vridi 1_225	Vridi1 Tag 3_11	61	Non
Vridi 1_225	Ciprel Tag 1_11	151	Non
Vridi 1_90	Vridi 2_15	36	Oui
Vridi 1_90	Vridi 1_15	40	Oui
Vridi 1_90	Vridi 1_15	40	Oui
Vridi 2_225	Ciprel TAV_15	151	Non
Vridi 2_225	Ciprel Tag 9_11	151	Non
Vridi 2_90	Ciprel Tag 5_11	47	Non
Vridi 2_90	Ciprel Tag 8_11	151	Non
Vridi 2_90	Ciprel Tag 6_11	47	Non
Vridi 2_90	Ciprel Tag 7_11	47	Non
Yamoussoukro_90	Yamoussoukro_33	24	Oui
Yamoussoukro_90	Yamoussoukro_15	40	Oui
Yamoussoukro_90	Yamoussoukro_15	40	Oui
Yopougon 1 -2_90	Yopougon 1_33	40	Oui
Yopougon 1 -2_90	Yopougon 1_15	50	Oui
Yopougon 1 -2_90	Yopougon 1_15	50	Oui
Yopougon 1 -2_90	Yopougon 1_15	50	Oui
Yopougon 1 -2_90	Yopougon 1_15	50	Oui
Yopougon 2_225	Yopougon 2 -1_90	100	Oui

Version finale

Sous station primaire [Nom_Tension]	Sous station secondaire [Nom_Tension]	Puissance nominale [MVA]	Réglant (OLTC)
Yopougon 2_225	Yopougon 2 -1_90	100	Oui
Yopougon 2 -1_90	Yopougon 2_15	50	Oui
Yopougon 2 -1_90	Yopougon 2_15	50	Oui
Yopougon 2 -1_90	Yopougon 2_15	50	Oui
Zuenoula_90	Zuenoula_33	24	Oui

Tableau 67: Transformateurs existants (2 enroulements) – Côte d'Ivoire

Sous station [Nom_Tension]	Capacité / banc (Mvar)	Nombre de bancs	Type (Fixe-Comm.-SVC)
Abengourou_33	2.4	3	Comm.
Abobo_15	2.4	3	Comm.
Abobo_15	2.4	3	Comm.
Agnibilekrou_33	2.4	3	Comm.
Anoumabo_15	2.4	3	Comm.
Anoumabo_15	2.4	3	Comm.
Attakro_33	2.4	3	Comm.
Attakro_33	2.4	3	Comm.
Bia Nord_15	2.4	3	Comm.
Bia Nord_15	2.4	3	Comm.
Bia Nord_15	2.4	3	Comm.
Bia Sud_15	2.4	3	Comm.
Bia Sud_15	2.4	3	Comm.
Bia Sud_15	2.4	3	Comm.
Bia Sud_15	2.4	3	Comm.
Bouake 2_15	2.4	3	Comm.
Bouake 2_90	-20	1	Comm.
Boundia_33	2.4	3	Comm.
Djibi 2_15	2.4	3	Comm.
Djibi 2_15	2.4	3	Comm.
Djibi 2_15	2.4	3	Comm.
Djibi 2_15	2.4	3	Comm.
Ferkéssédougou 1_225	-40	1	Comm.
Ferkéssédougou 2_225	-20	1	Fixe
Ferkéssédougou_15	2.4	3	Comm.
Ferkéssédougou_33	2.4	3	Comm.
Korhogo_90	3.3	3	Comm.
Laboa_225	-20	1	Comm.
Man_225	-20	1	Comm.
Plateau_15	2.4	3	Comm.
Plateau_15	2.4	3	Comm.
Riviera_15	2.4	3	Comm.
Riviera_15	2.4	3	Comm.

Version finale

Sous station [Nom_Tension]	Capacité / banc (Mvar)	Nombre de bancs	Type (Fixe-Comm.-SVC)
Soubre 2_225	-20	2	Comm.
Tongon_11	2.4	3	Comm.
Tongon_11	2.4	3	Comm.
Tongon_11	2.4	3	Comm.
Treichville_15	2.4	3	Comm.
Treichville_15	2.4	3	Comm.
Treichville_15	2.4	3	Comm.
Yopougon 1_15	2.4	3	Comm.
Yopougon 1_15	2.4	3	Comm.
Yopougon 1_15	2.4	3	Comm.
Yopougon 1_33	2.4	3	Comm.
Yopougon 2_15	2.4	3	Comm.
Yopougon 2_15	2.4	3	Comm.

Tableau 68: Moyens de compensation réactive existants – Côte d'Ivoire

5.1.4. Gambie

Le réseau électrique actuel de la Gambie n'est pas représenté dans le modèle car il ne dispose pas d'infrastructures de transmission en haute tension interconnectées avec les pays voisins.

5.1.5. Ghana

La situation actuelle du système électrique du Ghana est présentée aux tableaux suivants (lignes, transformateurs et moyens de compensation réactive).

Seules les infrastructures connectées aux tensions supérieures ou égales à 90 kV ont été considérées. Le système est caractérisé par 100 lignes de transport (91 simples ternes et 9 doubles ternes), 170 transformateurs et 43 moyens de compensation réactive.

Poste de départ	Poste d'arrivée	Tension (kV)	Long. (km)	Limite thermique (MVA)	R (% p.u.)	X (% p.u.)	B/2 (% p.u.)
Pokuase_330	Aboadze_330	330	185	1000	0.9	5.67	43.5
Pokuase_330	Volta_330	330	30	1000	0.023	0.148	1.13
Prestea_225	Elubo_225	225	74.3	327	0.85	5.94	5.325
Volta_161	Kpong GS_161	161	13.1	273	1.14	8.43	1.946
Bui_161	Sunyani_161	161	137.6	364	4.24	18.68	8.577
Volta_161	Achimota_161	161	25.7	213	0.72	3.8	0.975
Akosombo_161	Volta_161	161	67.6	213	2.12	10.29	2.563
Akosombo_161	Volta_161	161	67.6	213	2.12	10.29	2.563
Akosombo_161	Volta_161	161	67.6	213	2.12	10.29	2.563
Akosombo_161	Nkawkaw_161	161	121.7	364	3.24	13.61	6.16
Anwomaso_161	Nkawkaw_161	161	93.4	170	4.15	14.877	3.373
Anwomaso_161	Kumasi_161	161	11	488	0.075	0.471	0.109
Akosombo_161	Tafo_161	161	61.2	170	2.72	9.74	2.205

Version finale

Poste de départ	Poste d'arrivée	Tension (kV)	Long. (km)	Limite thermique (MVA)	R (% p.u.)	X (% p.u.)	B/2 (% p.u.)
Akosombo_161	Tafo_161	161	61.2	364	1.57	6.84	3.09
Akosombo_161	Old Kpong_161	161	16.1	213	0.51	2.45	0.61
Akosombo_161	Old Kpong_161	161	16.1	213	0.51	2.45	0.61
Akosombo_161	Kpong GS_161	161	24.6	213	0.77	3.81	0.915
Akosombo_161	Asiekpe_161	161	54.7	128	3.94	8.89	1.935
Akosombo_161	Aflao Ghana_161	161	70.1	128	8.837	20.254	4.413
Volta_161	Tema_161	161	3.2	364	0.085	0.357	0.162
Volta_161	Tema_161	161	3.2	364	0.085	0.357	0.162
Volta_161	Old Kpong_161	161	51.5	213	1.62	7.84	1.952
Volta_161	Old Kpong_161	161	51.5	213	1.62	7.84	1.952
Achimota_161	Mallam_161	161	15	170	0.535	1.877	0.442
Mallam_161	Winneba_161	161	42.9	488	0.293	1.839	0.426
Achimota_161	Mallam_161	161	15	170	0.535	1.877	0.442
Winneba_161	Aboadze_161	161	132	150	4.216	16.24	3.827
Cape Coast_161	Aboadze_161	161	58	150	2.35	9.06	2.132
Cape Coast_161	Mallam_161	161	116.9	488	0.818	5.133	1.188
Takoradi_161	Tarkwa_161	161	51.4	150	2.28	8.2	1.85
Takoradi_161	Aboadze_161	161	15	170	0.67	2.39	0.54
Takoradi_161	Aboadze_161	161	15	170	0.67	2.39	0.54
Takoradi_161	Essiam_a_161	161	70.54	182	3.74	11.16	2.522
New Tarkwa_161	Prestea_161	161	20.9	150	0.94	3.27	0.77
Tarkwa_161	New Tarkwa_161	161	8.3	150	0.37	1.29	0.305
Prestea_161	Obuasi_161	161	112.2	364	2.974	12.52	5.676
Prestea_161	Bogoso_161	161	13	364	0.347	1.462	0.663
Tarkwa_161	Aboadze_161	161	73.8	364	1.763	7.424	3.364
Tarkwa_161	Prestea_161	161	29.2	364	0.437	1.842	0.835
Dunkwa_161	New Obuasi_161	161	24.9	170	1.11	3.97	0.895
Dunkwa_161	Bogoso_161	161	66	170	2.94	10.51	2.375
Obuasi_161	New Obuasi_161	161	7.1	170	0.32	1.13	0.255
Kumasi_161	Konogo_161	161	51.5	170	2.29	8.2	1.855
Kumasi_161	Tower 26-2_161	161	10	364	0.27	1.12	0.505
Kumasi_161	Techiman_161	161	115	364	2.94	12.84	5.815
Nkawkaw_161	Tafo_161	161	59.5	170	2.65	9.47	2.14
Nkawkaw_161	Konogo_161	161	51.5	170	2.36	8.46	1.91
Tafo_161	Akwatia_161	161	56.4	170	2.43	8.71	1.97
Akwatia_161	New Obuasi_161	161	110	244	3.6	16.73	4.13
Tamale_161	Bolgatanga_161	161	158.1	244	5.15	23.99	5.945
Tamale_161	Yendi_161	161	100	182	5.3	15.81	3.621
Bogoso_161	Akyempin_161	161	51	182	2.65	7.9	1.795
Diacem_161	Aflao Ghana_161	161	N/A	180	0.1	0.21	0.05
Techiman_161	Sunyani_161	161	54.1	244	1.8	8.36	2.06

Version finale

Poste de départ	Poste d'arrivée	Tension (kV)	Long. (km)	Limite thermique (MVA)	R (% p.u.)	X (% p.u.)	B/2 (% p.u.)
Sunyani_161	Ahafo_161	161	40	364	0.935	5.049	1.783
Obuasi_161	Tower 26-1_161	161	43.1	170	1.92	6.87	1.55
Tower 26-1_161	Ahafo_161	161	104	170	1.84	11.53	2.67
Tower 26-2_161	Ahafo_161	161	104	364	1.84	11.53	2.67
Kumasi_161	New Obuasi_161	161	60	364	1.595	6.721	3.046
Bolgatanga_161	Zebila_161	161	45	244	1.792	8.345	2.068
Zebila_161	Bawku_161	161	35	182	2.919	8.7	2.025
Bui_161	Sawla_161	161	18	364	0.424	1.85	0.837
Bui_161	Techiman_161	161	18	364	0.423	1.85	0.837
Bui_161	Kintampo_161	161	68	364	1.81	7.6	3.44
Kintampo_161	Buipe_161	161	85	364	2.226	9.377	4.256
Buipe_161	Tamale_161	161	98	364	2.598	10.941	4.958
Kintampo_161	Techiman_161	161	65	364	1.749	7.368	3.344
Volta_161	Accra Est_161	161	7.5	213	0.47	2.32	0.55
Accra Est_161	Achimota_161	161	18.2	213	0.34	1.66	0.405
Volta_161	Accra Est_161	161	7.5	213	0.47	2.32	0.55
Accra Est_161	Achimota_161	161	18.2	213	0.34	1.66	0.405
Achimota_161	Volta_161	161	7.5	213	0.81	3.91	0.975
Sunyani_161	Mim_161	161	60	364	3.981	9.571	1.844
Nkawkaw_161	New Aberim_161	161	50	170	1.907	6.834	1.549
Essiama_161	Effasu_161	161	52	182	1.378	5.805	2.631
Asawinso_161	Ayanfuri_161	161	34.6	142	2.535	5.6	1.218
Ayanfuri_161	Dunkwa_161	161	34.6	142	2.535	5.6	1.218
Bolgatanga_161	Tumu_161	161	139	182	7.367	21.976	5.033
Tumu_161	Wa_161	161	150	182	7.95	23.72	5.5
Wa_161	Sawla_161	161	95	182	4.7	14.06	3.17
Juabeso_161	Asawinso_161	161	70	182	3.418	10.196	2.317
Juabeso_161	Mim_161	161	80	364	3.98	9.57	4.32
Asogli_161	Kpone_161	161	N/A	600	0.038	0.476	0.215
Kpone_161	Asogli_161	161	N/A	600	0.038	0.476	0.215
Volta_161	Smelteri_161	161	2.5	213	0.127	0.646	0.155
Volta_161	Smelteri_161	161	2.5	213	0.127	0.646	0.155
Volta_161	Smelteri_161	161	2.5	213	0.127	0.646	0.155
Volta_161	Smelteri_161	161	2.5	213	0.127	0.646	0.155
Volta_161	Smelteri_161	161	2.5	213	0.127	0.646	0.155
Volta_161	Smelteri_161	161	2.5	213	0.127	0.646	0.155
Smelteri_161	Smelteri 2_161	161	0.5	213	0.032	0.164	0.04
Smelteri_161	Smelteri 3_161	161	0.5	213	0.032	0.164	0.04
Smelteri_161	Smelteri 4_161	161	0.5	213	0.032	0.164	0.04
Smelteri_161	Smelteri 5_161	161	0.5	213	0.032	0.164	0.04
Smelteri_161	Smelteri 6_161	161	0.5	213	0.032	0.164	0.04

Version finale

Poste de départ	Poste d'arrivée	Tension (kV)	Long. (km)	Limite thermique (MVA)	R (% p.u.)	X (% p.u.)	B/2 (% p.u.)
Smelteri_161	Smelteri 1_161	161	0.5	213	0.032	0.164	0.04
Smelteri_161	TT1PP Generation_161	161	5	364	0.133	0.558	0.253
Aflao Ghana_161	Diacem_161	161	137	180	0.1	0.21	0.05
TT1PP Generation_161	Smelter_161	161	5	364	0.133	0.558	0.253
Akosombo_161	Volta_161	161	67.6	213	2.12	10.29	2.563
Volta_161	Kpone_161	161	13.1	644	0.06	0.74	0.334
Prestea_161	Bogoso_161	161	13.1	364	0.347	1.462	0.663
Elubo_161	Effasu_161	161	79	238	2.022	8.824	3.99
Kpone_161	Volta_161	161	13.1	644	0.06	0.74	0.334
Obotan_161	Asawinso_161	161	30	182	1.56	4.65	1.055
Smelteri_161	Aksa_161	161	4.5	488	0.035	0.44	0.19
Smelteri_161	Aksa_161	161	4.5	488	0.035	0.44	0.19
Smelteri_161	Karpower 1_161	161	10	364	0.27	1.12	0.505
Smelteri_161	Karpower 2_161	161	10	364	0.27	1.12	0.505

Tableau 69: Lignes de transmission existantes (tension supérieure ou égale à 90 kV) – Ghana

Sous station primaire [Nom_Tension]	Sous station secondaire [Nom_Tension]	Puissance nominale [MVA]	Réglant (OLTC)
Aboadze PST_161	Aboadze_330	200.0	Non
Aboadze PST_161	Aboadze_330	200.0	Non
Aboadze PST_161	Aboadze_161	400.0	Non
Aboadze_161	TAPCo 1_13.8	165.0	Non
Aboadze_161	TAPCo 2_13.8	165.0	Non
Aboadze_161	TAPCo 3_13.8	165.0	Non
Aboadze_161	TICo 1_13.8	165.0	Non
Aboadze_161	TICo 2_13.8	165.0	Non
Aboadze_161	Aboadze_34.5	13.3	Oui
Aboadze_161	TICo_13.8	165.0	Non
Aboadze_161	AMERI_13.8	300.0	Non
Accra Est_161	Accra Est 1_34.5	66.0	Oui
Accra Est_161	Accra Est 2_34.5	66.0	Oui
Accra Est_161	Accra Est 1_34.5	66.0	Oui
Accra Est_161	Accra Est 2_34.5	66.0	Oui
Achimota_161	Achimota 1_34.5	66.0	Non
Achimota_161	Achimota 2_34.5	66.0	Non
Achimota_161	Achimota 3_34.5	66.0	Non
Achimota_161	Achimota 4_34.5	66.0	Non
Achimota_161	Achimota 5_34.5	66.0	Non
Achimota_161	Achimota 1_34.5	66.0	Non
Ahafo_161	Ahafo 1_11	53.0	Non

Version finale

Sous station primaire [Nom_Tension]	Sous station secondaire [Nom_Tension]	Puissance nominale [MVA]	Réglant (OLTC)
Ahafo_161	Ahafo 1_11	53.0	Non
Akosombo_161	Akosombo 1_14.4	200.0	Non
Akosombo_161	Akosombo 2_14.4	200.0	Non
Akosombo_161	Akosombo 3_14.4	200.0	Non
Akosombo_161	Akosombo 4_14.4	200.0	Non
Akosombo_161	Akosombo 5_14.4	200.0	Non
Akosombo_161	Akosombo 6_14.4	200.0	Non
Akosombo_161	Akosombo_11.5	33.0	Oui
Akosombo_161	Akosombo_11.5	33.0	Oui
Aksa_161	AKSA G1_13.8	200.0	Non
Aksa_161	AKSA G2_13.8	200.0	Non
Aksa_161	AKSA G3_13.8	200.0	Non
Aksa_161	AKSA G4_13.8	200.0	Non
Aksa_161	AKSA_13.8	200.0	Non
Akyempin_161	Akyempim_34.5	33.0	Oui
Anwomaso_161	Anwomaso 1_34.5	66.0	Oui
Anwomaso_161	Anwomaso 2_34.5	66.0	Oui
Asawinso_161	Asawinso 1_34.5	33.0	Oui
Asawinso_161	Asawinso 2_34.5	33.0	Oui
Asiekpe_161	Asiekpe PST_161	200.0	Non
Asogli 2_330	Sunon Asogli 2 G3_13.8	145.0	Non
Asogli 2_330	Sunon Asogli 2 G2_13.8	145.0	Non
Asogli 2_330	Sunon Asogli 2 G1_13.8	145.0	Non
Asogli_161	Sunon Asogli 1-5_13.8	50.0	Non
Asogli_161	Sunon Asogli 1-1_13.8	50.0	Non
Asogli_161	Sunon Asogli 1-2_13.8	50.0	Non
Asogli_161	Sunon Asogli 1-3_13.8	50.0	Non
Asogli_161	Sunon Asogli 1-4_13.8	50.0	Non
Asogli_161	Sunon Asogli 1-6_13.8	50.0	Non
Ayanfuri_161	Ayanfuri 2_11.5	25.0	Non
Bogoso_161	Bogoso_34.5	33.0	Oui
Bogoso_161	Bogoso_34.5	33.0	Oui
Bolgatanga_161	Bolgatanga_330	200.0	Non
Bolgatanga_225	Bolgatanga_330	200.0	Non
Bolgatanga_225	Navrongo_34.5	60.0	Non
Bui 1_14.4	Bui_161	160.0	Non
Bui 2_14.4	Bui_161	160.0	Non
Bui 3_14.4	Bui_161	160.0	Non
Buipe_161	Buipe_34.5	33.0	Oui
Cape Coast_161	Cape Coast_34.5	33.0	Oui
CENIT_13.8	Tema_161	145.0	Non

Version finale

Sous station primaire [Nom_Tension]	Sous station secondaire [Nom_Tension]	Puissance nominale [MVA]	Réglant (OLTC)
Diacem_161	Aflao Ghana_34.5	25.0	Oui
Dunkwa_161	Dunkwa_34.5	5.0	Oui
Elubo_225	Elubo_161	200.0	Non
Essiama_161	Essiama_34.5	33.0	Oui
Ho_69	Ho_11.5	33.0	Oui
Juabeso_161	Juabeso_34.5	33.0	Non
Karpower 1_161	Karpower ship I -1_13.8	150.0	Non
Karpower 1_161	Karpower ship I -2_13.8	150.0	Non
Karpower 1_161	Karpower ship I -3_13.8	150.0	Non
Karpower 1_161	Karpower ship I -4_13.8	150.0	Non
Karpower 2_161	Karpower ship II -1_13.8	150.0	Non
Karpower 2_161	Karpower ship II -2_13.8	150.0	Non
Kintampo_161	Kintampo_34.5	33.0	Oui
Kintampo_161	Kintampo_34.5	33.0	Oui
Konogo_161	Konogo A_34.5	33.0	Oui
Konogo_161	Konogo B_34.5	33.0	Oui
Kpandu_69	Kpandu_34.5	10.0	Oui
Kpeve_69	Kpeve_34.5	7.0	Oui
Kpong GS_161	Kpong 1_13.8	51.0	Non
Kpong GS_161	Kpong 2_13.8	51.0	Non
Kpong GS_161	Kpong 3_13.8	51.0	Non
Kpong GS_161	Kpong 4_13.8	51.0	Non
Kpong GS_161	Kpone TPP1_13.8	150.0	Non
Kpong GS_161	Kpone TPP2_13.8	150.0	Non
Kumasi_161	Kumasi A1_34.5	66.0	Oui
Kumasi_161	Kumasi 1_34.5	66.0	Oui
Kumasi_161	Kumasi 2_34.5	66.0	Oui
Kumasi_161	Kumasi A2_34.5	66.0	Oui
Mallam_161	Mallam 1_34.5	66.0	Oui
Mallam_161	Mallam 1_34.5	66.0	Oui
Mallam_161	Mallam 2_34.5	66.0	Oui
Mallam_161	Mallam 2_34.5	66.0	Oui
Mim_161	Mim_34.5	33.0	Non
New Aberim_161	New Aberim_11	53.0	Non
New Aberim_161	New Aberim_11	53.0	Non
New Obuasi_161	New Obuasi_34.5	33.0	Oui
New Obuasi_161	New Obuasi_34.5	33.0	Oui
New Obuasi_161	New Obuasi_34.5	33.0	Oui
New Tema_161	New Tarkwa_11.5	25.0	Non
New Tema_161	New Tarkwa_11.5	25.0	Non
Nkawkaw_161	Nkawkaw_34.5	33.0	Oui

Version finale

Sous station primaire [Nom_Tension]	Sous station secondaire [Nom_Tension]	Puissance nominale [MVA]	Réglant (OLTC)
Nkawkaw_161	Nkawkaw_34.5	33.0	Oui
Obotan_161	Obotan_34.5	33.0	Oui
Obuasi_161	Obuasi_34.5	15.0	Oui
Obuasi_161	Obuasi_34.5	15.0	Oui
Obuasi_161	Obuasi_34.5	15.0	Oui
Old Kpong_161	Afiencya_34.5	66.0	Oui
Old Kpong_161	Afiencya_34.5	66.0	Oui
Sawla_161	Sawla_34.5	13.3	Oui
Sawla_161	Sawla_34.5	13.3	Oui
Smelteri 1_161	Valco 1_13.8	85.0	Non
Smelteri 2_161	Valco 8_13.8	85.0	Non
Smelteri 3_161	Valco 3_13.8	85.0	Non
Smelteri 4_161	Valco 4_13.8	85.0	Non
Smelteri 5_161	Valco 5_13.8	85.0	Non
Smelteri 6_161	Valco 6_13.8	85.0	Non
Smelteri_161	Smelteri_34.5	66.0	Oui
Smelteri_161	Smelteri_34.5	66.0	Oui
Sogakope_69	Sogakope_34.5	15.0	Oui
Tafo_161	Tafo 1_11.5	13.3	Oui
Tafo_161	Tafo 2_34.5	33.0	Oui
Takoradi_161	Takoradi 1_34.5	33.0	Non
Takoradi_161	Takoradi 2_34.5	66.0	Oui
Takoradi_161	Takoradi 1_34.5	33.0	Non
Tamale_161	Tamale A_34.5	66.0	Non
Tamale_161	Tamale B_34.5	66.0	Non
Tarkwa_161	Tarkwa B_34.5	33.0	Oui
Tarkwa_161	Tarkwa A_34.5	33.0	Oui
Techiman_161	Techiman_34.5	33.0	Oui
Techiman_161	Techiman_34.5	33.0	Oui
Tema_161	New Tema 1_34.5	66.0	Oui
Tema_161	New Tema 1_34.5	66.0	Oui
Tema_161	New Tema 1_34.5	33.0	Oui
Tema_161	New Tema 2_34.5	20.0	Oui
Tema_161	New Tema 1_34.5	66.0	Oui
Tema_161	New Tema 1_34.5	66.0	Oui
TT1PP Generation_161	Enclave 1_34.5	25.0	Oui
TT1PP Generation_161	Enclave 2_34.5	25.0	Oui
TT1PP Generation_161	Enclave 3_34.5	25.0	Oui
TT1PP Generation_161	Enclave 4_34.5	50.0	Oui
Tumu_161	Tumu_34.5	33.0	Oui
Tumu_161	Tumu_34.5	33.0	Oui

Version finale

Sous station primaire [Nom_Tension]	Sous station secondaire [Nom_Tension]	Puissance nominale [MVA]	Réglant (OLTC)
Volta PST_161	Volta_330	200.0	Non
Volta PST_161	Volta_330	200.0	Non
Volta_161	Volta PST_161	400.0	Non
Wa_161	Wa_34.5	33.0	Oui
Wa_161	Wa_34.5	33.0	Oui
Winneba_161	Winneba B_34.5	33.0	Oui
Winneba_161	Winneba A_34.5	33.0	Oui
Yendi_161	Yendi_34.5	33.0	Oui
Yendi_161	Yendi_34.5	33.0	Oui
Zebila_161	Zebila_34.5	33.0	Non
Zebila_161	Zebila_34.5	33.0	Non

Tableau 70: Transformateurs existants (2 enroulements) – Ghana

Sous station primaire [Nom_Tension]	Sous station secondaire [Nom_Tension]	Sous station tertiaire [Nom_Tension]	Puissance nominale primaire [MVA]	Puissance nominale secondaire [MVA]	Puissance nominale tertiaire [MVA]	Réglant
Akwatia_161	Akwatia 2_34.5	Akwatia 3_11.5	33.0	33.0	20.0	Non
Akwatia_161	Akwatia 1_34.5	Akwatia 4_11.5	33.0	33.0	20.0	Non
Asiekpe_161	Asiekpe_69	Asiekpe A_11.5	25.0	25.0	25.0	Non
Asiekpe_161	Asiekpe_69	Asiekpe B_11.5	25.0	25.0	25.0	Non
Bolgatanga_161	Bolgatanga 1_34.5	Bolgatanga 1_11.5	20.0	12.5	12.5	Non
Bolgatanga_161	Bolgatanga 2_34.5	Bolgatanga 2_11.5	20.0	12.5	12.5	Non
New Cape Coast_161	New Cape Coast C1_34.5	New Cape Coast A_11.5	33.0	33.0	20.0	Non
New Cape Coast_161	New Cape Coast C1_34.5	New Cape Coast C2_11.5	33.0	33.0	20.0	Non
Prestea_161	Prestea A_55	Prestea A_6.6	13.3	13.3	4.7	Non
Prestea_161	Prestea B_55	Prestea B_6.6	20.0	20.0	7.0	Non
Prestea_225	Prestea_161	Prestea B_13.2	200.0	200.0	70.0	Non
Prestea_225	Prestea_161	Prestea C_13.2	200.0	200.0	70.0	Non
Sunyani_161	Sunyani 1_34.5	Sunyani 1_11.5	33.0	33.0	20.0	Non
Sunyani_161	Sunyani 2_34.5	Sunyani 2_11.5	33.0	33.0	20.0	Non

Tableau 71: Transformateurs existants (3 enroulements) – Ghana

Sous station [Nom_Tension]	Capacité / banc (Mvar)	Nombre de bancs	Type (Fixe-Comm.-SVC)
Accra Est 1_34.5	22.4	1	Comm.
Accra Est 2_34.5	22.4	1	Comm.
Achimota 1_34.5	21.6	1	Comm.
Achimota 2_34.5	21.6	1	Comm.
Achimota 3_34.5	21.6	1	Comm.
Achimota 4_34.5	21.6	1	Comm.
Achimota 5_34.5	21.6	1	Comm.
Kenyase/Ahafo 1_11	40	-	SVC

Version finale

Sous station [Nom_Tension]	Capacité / banc (Mvar)	Nombre de bancs	Type (Fixe-Comm.-SVC)
Anwomaso 1_34.5	21.6	1	Comm.
Anwomaso 2_34.5	21.6	1	Comm.
Asawinso 2_34.5	10.8	1	Comm.
Asawinso 2_34.5	10.8	1	Comm.
Asawinso 2_34.5	10.8	1	Comm.
Bogoso_34.5	10.8	1	Comm.
Bogoso_34.5	10.8	1	Comm.
Bolgatanga_161	-17.0	1	Comm.
Cape Coast_34.5	10.8	1	Comm.
Ho_11.5	5.4	1	Comm.
Kadjebi_69	2.4	1	Comm.
Kpandu_34.5	10.8	1	Comm.
Kumasi 1_34.5	21.6	1	Comm.
Kumasi 2_34.5	10.8	1	Comm.
Kumasi A1_34.5	21.6	1	Comm.
Kumasi A2_34.5	21.6	1	Comm.
Kumasi_161	15	1	Comm.
Mallam 1_34.5	21.6	1	Comm.
Mallam 2_34.5	21.6	1	Comm.
Mim_34.5	10.8	1	Comm.
New Aberim_11	40.0	-	SVC
Cape Coast C1_34.5	10.8	1	Comm.
New Obuasi_161	10.8	1	Comm.
Obotan_34.5	10.8	1	Comm.
Obuasi_34.5	10.8	1	Comm.
Sunyani_161	5.4	1	Comm.
Sunyani_161	5.4	1	Comm.
Takoradi 1_34.5	10.8	1	Comm.
Takoradi 2_34.5	10.8	1	Comm.
Takoradi 2_34.5	10.8	1	Comm.
Tamale_34.5	40.0	-	SVC
Techiman_161	10.8	1	Comm.
Winneba A_34.5	10.8	1	Comm.
Winneba B_34.5	10.8	1	Comm.

Tableau 72: Moyens de compensation réactive existants - Ghana

Version finale

5.1.6. Guinée

La situation actuelle du système électrique de la Guinée est présentée aux tableaux suivants (lignes, transformateurs et moyens de compensation réactive).

Seules les infrastructures connectées aux tensions supérieures ou égales à 60 kV ont été considérées. Le système est caractérisé par 16 lignes de transport (10 simples ternes et 6 doubles ternes), 53 transformateurs et 6 moyens de compensation réactive.

Poste de départ	Poste d'arrivée	Tension (kV)	Long. (km)	Limite thermique (MVA)	R (% p.u.)	X (% p.u.)	B/2 (% p.u.)
Kaleta_225	Maneah_225	225	114.5	260	2.57	9.27	17.33
Kaleta_225	Maneah_225	225	114.5	260	2.57	9.27	17.33
Grandes Chutes_110	Kindia_110	110	30.4	76	3.668	10.552	0.502
Kindia_110	Grandes Chutes_110	110	30.4	76	3.668	10.552	0.502
Linsan_110	Kindia_110	110	64.6	76	7.795	22.423	1.067
Linsan_110	Kindia_110	110	64.6	76	7.795	22.423	1.067
Grandes Chutes_110	Garafiri_110	110	143.0	76	17.255	49.636	2.361
Matoto_110	Grandes Chutes_110	110	68.5	76	10.566	21.785	1.088
Grandes Chutes_110	Matoto_110	110	68.5	76	8.265	23.777	1.131
Grandes Chutes_110	Donkeah_110	110	13.0	59	2.084	4.298	0.215
Linsan_110	Garafiri_110	110	48.0	76	5.792	16.661	0.793
Linsan_110	Garafiri_110	110	48.0	76	5.792	16.661	0.793
Linsan_110	Mamou_110	110	43	76	5.188	14.926	0.710
Maneah_110	Matoto_110	110	25.0	128	1.560	8.260	0.413
Matoto_110	Maneah_110	110	25.0	128	1.560	8.260	0.413
Maneah_110	Grandes Chutes_110	110	42.5	59	6.817	14.050	0.702
Kaloum_110	Matoto_110	110	14.9	107	0.932	4.925	0.246
Matoto_110	Kaloum_110	110	14.9	107	0.932	4.925	0.246
Yessoulou_60	Grandes Chutes_60	60	36.8	32	19.830	40.890	0.200
Matoto_60	Sonfonio_60	60	10.3	32	5.550	11.440	0.057
Sonfonio_60	Yessoulou_60	60	18.51	32	9.970	20.560	0.101
Kipé_60	Matoto_60	60	4.47	32	2.400	4.960	0.025
Kipé_60	Hamdallaye_60	60	4.35	32	2.340	4.830	0.024
Hamdallaye_60	Kaloum_60	60	6.03	32	3.740	7.210	0.317

Tableau 73: Lignes de transmission existantes (tension supérieure ou égale à 60 kV) – Guinée

Sous station primaire [Nom_Tension]	Sous station secondaire [Nom_Tension]	Puissance nominale [MVA]	Réglant (OLTC)
Baneah G1_3.2	Baneah_15	2.8	Non
Baneah G2_3.2	Baneah_15	2.8	Non
Baneah G1_3.2	Baneah_15	2.8	Non
Baneah G2_3.2	Baneah_15	2.8	Non
Donkea G1_6.3	Donkeah_110	8.5	Non
Donkea G2_6.3	Donkeah_110	8.5	Non
Donkeah_110	Donkea_15	15.0	Oui (110 kV ±10x1.25%)
Garafiri_110	Garafiri G1_5.65	31.5	Non
Garafiri_110	Garafiri G2_5.65	31.5	Non
Garafiri_110	Garafiri G3_5.65	31.5	Non
G-Energie G1_11.5	Kaloum_20	35.0	Non
G-Energie G2_11.5	Kaloum_20	35.0	Non
Grandes Chutes G1_3.3	Grandes Chutes_60	6.3	Non
Grandes Chutes G2_3.3	Grandes Chutes_60	6.3	Non
Grandes Chutes G3_5.5	Grandes Chutes_60	11.0	Non
Grandes Chutes G4_5.5	Grandes Chutes_60	11.0	Non
Grandes Chutes_60	Grandes Chutes_110	35.0	Oui (110 kV±10x1.25%)
Hamdallaye_20	Hamdallaye_60	25.0	Oui (60±8x1.25%/20kV)
Kaleta_225	Kaleta G1_10.5	92.0	Non
Kaleta_225	Kaleta G2_10.5	92.0	Non
Kaleta_225	Kaleta G3_10.5	92.0	Non
Kaleta_225	Kaleta_30	20.0	Oui (225±8x1.25%/30kV)
Kaleta_225	Kaleta_30	20.0	Oui (225±8x1.25%/30kV)
Kaloum 1 G1_11	Kaloum_20	34.0	Non
Kaloum 2 G1_11	Kaloum_20	34.0	Non
Kaloum 3 G1_6.3	Kaloum_20	16.0	Non
Kaloum 3 G2_6.3	Kaloum_20	16.0	Non
Kaloum 3 G3_6.3	Kaloum_20	16.0	Non
Kaloum 3 G4_6.3	Kaloum_20	16.0	Non
Kaloum 5 G1_11	Kaloum_20	15.0	Non
Kaloum 5 G2_11	Kaloum_20	15.0	Non
Kaloum 5 G3_11	Kaloum_20	15.0	Non
Kindia_110	Kindia_15	15.0	Oui (110 kV±10x1.25%/15kV)
Kinkon_30	Kinkon_6.3	2.4	Non
Kinkon_30	Kinkon_6.3	2.4	Non
Kipé G1_11	Kipé_20	34.0	Non
Kipé G2_11	Kipé_20	34.0	Non
Kipé_20	Kipé_60	25.0	Oui (60 kV±10x1.25%)
Kipé_20	Kipé_60	25.0	Oui (60 kV±10x1.25%)

Version finale

Sous station primaire [Nom_Tension]	Sous station secondaire [Nom_Tension]	Puissance nominale [MVA]	Réglant (OLTC)
Mamou_110	Mamou_30	15.0	Oui (110 kV±10x1.25%/30kV)
Maneah_110	Maneah_20	75.0	Non
Maneah_110	Maneah_20	75.0	Non
Maneah_110	Maneah_20	75.0	Non
Maneah_225	Maneah_110	150.0	Oui (225±8x1.25%/110/2 0 kV)
Maneah_225	Maneah_110	150.0	Oui (225±8x1.25%/110/2 0 kV)
Maneah_225	Maneah_110	150.0	Oui (225±8x1.25%/110/2 0 kV)
Matoto_110	Matoto_20	63.0	Oui (110±8x1.25%/20 kV)
Matoto_110	Matoto_20	63.0	Oui (110±8x1.25%/20 kV)
Matoto_110	Matoto_20	63.0	Oui (110±8x1.25%/20 kV)
Matoto_60	Matoto_110	35.0	Oui (110±8x1.25%/60 kV)
Kaloum_20	Kaloum_110	63.0	Oui (110±8x1.25%/60 kV)
Tombo_20	Kaloum_110	63.0	Oui (110±8x1.25%/60 kV)
Tombo_20	Kaloum_60	50.0	Oui (60+16%- 20%kV)

Tableau 74: Transformateurs existants (2 enroulements) – Guinée

Sous station [Nom_Tension]	Capacité / banc (Mvar)	Nombre de bancs	Type (Fixe-Comm.-SVC)
Hamdallaye_20	8.0	1	Comm.
Maneah_20	10.0	2	Comm.
Matoto_20	8.0	3	Comm.
Sonfonio_60	3.84	1	Comm.
Kaloum_20	8.0	2	Comm.
Kaloum_20	3.84	4	Comm.
Kaleta_30	4.008	2	Comm.

Tableau 75: Moyens de compensation réactive existants - Guinée

5.1.7. Guinée Bissau

Le réseau électrique actuel de la Guinée Bissau n'est pas représenté dans le modèle car il ne dispose pas d'infrastructures de transmission en haute tension interconnectées avec les pays voisins.

5.1.8. Liberia

Le réseau électrique actuel de la Liberia n'est pas représenté dans le modèle car il ne dispose pas d'infrastructures de transmission en haute tension interconnectées avec les pays voisins. Les transformateurs élévateurs suivants seront modélisés afin de connecter les moyens de production du Libéria lorsque celui-ci sera interconnecté avec ses pays voisins.

Sous station primaire [Nom_Tension]	Sous station secondaire [Nom_Tension]	Puissance nominale [MVA]	Réglant (OLTC)
Monrovia_66	Monrovia_33	20.0	Non
Monrovia_66	Monrovia_33	20.0	Non
Monrovia_66	Monrovia_33	20.0	Non
Monrovia_66	Mont Coffee G1_10.5	20.6	Non
Monrovia_66	Mont Coffee G2_10.5	20.6	Non
Monrovia_66	Mont Coffee G3_10.5	20.6	Non
Monrovia_66	Mont Coffee G4_10.5	20.6	Non

Tableau 76: Existing 2W transformers - Liberia

5.1.9. Mali

La situation actuelle du système électrique du Mali est présentée aux tableaux suivants (lignes, transformateurs et moyens de compensation réactive).

Seules les infrastructures connectées aux tensions supérieures ou égales à 90 kV ont été considérées. Le système est caractérisé par 12 lignes de transport 12 simples ternes et aucune double terne), 25 transformateurs et 22 moyens de compensation réactive.

Poste de départ	Poste d'arrivée	Tension (kV)	Long. (km)	Limite thermique (MVA)	R (% p.u.)	X (% p.u.)	B/2 (% p.u.)
Kayes_225	Manantali_225	225	184	283	1.850	11.920	17.120
Manantali_225	Kita_225	225	119	250	1.990	12.040	18.260
Kita_225	Kodialali_225	225	181.7	250	1.100	6.660	10.100
Sikasso_225	Koutiala_225	225	133	327	1.590	10.890	9.870
Koutiala_225	Segou_225	225	146	327	1.748	11.970	10.850
Fana_150	Segou_150	150	109	100	7.850	21.010	3.320
Kalabankoro_150	Sirakoro_150	150	17	100	1.220	3.290	0.520
Kodialali_150	Lafia_150	150	6.5	100	0.580	1.550	0.240
Kodialali_150	Kalabankoro_150	150	5	100	0.360	0.970	0.150
Sirakoro_150	Selingue_150	150	115	100	8.600	20.450	3.640
Sirakoro_150	Balingue_150	150	12	100	0.900	2.130	0.380
Sirakoro_150	Fana_150	150	112	100	8.600	21.650	3.400

Tableau 77: Lignes de transmission existantes (tension supérieure ou égale à 90 kV) – Mali

Sous station primaire [Nom_Tension]	Sous station secondaire [Nom_Tension]	Puissance nominale [MVA]	Réglant (OLTC)
AGGREKO Balingue_11	Balingue_30	40.0	Non
AGGREKO Kati_11	Kati_225	40.0	Non
Balingue BID G1_15	Balingue_150	80.0	Non
Balingue BID G1_15	Balingue_150	54.0	Non
Balingue BID G1_15	Balingue_30	15.0	Non
Balingue BID G1_15	Balingue_30	15.0	Non
Balingue BID G1_15	Balingue_30	15.0	Non
Balingue BID G1_15	Balingue_30	15.0	Non
Dar Salam TAC_11	Lafia_150	30.0	Non

Version finale

Sous station primaire [Nom_Tension]	Sous station secondaire [Nom_Tension]	Puissance nominale [MVA]	Réglant (OLTC)
Felou G1_11	Kayes_225	25.0	Non
Felou G2_11	Kayes_225	25.0	Non
Felou G3_11	Kayes_225	25.0	Non
GPS Darsalam_11	Lafia_150	15.0	Non
Kodialali_225	Kodialali_150	75.0	Non
Kodialali_225	Kodialali_150	75.0	Non
Manantali G1_11	Manantali_225	47.0	Non
Manantali G2_11	Manantali_225	47.0	Non
Manantali G3_11	Manantali_225	47.0	Non
Manantali G4_11	Manantali_225	47.0	Non
Manantali G5_11	Manantali_225	47.0	Non
Segou_225	Segou_150	60.0	Non
Selingue G1_8.7	Selingue_150	54.0	Non
SES Koutiala_11	Koutiala_225	12.5	Non
SES Sikasso_11	Sikasso_225	12.5	Non
Sotuba 1 G1_2	Balingue_30	14.5	Non

Tableau 78: Transformateurs existants (2 enroulements) – Mali

Sous station [Nom_Tension]	Capacité / banc (Mvar)	Nombre de bancs	Type (Fixe-Comm.-SVC)
Balingue_150	9.0	1	Comm.
Balingue_150	17.0	1	Comm.
Balingue_30	5.0	1	Comm.
Fana_150	20.0	1	Comm.
Fana_150	-5.0	1	Comm.
Fana_150	-5.0	1	Comm.
Kayes_225	-25.0	1	N/A
Kayes_225	-20.0	1	N/A
Kodialali_225	-25.0	1	N/A
Kodialali_225	-10.0	1	N/A
Koutiala_225	-50.0	1	N/A
Lafia_150	3.0	1	Comm.
Lafia_150	5.0	1	Comm.
Lafia_150	10.0	1	Comm.
Manantali_225	-25.0	1	N/A
Segou_150	-5.0	1	Comm.
Selingue_150	-7.5	1	Comm.
Sikasso RE_225	-12.0	1	Fixe
Sikasso_225	-30.0	1	N/A
Sikasso_225	-20.0	1	N/A
Sikasso_225	50.0	1	Comm.
Sirakoro_150	-5.0	1	Comm.

Tableau 79: Moyens de compensation réactive existants - Mali

Version finale

5.1.10. Niger

La situation actuelle du système électrique du Niger est présentée aux tableaux suivants (lignes, transformateurs et moyens de compensation réactive).

Seules les infrastructures connectées aux tensions supérieures ou égales à 90 kV ont été considérées. Le système est caractérisé par 7 lignes de transport (7 simples ternes et aucune double terne), 14 transformateurs et 17 moyens de compensation réactive.

Poste de départ	Poste d'arrivée	Tension (kV)	Long. (km)	Limite thermique (MVA)	R (% p.u.)	X (% p.u.)	B/2 (% p.u.)
Maradi_132	Gazaou_132	132	N/A	82	9.850	21.310	1.980
Gazaou_132	Zinder_132	132	N/A	82	14.300	30.900	2.880
Dosso_132	Niamey 2CS_132	132	132	108	13.409	31.364	3.369
Dosso_132	Dosso/Birnin Kebbi_132	132	78	108	7.920	18.533	1.991
Malbaza_132	Maradi_132	132	199	110	12.940	45.190	5.090
Niamey 2_132	Gorou Banda-Niamey_132	132	10	99	0.797	2.303	0.250
Soraz_132	Zinder_132	132	N/A	110	3.560	12.730	1.370

Tableau 80: Lignes de transmission existantes (tension supérieure ou égale à 90 kV) – Niger

Sous station primaire [Nom_Tension]	Sous station secondaire [Nom_Tension]	Puissance nominale [MVA]	Réglant (OLTC)
Dosso_132	Dosso_20	20.0	Non
Gorou Banda-Niamey_132	Goroubanda_11	30.0	Non
Gorou Banda-Niamey_132	Goroubanda_11	30.0	Non
Malbaza_132	Malbaza_20	10.0	Non
Maradi_132	Maradi_20	10.0	Non
Maradi_132	Maradi_20	10.0	Non
Niamey 2_132	Niamey 2D-2_20	40.0	Non
Niamey 2_132	Niamey 2D-2_20	40.0	Non
Niamey 2_132	Goudel G1_20	7.5	Non
Niamey 2_132	Goudel G2_20	7.5	Non
Niamey 2_132	Aggreko 1A_20	30.0	Non
Niamey 2_132	Aggreko 1A_20	30.0	Non
Niamey 2CS_132	Niamey 2CD_20	30.0	Non
Zinder_132	Zinder_20	20.0	Non

Tableau 81: Transformateurs existants (2 enroulements) – Niger

Version finale

Sous station [Nom_Tension]	Capacité / banc (Mvar)	Nombre de bancs	Type (Fixe-Comm.-SVC)
Dosso_20	4.0	1	Comm.
Dosso_20	8.0	1	Comm.
Dosso_20	8.0	1	Comm.
Malbaza_20	0.9	1	Comm.
Malbaza_20	4.0	1	Comm.
Malbaza_20	0.9	1	Comm.
Maradi_20	4.0	1	Comm.
Maradi_20	4.0	1	Comm.
Maradi_20	4.0	1	Comm.
Niamey 2CD_20	4.0	1	Comm.
Niamey 2CD_20	8.0	1	Comm.
Niamey 2CD_20	8.0	1	Comm.
Niamey 2CS_132	50.0	-	SVC
Niamey 2D-2_20	5.0	2	Comm.
Zinder_20	2.0	1	Comm.
Zinder_20	4.0	1	Comm.
Zinder_20	4.0	1	Comm.

Tableau 82: Moyens de compensation réactive existants - Niger

5.1.11. Nigeria

La situation actuelle du système électrique du Nigeria est présentée aux tableaux suivants (lignes, transformateurs et moyens de compensation réactive).

Seules les infrastructures connectées aux tensions supérieures ou égales à 90 kV ont été considérées. Le système est caractérisé par 208 lignes de transport (139 simples ternes et 69 doubles ternes), 557 transformateurs et XX moyens de compensation réactive.

Poste de départ	Poste d'arrivée	Tension (kV)	Long. (km)	Limite thermique (MVA)	R (% p.u.)	X (% p.u.)	B/2 (% p.u.)
ADIABOR 3	ODUKPANI 3_330	330	N/A	777	0.064	0.541	3.385
ADIABOR 3	ODUKPANI 3_330	330	N/A	777	0.064	0.541	3.385
AFAM IV 3	ALAOJI 3_330	330	N/A	777	0.090	0.760	4.747
AFAM IV 3	ALAOJI 3_330	330	N/A	777	0.089	0.760	4.747
AJA 3	EGBIN 3_330	330	N/A	777	0.050	0.426	2.658
AJA 3	EGBIN 3_330	330	N/A	777	0.050	0.426	2.658
AJA 3	LEKKI 3_330	330	N/A	777	0.650	0.547	3.418
AJA 3	LEKKI 3_330	330	N/A	777	0.650	0.547	3.418
AJAOKUTA 3	BENIN 3_330	330	N/A	777	0.698	5.927	37.025
AJAOKUTA 3	BENIN 3_330	330	N/A	777	0.698	5.927	37.025
AJAOKUTA 3	GEREGU_330	330	N/A	777	0.005	0.046	0.285
AJAOKUTA 3	GEREGU_330	330	N/A	777	0.005	0.046	0.285
AJAOKUTA 3	LOKOJA_3_330	330	N/A	777	0.170	1.441	9.000

Version finale

Poste de départ	Poste d'arrivée	Tension (kV)	Long. (km)	Limite thermique (MVA)	R (% p.u.)	X (% p.u.)	B/2 (% p.u.)
AKANGBA 3	IKEJA W 3_330	330	N/A	777	0.061	0.517	3.227
AKANGBA 3	IKEJA W 3_330	330	N/A	777	0.061	0.517	3.227
AKURE 3	IHOVBOR_3_330	330	N/A	777	0.501	4.255	26.600
ALADJA 3	DELTA IV 3_330	330	N/A	777	0.115	0.973	6.076
ALADJA 3	SAPELE 3_330	330	N/A	777	0.226	1.915	11.962
ALAOJI 3	IKOTEKPENE 3_330	330	N/A	777	0.358	3.040	19.000
ALAOJI 3	IKOTEKPENE 3_330	330	N/A	777	0.358	3.040	19.000
AYEDE 3	OSOGBO 3_330	330	N/A	777	0.412	3.495	21.836
BENIN 3	DELTA IV 3_330	330	N/A	777	0.147	1.246	7.785
BENIN 3	SAPELE 3_330	330	N/A	777	0.179	1.520	9.493
BENIN 3	SAPELE 3_330	330	N/A	777	0.179	1.520	9.493
BENIN 3	SAPELE 3_330	330	N/A	777	0.179	1.520	9.493
BENIN 3	IHOVBOR_3_330	330	N/A	777	0.090	0.763	4.766
BENIN 3	ONITSHA 3_330	330	N/A	777	0.491	4.164	26.013
BENIN 3	ONITSHA 3_330	330	N/A	777	0.491	4.164	26.013
BKEBBI 3	KAINJI G.S.3_330	330	N/A	777	1.110	9.422	58.861
EGBIN 3	IKEJA W 3_330	330	N/A	777	0.065	0.547	3.418
EGBIN 3	OKE_ARO_3_330	330	N/A	777	0.065	0.547	3.418
EGBIN 3	OKE_ARO_3_330	330	N/A	777	0.065	0.547	3.418
EGBIN 3	BENIN 3_330	330	N/A	777	0.716	6.079	37.975
GANMO 3	JEBBA T.S.3_330	330	N/A	777	0.394	3.344	20.886
GOMBE 3	JOS 3_330	330	N/A	777	0.945	8.024	50.127
GOMBE 3	YOLA 3_330	330	N/A	777	0.860	7.295	45.570
GOMBE 3	DAMATURU 3_330	330	N/A	777	0.573	4.863	30.360
GWAGWALADA_3	LOKOJA_3_330	330	N/A	777	0.625	5.307	33.152
IKEJA W 3	OLORUNSOGO3_330	330	N/A	777	0.276	2.340	14.620
IKEJA W 3	OKE_ARO_3_330	330	N/A	777	0.065	0.547	3.418
IKEJA W 3	OKE_ARO_3_330	330	N/A	777	0.065	0.547	3.418
IKEJA W 3	OSOGBO 3_330	330	N/A	777	0.895	7.599	47.469
IKEJA W 3	OMOTOSHO3_330	330	N/A	777	0.286	2.432	15.189
IKOTEKPENE 3	ODUKPANI 3_330	330	N/A	777	0.251	2.128	13.300
IKOTEKPENE 3	ODUKPANI 3_330	330	N/A	777	0.251	2.128	13.300
JEBBA T.S.3	JEBBA G.S.3_330	330	N/A	777	0.029	0.243	1.519
JEBBA T.S.3	JEBBA G.S.3_330	330	N/A	777	0.029	0.243	1.519
JEBBA T.S.3	KAINJI T.S.3_330	330	N/A	777	0.290	2.462	15.380
JEBBA T.S.3	KAINJI T.S.3_330	330	N/A	777	0.290	2.462	15.380
JEBBA T.S.3	_330	330	N/A	777	0.437	3.708	23.160
JEBBA T.S.3	ZUNGERU_330	330	N/A	777	0.437	3.708	23.160
JOS 3	MAKURDI 3_330	330	N/A	777	0.824	6.991	43.700
JOS 3	MAKURDI 3_330	330	N/A	777	0.824	6.991	43.700
KADUNA 3	KANO 3_330	330	N/A	600	0.824	6.991	43.672

Version finale

Poste de départ	Poste d'arrivée	Tension (kV)	Long. (km)	Limite thermique (MVA)	R (% p.u.)	X (% p.u.)	B/2 (% p.u.)
KADUNA 3	JOS 3_330	330	N/A	777	0.702	5.957	37.216
KADUNA 3	JOS 3_330	330	N/A	777	0.702	5.957	37.216
KADUNA 3	JOS 3_330	330	N/A	777	0.702	5.957	37.216
KAINJI G.S.3	KAINJI T.S.3_330	330	N/A	777	0.005	0.046	0.285
KAINJI G.S.3	KAINJI T.S.3_330	330	N/A	777	0.005	0.046	0.285
KAINJIB	KAINJI G.S.3_330	330	1.0	777	0.004	0.028	0.246
KATAMPE 3	SHIRORO 3_330	330	N/A	777	0.781	6.626	41.392
KATAMPE 3	GWAGWALADA_3_330	330	N/A	777	0.258	2.188	13.671
LEKKI 3	ALAGBON 3_330	330	N/A	777	0.650	0.547	3.418
LEKKI 3	ALAGBON 3_330	330	N/A	777	0.650	0.547	3.418
MAKURDI 3	UGWUAJI 3_330	330	N/A	777	0.537	4.559	28.504
MAKURDI 3	UGWUAJI 3_330	330	N/A	777	0.537	4.559	28.504
NHAVEN 3	ONITSHA 3_330	330	N/A	777	0.344	2.918	18.228
NHAVEN 3	UGWUAJI 3_330	330	N/A	777	0.018	0.152	0.950
NHAVEN 3	UGWUAJI 3_330	330	N/A	777	0.018	0.152	0.950
OLORUNSOGO3	AYEDE 3_330	330	N/A	777	0.215	1.824	11.392
OMOTOSHO3	BENIN 3_330	330	N/A	777	0.183	1.550	9.684
ONITSHA 3	OKPAI 3_330	330	N/A	777	0.215	1.824	11.392
ONITSHA 3	OKPAI 3_330	330	N/A	777	0.215	1.824	11.392
ONITSHA 3	ASABA 3_330	330	N/A	777	0.065	0.547	3.418
ONITSHA 3	ALAOJI 3_330	330	N/A	700	0.494	4.194	26.203
OSOGBO 3	GANMO 3_330	330	N/A	777	0.168	1.429	8.924
OSOGBO 3	AKURE 3_330	330	N/A	777	0.358	3.040	19.000
OSOGBO 3	JEBBA T.S.3_330	330	N/A	777	0.562	4.772	29.810
OSOGBO 3	JEBBA T.S.3_330	330	N/A	777	0.562	4.772	29.810
OSOGBO 3	IHOVBOR_3_330	330	N/A	777	0.505	4.286	26.772
OSOGBO 3	IHOVBOR_3_330	330	N/A	777	0.505	4.286	26.772
SHIRORO 3	GWAGWALADA_3_330	330	N/A	777	0.523	4.438	27.722
SHIRORO 3	KADUNA 3_330	330	N/A	300	0.344	2.918	18.228
SHIRORO 3	KADUNA 3_330	330	N/A	300	0.344	2.918	18.228
UGWUAJI 3	IKOTEKPENE 3_330	330	N/A	777	0.512	4.346	27.150
UGWUAJI 3	IKOTEKPENE 3_330	330	N/A	777	0.512	4.346	27.150
ZUNGERU	SHIRORO 3_330	330	N/A	777	0.437	3.708	23.160
ZUNGERU	SHIRORO 3_330	330	N/A	777	0.437	3.708	23.160
9TH MILE 1	NSUKKA 1_132	132	N/A	126	2.612	8.324	0.942
ADO EKITI 1	AKURE 1_132	132	N/A	126	3.318	10.574	1.196
ADO EKITI 1	AKURE 1_132	132	N/A	126	3.318	10.574	1.196
AFAM 1	ALAOJI 1_132	132	N/A	126	3.247	10.349	1.171
AFAM 1	PHCT MAIN1_132	132	N/A	126	2.668	8.504	0.962
AFAM 1	RIVERS_IPP_132	132	N/A	126	1.334	4.252	0.481
AGBARA 1	OJO 1_132	132	N/A	126	1.156	3.683	0.417

Version finale

Poste de départ	Poste d'arrivée	Tension (kV)	Long. (km)	Limite thermique (MVA)	R (% p.u.)	X (% p.u.)	B/2 (% p.u.)
AGBARA 1	OJO 1_132	132	N/A	126	1.156	3.683	0.417
AHOADA 1	OMOKU 1_132	132	N/A	126	1.059	3.375	0.382
AHOADA 1	OMOKU 1_132	132	N/A	126	1.059	3.375	0.382
AHOADA 1	OWERRI 1_132	132	N/A	126	5.153	16.423	1.859
AHOADA 1	OWERRI 1_132	132	N/A	126	5.153	16.423	1.859
AJAOKUTA 1	OKENE 1_132	132	N/A	126	4.236	13.499	1.528
AKANGBA 1	ITIRE 1_132	132	N/A	126	0.212	0.675	0.079
AKANGBA 1	ITIRE 1_132	132	N/A	126	0.212	0.675	0.079
AKANGBA 1	AMUWO ODOFIN_132	132	N/A	126	0.706	2.250	0.255
AKANGBA 1	APAPA RD 1_132	132	N/A	126	0.318	1.012	0.115
AKANGBA 1	IJORA 1_132	132	N/A	126	0.586	1.867	0.212
AKANGBA 1	IJORA 1_132	132	N/A	126	0.586	1.867	0.212
AKANGBA 1	ISOLO 1_132	132	N/A	126	0.318	1.012	0.115
AKANGBA 1	ISOLO 1_132	132	N/A	126	0.318	1.012	0.115
AKOKA 1	ALAGBON 1_132	132	N/A	126	0.847	2.700	0.306
AKOKA 1	IJORA 1_132	132	N/A	126	0.565	1.800	0.204
AKOKA 1	OWOROSOKI 1_132	132	N/A	126	0.314	1.001	0.113
AKOKA 1	OWOROSOKI 1_132	132	N/A	126	0.314	1.001	0.113
AKWANGA 1	KEFFI 1_132	132	N/A	126	4.377	13.949	1.579
ALAGBON 1	IJORA 1_132	132	N/A	126	0.282	0.900	0.102
ALAOJI 1	ABA 1_132	132	N/A	126	0.706	2.250	0.255
ALAOJI 1	ABA 1_132	132	N/A	126	0.706	2.250	0.255
ALAOJI 1	UMUAHIA 1_132	132	N/A	126	4.659	14.849	1.680
ALAOJI 1	UMUAHIA 1_132	132	N/A	126	4.659	14.849	1.680
ALAOJI 1	OWERRI 1_132	132	N/A	126	4.226	13.467	1.523
ALAOJI 1	OWERRI 1_132	132	N/A	126	4.226	13.467	1.523
ALAUSA 1	OGBA 1_132	132	N/A	126	0.141	0.450	0.051
ALAUSA 1	OGBA 1_132	132	N/A	126	0.141	0.450	0.051
ALIMOSHO 1	OGBA 1_132	132	N/A	126	0.671	2.137	0.242
ALIMOSHO 1	OGBA 1_132	132	N/A	126	0.671	2.137	0.242
AMUKPE 1	OGHARA 1_132	132	N/A	126	3.459	11.024	1.247
AMUWO ODOFIN	APAPA RD 1_132	132	N/A	126	0.141	0.450	0.051
AMUWO ODOFIN	OJO 1_132	132	N/A	126	0.628	2.002	0.227
AMUWO ODOFIN	OJO 1_132	132	N/A	126	0.628	2.002	0.227
APO 1	KARU 1_132	132	N/A	126	0.706	2.250	0.255
ASABA 1	AGBOR 1_132	132	N/A	126	4.236	13.499	1.528
ASABA 1	AGBOR 1_132	132	N/A	126	4.236	13.499	1.528
ASHAKA 1	ASHAKA RNDAB_132	132	N/A	126	0.706	2.250	0.255
ASHAKA RNDAB	POTISKUM 1_132	132	N/A	126	7.483	23.848	2.698
AWKA 1	OJI RIVER 1_132	132	N/A	126	2.354	7.503	0.849
AYEDE 1	IBADAN NORTH_132	132	N/A	126	0.424	1.350	0.153

Version finale

Poste de départ	Poste d'arrivée	Tension (kV)	Long. (km)	Limite thermique (MVA)	R (% p.u.)	X (% p.u.)	B/2 (% p.u.)
AYEDE 1	JERICO 1_132	132	N/A	126	0.141	0.450	0.051
AZARE 1	DUTSE 1_132	132	N/A	126	3.035	9.674	1.094
BENIN 1	IRRUA 1_132	132	N/A	126	6.269	19.978	2.260
BENIN 1	AMUKPE 1_132	132	N/A	126	0.847	2.700	0.306
BIDA 1	MINNA 1_132	132	N/A	126	6.353	20.248	2.291
BIU 1	DAMBOA 1_132	132	N/A	70	10.024	31.946	3.614
BKEBBI 1	SOKOTO 1_132	132	N/A	126	9.177	29.247	3.309
CALABAR 1	ADIABOR 1_132	132	N/A	126	3.035	9.674	1.094
CALABAR 1	ADIABOR 1_132	132	N/A	126	3.035	9.674	1.094
CENTRAL AREA	GARKI NODE 1_132	132	N/A	154	0.124	0.241	4.029
CENTRAL AREA	GARKI NODE 1_132	132	N/A	154	0.124	0.241	4.029
DAKATA 1	WALALAMBE 1_132	132	N/A	126	0.565	1.800	0.204
DAKATA 1	HADEJIA 1_132	132	N/A	70	26.200	40.000	3.500
DAMBOA 1	MAIDUGURI 1_132	132	N/A	70	5.012	15.973	1.807
DELTA 1	BENIN 1_132	132	N/A	126	7.553	24.072	2.724
DELTA 1	EFFURUN 1_132	132	N/A	90	4.277	8.533	0.867
DELTA 1	EFFURUN 1_132	132	N/A	90	4.277	8.533	0.867
DELTA 1	AMUKPE 1_132	132	N/A	126	6.353	20.248	2.291
DOSSO	NIAMEY 1_132	132	N/A	126	9.530	30.372	3.437
DUTSE 1	WUDIL 1_132	132	N/A	126	3.586	11.429	1.293
EDE_1	OSOGBO 1_132	132	N/A	550	1.059	3.375	0.382
EDE_1	OSOGBO 1_132	132	N/A	550	1.059	3.375	0.382
EGBIN 1	IKORODU_132	132	N/A	126	1.412	4.500	0.509
EGBIN 1	IKORODU_132	132	N/A	126	1.412	4.499	0.509
EKET 1	UYO 1_132	132	N/A	126	3.247	10.349	1.171
EKET 1	UYO 1_132	132	N/A	126	3.247	10.349	1.171
GANMO 1	ILORIN 1_132	132	N/A	126	0.353	1.125	0.127
GOMBE 1	ASHAKA RNDAB_132	132	N/A	126	5.365	17.098	1.934
GOMBE 1	BAUCHI 1_132	132	N/A	126	10.306	32.847	3.716
GOMBE 1	BIU 1_132	132	N/A	126	10.023	31.947	3.614
GOMBE 1	T-JUNCTION 1_132	132	N/A	70	7.101	10.652	0.930
GUSAU 1	FUNTUA 1_132	132	N/A	90	13.068	26.073	2.649
IBADAN NORTH	IWO 1_132	132	N/A	126	1.271	4.050	0.458
IFE 1	ILESHA 1_132	132	N/A	126	1.377	4.387	0.496
IFE 1	ONDO2 1_132	132	N/A	126	4.095	13.051	1.477
IKEJA W 1	AGBARA 1_132	132	N/A	126	2.262	7.208	0.816
IKEJA W 1	AGBARA 1_132	132	N/A	126	2.262	7.208	0.816
IKEJA W 1	ALIMOSHO 1_132	132	N/A	126	0.247	0.787	0.089
IKEJA W 1	ALIMOSHO 1_132	132	N/A	126	0.247	0.787	0.089
IKEJA W 1	EJIGBO 1_132	132	N/A	126	0.940	2.997	0.339
IKEJA W 1	EJIGBO 1_132	132	N/A	126	0.940	2.997	0.339

Version finale

Poste de départ	Poste d'arrivée	Tension (kV)	Long. (km)	Limite thermique (MVA)	R (% p.u.)	X (% p.u.)	B/2 (% p.u.)
IKEJA W 1	ILLUPEJU 1_132	132	N/A	126	1.412	4.500	0.509
IKEJA W 1	ILLUPEJU 1_132	132	N/A	126	1.412	4.500	0.509
IKEJA W 1	OTTA 1_132	132	N/A	126	0.847	2.700	0.306
IKEJA W 1	OTTA 1_132	132	N/A	126	0.847	2.700	0.306
IKEJA W 1	OWOROSOKI 1_132	132	N/A	126	3.459	11.024	1.247
IKEJA W 1	OWOROSOKI 1_132	132	N/A	126	3.459	11.024	1.247
IKEJA W 1	AYOBO 1_132	132	N/A	126	0.706	2.250	0.255
IKEJA W 1	AYOBO 1_132	132	N/A	126	0.706	2.250	0.255
IKORODU	SHAGAMU 1_132	132	N/A	126	2.534	8.077	0.914
ILESHA 1	ILESHA TEE1_132	132	N/A	126	1.412	4.502	0.510
ILLUPEJU 1	MARYLAND1_132	132	N/A	126	0.402	1.282	0.145
ILLUPEJU 1	MARYLAND1_132	132	N/A	126	0.402	1.282	0.145
IRRUA 1	UKPILLA 1_132	132	N/A	126	3.035	9.674	1.094
ITIRE 1	EJIGBO 1_132	132	N/A	126	0.565	1.800	0.204
ITIRE 1	EJIGBO 1_132	132	N/A	126	0.565	1.800	0.204
ITU 1	UYO 1_132	132	N/A	126	1.271	4.050	0.458
ITU 1	UYO 1_132	132	N/A	126	1.271	4.050	0.458
ITU 1	ABA 1_132	132	N/A	126	6.029	19.213	2.174
ITU 1	ADIABOR 1_132	132	N/A	126	3.343	10.655	1.206
IWO 1	ISEYIN 1_132	132	N/A	126	5.012	15.973	1.807
JOS 1	BAUCHI 1_132	132	N/A	126	8.330	26.547	3.003
JOS 1	MAKERI 1_132	132	N/A	126	3.530	11.249	1.273
JOS 1	MAKERI 1_132	132	N/A	126	3.530	11.249	1.273
JOS 1	KAFANCHAN 1_132	132	N/A	126	5.436	17.323	1.960
JOS 1	KAFANCHAN 1_132	132	N/A	126	5.436	17.323	1.960
KADUNA 1	KADUNA TOWN_132	132	N/A	126	1.412	4.500	0.509
KADUNA 1	KADUNA TOWN_132	132	N/A	126	1.412	4.500	0.509
KADUNA 1	ZARIA 1_132	132	N/A	90	7.366	14.696	1.493
KAIN	NEWBUSSA_132	132	11.4	85	1.354	2.702	0.275
KANKIA 1	KATSINA 1_132	132	N/A	126	4.871	15.523	1.757
KANO 1	KANKIA 1_132	132	N/A	126	7.977	25.422	2.876
KANO 1	DAKATA 1_132	132	N/A	70	1.540	3.200	0.300
KANO 1	DAKATA 1_132	132	N/A	70	1.540	3.200	0.300
KANO 1	DAN AGUNDI 1_132	132	N/A	90	1.000	1.900	0.200
KANO 1	AZARE 1_132	132	N/A	126	14.963	47.690	5.386
KANO 1	DUTSE 1_132	132	N/A	126	7.659	24.410	2.762
KANO 1	KATSINA 1_132	132	N/A	126	10.236	32.622	3.691
KANO 1	TAMBURAWA 1_132	132	N/A	90	2.376	4.741	0.481
KANO 1	WUDIL 1_132	132	N/A	126	3.530	11.249	1.273
KARU 1	KEFFI 1_132	132	N/A	126	2.894	9.224	1.043
KATAMPE 1	KUBWA_132	132	N/A	126	0.494	1.575	0.178

Version finale

Poste de départ	Poste d'arrivée	Tension (kV)	Long. (km)	Limite thermique (MVA)	R (% p.u.)	X (% p.u.)	B/2 (% p.u.)
KATAMPE 1	APO 1_132	132	N/A	126	1.059	3.375	0.382
KATAMPE 1	APO 1_132	132	N/A	126	1.059	3.375	0.382
KATAMPE 1	GARKI NODE 1_132	132	N/A	126	0.424	1.350	0.153
KATAMPE 1	GARKI NODE 1_132	132	N/A	126	0.424	1.350	0.153
KATAMPE 1	NAT STADIUM_132	132	N/A	550	0.565	1.800	2.036
KATAMPE 1	NAT STADIUM_132	132	N/A	550	0.565	1.800	2.036
KATSINA 1	DAURA 1_132	132	N/A	126	5.647	17.998	2.036
KATSINA 1	DAURA 1_132	132	N/A	126	5.647	17.998	2.036
KONTAGORA 1	TEGINA 1_132	132	N/A	126	6.353	20.248	2.291
KONTAGORA 1	YELWA 1_132	132	N/A	126	6.212	19.798	2.240
KWANAR DANGO	ZARIA 1_132	132	N/A	90	10.074	20.100	2.043
MAIDUGURI 1	DAMATURU 1_132	132	N/A	126	5.820	49.391	7.899
MAKURDI 1	ALIIDE 1_132	132	N/A	126	1.765	5.624	0.637
MINNA 1	SULEJA 1_132	132	N/A	126	6.989	22.273	2.520
MINNA 1	SULEJA 1_132	132	N/A	126	6.989	22.273	2.520
NEWBUSSA	KAIN132_132	132	11.4	85	1.354	2.702	0.275
NHAVEN 1	9TH MILE 1_132	132	N/A	126	0.706	2.250	0.255
NHAVEN 1	NKALAGU 1_132	132	N/A	126	2.753	8.774	0.993
NHAVEN 1	NKALAGU 1_132	132	N/A	126	2.753	8.774	0.993
NHAVEN 1	OJI RIVER 1_132	132	N/A	126	3.113	9.921	1.122
NHAVEN 1	OTURKPO 1_132	132	N/A	126	11.019	35.119	3.971
NKALAGU 1	ABAKALIKI 1_132	132	N/A	126	3.830	12.205	1.381
OFFA 1	OMUARAN 1_132	132	N/A	126	3.355	10.693	1.210
OGBA 1	OTTA 1_132	132	N/A	126	3.127	9.966	1.128
OKADA 1	IHOVBOR 1_132	132	N/A	126	2.471	7.874	0.891
OKADA 1	IHOVBOR 1_132	132	N/A	126	2.471	7.874	0.891
OKENE 1	UKPILLA 1_132	132	N/A	126	2.330	7.424	0.840
ONDO1 1	ONDO2 1_132	132	N/A	126	4.130	13.161	1.489
ONITSHA 1	AWKA 1_132	132	N/A	126	2.118	6.749	0.763
ONITSHA 1	GCM 1_132	132	N/A	126	1.306	4.165	0.472
OSOGBO 1	AKURE 1_132	132	N/A	126	6.565	20.923	2.365
OSOGBO 1	IWO 1_132	132	N/A	126	5.647	17.998	2.036
OSOGBO 1	OFFA 1_132	132	N/A	126	3.706	11.811	1.337
OSOGBO 1	ILESHA TEE1_132	132	N/A	126	1.023	3.260	0.369
OTURKPO 1	ALIIDE 1_132	132	N/A	126	2.767	8.819	0.998
OWO 1	OSOGBO 1_132	132	N/A	126	5.647	17.998	2.037
PANKSHIN 1	MAKERI 1_132	132	N/A	126	6.353	20.248	2.291
PANKSHIN 1	MAKERI 1_132	132	N/A	126	6.353	20.248	2.291
PAPALANTO 1	OTTA 1_132	132	N/A	126	2.118	6.749	0.763
PAPALANTO 1	OLD ABEOKUTA_132	132	N/A	126	3.883	12.374	1.400
PHCT MAIN1	PHCT TOWN1_132	132	N/A	126	0.212	0.675	0.076

Version finale

Poste de départ	Poste d'arrivée	Tension (kV)	Long. (km)	Limite thermique (MVA)	R (% p.u.)	X (% p.u.)	B/2 (% p.u.)
PHCT MAIN1	PHCT TOWN2 1_132	132	N/A	126	0.212	0.675	0.076
PHCT MAIN1	RIVERS_IPP_132	132	N/A	126	1.334	4.252	0.481
SAVANNAH 1	T-JUNCTION 1_132	132	N/A	70	9.231	13.848	1.210
SHAGAMU 1	IJEBU ODE 1_132	132	N/A	126	2.894	9.224	1.043
SHAGAMU 1	AYEDE 1_132	132	N/A	126	6.494	20.698	2.342
SHIRORO 1	TEGINA 1_132	132	N/A	126	4.589	14.624	1.655
SHIRORO 1	MINNA 1_132	132	N/A	126	4.800	15.298	1.731
SHIRORO 1	MINNA 1_132	132	N/A	126	4.800	15.298	1.731
SOKOTO 1	TMAFARA 1_132	132	N/A	126	8.824	28.122	3.182
TAMBURAWA 1	KWANAR DANGO_132	132	N/A	90	4.752	9.481	0.964
TMAFARA 1	GUSAU 1_132	132	N/A	126	6.000	19.123	2.164
YANDEV 1	ALIADE 1_132	132	N/A	126	2.767	8.819	0.998
YENAGOA 1	AHOADA 1_132	132	N/A	126	3.247	10.349	1.171
YENAGOA 1	GBARAIN UBIE_132	132	N/A	126	0.353	1.125	0.127
YOLA 1	T-JUNCTION 1_132	132	N/A	70	33.199	49.798	4.351
YOLA 1	JALINGO 1_132	132	N/A	126	11.301	36.019	0.920
ZARIA 1	FUNTUA 1_132	132	N/A	90	8.316	16.592	1.686

Tableau 83: Lignes de transmission existantes (tension supérieure ou égale à 90 kV) – Nigeria

Sous station primaire [Nom_Tension]	Sous station secondaire [Nom_Tension]	Puissance nominale [MVA]	Réglant (OLTC)
AJA_132	AJA	46	No
AJA_132	AJA	46	No
AJA_132	AJA	46	No
AKANGBA 1_132	AKANGBA 33	60	No
AKANGBA 1_132	AKANGBA 33	60	No
AKANGBA 1_132	AKANGBA 33	60	No
AKANGBA 1_132	AKANGBA 33	60	No
AKANGBA 1_132	AKANGBA 33	60	No
EGBIN 1_132	AES BERG202	315	No
EGBIN 1_132	AES BERG203	315	No
EGBIN 1_132	AES BERG204	315	No
EGBIN 1_132	AES BERG205	315	No
EGBIN 1_132	AES BERG206	315	No
EGBIN 1_132	AES BERG207	315	No
EGBIN 1_132	AES BERG208	315	No
EGBIN 1_132	AES BERG209	315	No
EGBIN 1_132	AES BERG210	315	No
EGBIN 1_132	AES BERG211	315	No
PAPALANTO 1_132	PAPALANTO 33	30	No
PAPALANTO 1_132	PAPALANTO 33	15	No

Version finale

Sous station primaire [Nom_Tension]	Sous station secondaire [Nom_Tension]	Puissance nominale [MVA]	Réglant (OLTC)
PAPALANTO 1_132	PAPALANTO 33	15	No
AGBARA 1_132	AGBARA 33	40	No
AGBARA 1_132	AGBARA 33	40	No
AGBARA 1_132	AGBARA 33	40	No
AKOKA 1_132	AKOKA T3	35	No
AKOKA 1_132	AKOKA T3	35	No
ALAGBON 1_132	ALAGBON 33	66	No
ALAGBON 1_132	ALAGBON 33	66	No
ALAGBON 1_132	ALAGBON 33	66	No
ALAGBON 1_132	ALAGBON 33	66	No
ALAUUSA 1_132	ALAUUSA 33	40	No
ALAUUSA 1_132	ALAUUSA 33	40	No
ALAUUSA 1_132	ALAUUSA 33	40	No
ALIMOSHO 1_132	ALIMOSHO 33	40	No
ALIMOSHO 1_132	ALIMOSHO 33	40	No
ALIMOSHO 1_132	ALIMOSHO 33	40	No
ITIRE 1_132	ITIRE 33	43	No
ITIRE 1_132	ITIRE 33	43	No
ITIRE 1_132	ITIRE 33	43	No
AMUWO ODOFIN_132	AMUWO ODOFIN	43	No
AMUWO ODOFIN_132	AMUWO ODOFIN	43	No
AMUWO ODOFIN_132	AMUWO ODOFIN	43	No
APAPA RD 1_132	APAPA RD 33	30	No
APAPA RD 1_132	APAPA RD 33	30	No
EJIGBO 1_132	EJIGBO 33	48	No
EJIGBO 1_132	EJIGBO 33	48	No
EJIGBO 1_132	EJIGBO 33	48	No
IJORA 1_132	IJORA 33	30	No
IJORA 1_132	IJORA 33	30	No
IJORA 1_132	IJORA 33	30	No
IJORA 1_132	IJORA 33	30	No
IKORODU_132	IKORODU 33	60	No
IKORODU_132	IKORODU 33	60	No
IKORODU_132	IKORODU 33	60	No
ILLUPEJU 1_132	ILLUPEJU 33	30	No
ILLUPEJU 1_132	ILLUPEJU 11	20	No
ILLUPEJU 1_132	ILLUPEJU 11	20	No
ILLUPEJU 1_132	ILLUPEJU 11	20	No
ISOLO 1_132	ISOLO 33	50	No
ISOLO 1_132	ISOLO 33	50	No
ISOLO 1_132	ISOLO 33	50	No

Version finale

Sous station primaire [Nom_Tension]	Sous station secondaire [Nom_Tension]	Puissance nominale [MVA]	Réglant (OLTC)
ISOLO 1_132	ISOLO 11	15	No
OJO 1_132	OJO 33	45	No
OJO 1_132	OJO 33	45	No
OJO 1_132	OJO 33	45	No
OJO 1_132	OJO 33	45	No
LEKKI 1_132	LEKKI 33_TR1	60	No
LEKKI 1_132	LEKKI 33_TR1	60	No
MARYLAND1_132	MARYLAND 33	40	No
MARYLAND1_132	MARYLAND 33	40	No
MARYLAND1_132	MARYLAND 33	40	No
OGBA 1_132	OGBA 33	48	No
OGBA 1_132	OGBA 33	48	No
OGBA 1_132	OGBA 33	48	No
OGBA 1_132	OGBA 33	48	No
OGBA 1_132	OGBA 11	20	No
OTTA 1_132	OTTA 33	48	No
OTTA 1_132	OTTA 33	48	No
OTTA 1_132	OTTA 33	48	No
OTTA 1_132	OTTA 33	48	No
OWOROSOKI 1_132	OWOROSOKI 33	60	No
OWOROSOKI 1_132	OWOROSOKI 33	60	No
AYOBO 1_132	AYOBO 33	60	No
AYOBO 1_132	AYOBO 33	60	No
SHAGAMU 1_132	SHAGAMU 33	30	No
SHAGAMU 1_132	SHAGAMU 33	30	No
SHAGAMU 1_132	SHAGAMU_CEME	15	No
SHAGAMU 1_132	SHAGAMU_CEME	15	No
SHAGAMU 1_132	PARAS_GT1	100	No
SHAGAMU 1_132	PARAS_GT2	100	No
OLD ABEOKUTA_132	ABEOKUTA OLD	30	No
OLD ABEOKUTA_132	ABEOKUTA OLD	30	No
OLD ABEOKUTA_132	ABEOKUTA OLD	30	No
OKE_ARO_1_132	OKE_ARO 33	60	No
OKE_ARO_1_132	OKE_ARO 33	60	No
IJEBU ODE 1_132	IJEBU ODE 33	30	No
IJEBU ODE 1_132	IJEBU ODE 33	30	No
EDE_1_132	EDE 33	60	No
EGBIN 3_330	EGBIN ST 1	200	No
EGBIN 3_330	EGBIN ST 2	1350	No
EGBIN 3_330	EGBIN ST 3	1350	No
EGBIN 3_330	EGBIN ST 4	1350	No

Version finale

Sous station primaire [Nom_Tension]	Sous station secondaire [Nom_Tension]	Puissance nominale [MVA]	Réglant (OLTC)
EGBIN 3_330	EGBIN ST 5	1350	No
EGBIN 3_330	EGBIN ST 6	1350	No
OLORUNSOGO3_330	OLORUNSO GT1	380	No
OLORUNSOGO3_330	OLORUNSO GT2	380	No
OLORUNSOGO3_330	OLORUNSO GT3	380	No
OLORUNSOGO3_330	OLORUNSO GT4	380	No
OLORUNSOGO3_330	OLORUNSO GT5	380	No
OLORUNSOGO3_330	OLORUNSO GT6	380	No
OLORUNSOGO3_330	OLORUNSO GT7	380	No
OLORUNSOGO3_330	OLORUNSO GT8	380	No
OLORUNSOGO3_330	OLORNIPPGT11	380	No
OLORUNSOGO3_330	OLORNIPPGT12	380	No
OLORUNSOGO3_330	OLORNIPPGT21	380	No
OLORUNSOGO3_330	OLORNIPPGT22	380	No
OLORUNSOGO3_330	OLOR NIPPST1	380	No
OLORUNSOGO3_330	OLOR NIPPST2	380	No
AYEDE 1_132	AYEDE 33	73	No
AYEDE 1_132	AYEDE 33	73	No
AYEDE 1_132	AYEDE 33	73	No
OSOGBO 1_132	OSOGBO 33	50	No
OSOGBO 1_132	OSOGBO 33	50	No
OSOGBO 1_132	OSOGBO 33	50	No
GANMO 1_132	GANMO 33	60	No
GANMO 1_132	GANMO 33	60	No
ADO EKITI 1_132	ADO EKITI 33	40	No
ADO EKITI 1_132	ADO EKITI 33	40	No
AKURE 1_132	AKURE 33	40	No
AKURE 1_132	AKURE 33	40	No
AKURE 1_132	AKURE 33	60	No
AKURE 1_132	AKURE 33	30	No
AKURE 1_132	AKURE 33	40	No
IBADAN NORTH_132	IBADAN NORTH	60	No
IBADAN NORTH_132	IBADAN NORTH	60	No
IBADAN NORTH_132	MCFERSON 33	40	No
IFE 1_132	IFE 33	30	No
IFE 1_132	IFE 33	30	No
IWO 1_132	IWO 33	40	No
ILESHA 1_132	ILESHA 33	40	No
ILESHA 1_132	ILESHA 33	40	No
ILORIN 1_132	ILORIN 33	45	No
ILORIN 1_132	ILORIN 33	45	No

Version finale

Sous station primaire [Nom_Tension]	Sous station secondaire [Nom_Tension]	Puissance nominale [MVA]	Réglant (OLTC)
ISEYIN 1_132	ISEYIN 33	30	No
ISEYIN 1_132	ISEYIN 33	30	No
JERICHO 1_132	JERICHO 33	35	No
JERICHO 1_132	JERICHO 33	35	No
OFFA 1_132	OFFA 33	30	No
OMUARAN 1_132	OMUARAN 33	30	No
OMUARAN 1_132	OMUARAN 33	30	No
ONDO1 1_132	ONDO1 33	30	No
ONDO1 1_132	ONDO1 33	30	No
OMOTOSHO3_330	OMOTOSO GT1	380	No
OMOTOSHO3_330	OMOTOSO GT2	380	No
OMOTOSHO3_330	OMOTOSO GT3	380	No
OMOTOSHO3_330	OMOTOSO GT4	380	No
OMOTOSHO3_330	OMOTOSO GT5	380	No
OMOTOSHO3_330	OMOTOSO GT6	380	No
OMOTOSHO3_330	OMOTOSO GT7	380	No
OMOTOSHO3_330	OMOTOSO GT8	380	No
OMOTOSHO3_330	OMOTNIPP GT1	380	No
OMOTOSHO3_330	OMOTNIPP GT2	380	No
JEBBA 1_132	JEBBA 33	30	No
SHIRORO 1_132	SHIRORO 33	30	No
KATAMPE 1_132	KATAMPE 33	60	No
KATAMPE 1_132	KATAMPE 33	60	No
BKEBBI 1_132	BKEBBI 33	35	No
BKEBBI 1_132	BKEBBI 33	35	No
BKEBBI 1_132	BKEBBI 33	35	No
KUBWA_132	KUBWA 33	60	No
KUBWA_132	KUBWA 33	60	No
AKWANGA 1_132	AKWANGA 33	40	No
AKWANGA 1_132	AKWANGA 33	40	No
APO 1_132	APO 33	50	No
APO 1_132	APO 33	50	No
APO 1_132	APO 33	50	No
APO 1_132	APO 33	60	No
APO 1_132	APO 33	60	No
BIDA 1_132	BIDA 33	30	No
BIDA 1_132	BIDA 33	30	No
CENTRAL AREA_132	CENTRAL AREA	60	No
CENTRAL AREA_132	CENTRAL AREA	60	No
CENTRAL AREA_132	CENTRAL AREA	60	No
KARU 1_132	KARU 33	45	No

Version finale

Sous station primaire [Nom_Tension]	Sous station secondaire [Nom_Tension]	Puissance nominale [MVA]	Réglant (OLTC)
KARU 1_132	KARU 33	45	No
KEFFI 1_132	KEFFI 33	30	No
KONTAGORA 1_132	KONTAGORA 33	30	No
KONTAGORA 1_132	KONTAGORA 33	60	No
TEGINA 1_132	TEGINA 33	30	No
MINNA 1_132	MINNA 33	50	No
MINNA 1_132	MINNA 33	50	No
MINNA 1_132	MINNA 33	50	No
SOKOTO 1_132	SOKOTO 33	37	No
SOKOTO 1_132	SOKOTO 33	37	No
SOKOTO 1_132	SOKOTO 33	37	No
SULEJA 1_132	SULEJA 33	38	No
SULEJA 1_132	SULEJA 33	38	No
SULEJA 1_132	SULEJA 11	8	No
TMAFARA 1_132	TMAFARA 33	30	No
NAT STADIUM_132	NATSTADIUM 3	60	No
NAT STADIUM_132	NATSTADIUM 3	60	No
GWAGWALADA 1_132	GWAGWALA 33	60	No
GWAGWALADA 1_132	GWAGWALA 33	60	No
GWAGWALADA 1_132	GWAGWALA 33	60	No
KAINJI TS 1_132	KAINJI 33	40	No
KAINJI TS 1_132	KAINJI 33	40	No
JEBBA G.S.3_330	JEBBA 2G1	595	No
JEBBA G.S.3_330	JEBBA 2G2	595	No
JEBBA G.S.3_330	JEBBA 2G3	595	No
JEBBA G.S.3_330	JEBBA 2G4	595	No
JEBBA G.S.3_330	JEBBA 2G5	595	No
JEBBA G.S.3_330	JEBBA 2G6	595	No
KAINJI G.S.3_330	KAINJ 1G5	184	No
KAINJI G.S.3_330	KAINJ 1G6	290	No
KAINJI G.S.3_330	KAINJ 1G7-8	290	No
KAINJI G.S.3_330	KAINJ 1G9-10	230	No
KAINJI G.S.3_330	KAINJ 1G11	184	No
KAINJI G.S.3_330	KAINJ 1G12	184	No
SHIRORO 3_330	SHIROR 411G1	150	No
SHIRORO 3_330	SHIROR 411G2	150	No
SHIRORO 3_330	SHIROR 411G3	150	No
SHIRORO 3_330	SHIROR 411G4	150	No
AJAKUTA 1_132	AJAKUTA 33	45	No
AJAKUTA 1_132	AJAKUTA 33	45	No
DELTA 1_132	DELTA 33	45	No

Version finale

Sous station primaire [Nom_Tension]	Sous station secondaire [Nom_Tension]	Puissance nominale [MVA]	Réglant (OLTC)
DELTA 1_132	DELTA 33	45	No
DELTA 1_132	DELTA2 GT3-5	720	No
DELTA 1_132	DELTA2 GT6-8	720	No
DELTA 1_132	DELTA3 GT9-11	720	No
DELTA 1_132	DELTA3GT12-14	720	No
BENIN 1_132	BENIN 33	60	No
BENIN 1_132	BENIN 33	60	No
BENIN 1_132	BENIN 33	60	No
BENIN 1_132	BENIN 33	60	No
IRRUA 1_132	IRRUA 33	45	No
IRRUA 1_132	IRRUA 33	45	No
IRRUA 1_132	IRRUA 33	60	No
OKENE 1_132	OKENE 33	35	No
OKENE 1_132	OKENE 33	35	No
UKPILLA 1_132	UKPILLA 33	15	No
UKPILLA 1_132	UKPILLA 33	60	No
OKADA 1_132	OKADA 33	60	No
EFFURUN 1_132	EFFURUN 33	60	No
EFFURUN 1_132	EFFURUN 33	60	No
EFFURUN 1_132	EFFURUN 33	60	No
AMUKPE 1_132	AMUKPE 33	50	No
AMUKPE 1_132	AMUKPE 33	50	No
IHOVBOR_3_330	IHOVBOR 1	60	No
IHOVBOR 1_132	IHOVBOR 33	50	No
IHOVBOR 1_132	IHOVBOR 33	50	No
LOKOJA 1_132	LOKOJA 33	60	No
OGHARA 1_132	OGHARA 33	50	No
OGHARA 1_132	OGHARA 33	50	No
DELTA IV 3_330	DELTA1 GT1	720	No
DELTA IV 3_330	DELTA1 GT2	720	No
DELTA IV 3_330	DELTA GT 15	720	No
DELTA IV 3_330	DELTA GT16	720	No
DELTA IV 3_330	DELTA GT17	720	No
DELTA IV 3_330	DELTA GT18	720	No
DELTA IV 3_330	DELTA GT19	720	No
DELTA IV 3_330	DELTA GT20	720	No
SAPELE 3_330	SAPELE GT1-2	140	No
SAPELE 3_330	SAPELE GT3-4	140	No
SAPELE 3_330	SAPELE ST1	140	No
SAPELE 3_330	SAPELE ST2	140	No
SAPELE 3_330	SAPELE ST3	140	No

Version finale

Sous station primaire [Nom_Tension]	Sous station secondaire [Nom_Tension]	Puissance nominale [MVA]	Réglant (OLTC)
SAPELE 3_330	SAPELE ST4	140	No
SAPELE 3_330	SAPELE ST5	140	No
GEREGU_330	GEREGU GT11	858	No
GEREGU_330	GEREGU GT12	858	No
GEREGU_330	GEREGU GT13	858	No
GEREGU_330	GER NIPPGT21	858	No
GEREGU_330	GER NIPPGT22	858	No
GEREGU_330	GER NIPPGT23	858	No
IHOVBOR_3_330	IHOVBOR_GTB1	140	No
IHOVBOR_3_330	IHOVBOR_GTB2	140	No
IHOVBOR_3_330	IHOVBOR_GTB3	140	No
IHOVBOR_3_330	IHOVBOR_GTB4	140	No
KANO 1_132	KANO 33	40	No
KANO 1_132	KANO 33	40	No
KANO 1_132	KANO 33	40	No
KANO 1_132	KANO 33	40	No
KADUNA 1_132	KADUNA 33	60	No
KADUNA 1_132	KADUNA 33	60	No
KADUNA 1_132	KADUNA 33	60	No
KADUNA 1_132	KADUNA 33	60	No
KADUNA TOWN_132	KADUNA TOWN	45	No
KADUNA TOWN_132	KADUNA TOWN	45	No
KADUNA TOWN_132	KADUNA TOWN	45	No
KADUNA TOWN_132	KADUNA TOWN	45	No
KADUNA TOWN_132	KADUNA TOWN	15	No
KANKIA 1_132	KANKIA 33	30	No
KANKIA 1_132	KANKIA 33	30	No
DAKATA 1_132	DAKATA 33	50	No
DAKATA 1_132	DAKATA 33	50	No
DAKATA 1_132	DAKATA 33	50	No
DAN AGUNDI 1_132	DANAGUNDI33	60	No
DAN AGUNDI 1_132	DANAGUNDI33	60	No
AZARE 1_132	AZARE 33	30	No
AZARE 1_132	AZARE 33	30	No
DUTSE 1_132	DUTSE 33	30	No
DUTSE 1_132	DUTSE 33	30	No
GUSAU 1_132	GUSAU 33	30	No
GUSAU 1_132	GUSAU 33	30	No
KATSINA 1_132	KATSINA 33	30	No
KATSINA 1_132	KATSINA 33	40	No
KATSINA 1_132	KATSINA 33	40	No

Version finale

Sous station primaire [Nom_Tension]	Sous station secondaire [Nom_Tension]	Puissance nominale [MVA]	Réglant (OLTC)
KATSINA 1_132	KATSINA 33	60	No
TAMBURAWA 1_132	TAMBURAWA 33	30	No
TAMBURAWA 1_132	TAMBURAWA 33	30	No
KWANAR DANGO_132	KWANAR DANGO	40	No
ZARIA 1_132	ZARIA 33	40	No
ZARIA 1_132	ZARIA 33	40	No
FUNTUA 1_132	FUNTUA 33	30	No
FUNTUA 1_132	FUNTUA 11	8	No
FUNTUA 1_132	FUNTUA 11	8	No
DAURA 1_132	DAURA 33	60	No
DAURA 1_132	DAURA 33	60	No
WALALAMBE 1_132	WALALAMBE 33	40	No
WALALAMBE 1_132	WALALAMBE 33	40	No
WUDIL 1_132	WUDIL 33	30	No
HADEJIA 1_132	HADEJIA 33	11	No
HADEJIA 1_132	HADEJIA 33	11	No
GOMBE 1_132	GOMBE 33	60	No
GOMBE 1_132	GOMBE 33	30	No
JOS 1_132	JOS 33	60	No
JOS 1_132	JOS 33	60	No
YOLA 1_132	YOLA 33	30	No
YOLA 1_132	YOLA 33	30	No
BAUCHI 1_132	BAUCHI 33	40	No
BAUCHI 1_132	BAUCHI 33	60	No
BIU 1_132	BIU 33	23	No
BIU 1_132	BIU 33	23	No
PANKSHIN 1_132	PANKSHIN 33	40	No
PANKSHIN 1_132	PANKSHIN 33	40	No
POTISKUM 1_132	POTISKUM 33	30	No
POTISKUM 1_132	POTISKUM 33	30	No
SAVANNAH 1_132	SAVANNAH 33	15	No
T-JUNCTION 1_132	MAYOBELWA 33	28	No
DAMBOA 1_132	DAMBOA 33	30	No
JALINGO 1_132	JALINGO 33	30	No
JALINGO 1_132	JALINGO 33	30	No
MAIDUGURI 1_132	MAIDUG 33	30	No
MAIDUGURI 1_132	MAIDUG 33	30	No
MAIDUGURI 1_132	MAIDUG 33	30	No
MAIDUGURI 1_132	MAIDUG 33	60	No
MAKERI 1_132	MAKERI 33	60	No
MAKERI 1_132	MAKERI 33	60	No

Version finale

Sous station primaire [Nom_Tension]	Sous station secondaire [Nom_Tension]	Puissance nominale [MVA]	Réglant (OLTC)
KAFANCHAN 1_132	KAFANCHAN 33	60	No
KAFANCHAN 1_132	KAFANCHAN 33	60	No
ONITSHA 1_132	ONTISHA 33	41	No
ONITSHA 1_132	ONTISHA 33	41	No
ONITSHA 1_132	ONTISHA 33	41	No
ONITSHA 1_132	ONTISHA 33	41	No
ONITSHA 1_132	ONTISHA 33	41	No
ONITSHA 1_132	ONTISHA 11	15	No
ONITSHA 1_132	ONTISHA 11	15	No
NHAVEN 1_132	NHAVEN 33	45	No
NHAVEN 1_132	NHAVEN 33	45	No
NHAVEN 1_132	NHAVEN 33	45	No
NHAVEN 1_132	NHAVEN 33	45	No
MAKURDI 1_132	MAKURDI 33	50	No
MAKURDI 1_132	MAKURDI 33	50	No
AWKA 1_132	AWKA 33	30	No
AWKA 1_132	AWKA 33	30	No
NKALAGU 1_132	NKALAGU 33	30	No
NKALAGU 1_132	NKALAGU 33	30	No
NSUKKA 1_132	NSUKKA 33NEW	60	No
NSUKKA 1_132	NSUKKA 33NEW	60	No
OJI RIVER 1_132	OJI RIVER 66	30	No
OJI RIVER 1_132	OJI RIVER 33	15	No
OJI RIVER 1_132	OJI RIVER 33	30	No
OJI RIVER 1_132	AGU-AWKA 33	40	No
OJI RIVER 1_132	AGU-AWKA 33	60	No
OJI RIVER 1_132	AGU-AWKA 33	60	No
ABAKALIKI 1_132	ABAKALIKI 33	45	No
ABAKALIKI 1_132	ABAKALIKI 33	45	No
OTURKPO 1_132	OTURKPO 33	26	No
OTURKPO 1_132	OTURKPO 33	26	No
OTURKPO 1_132	OTURKPO 33	26	No
YANDEV 1_132	YANDEV 33	25	No
YANDEV 1_132	YANDEV 33	25	No
YANDEV 1_132	YANDEV 33	25	No
ASABA 1_132	ASABA 33T	50	No
ASABA 1_132	ASABA 33T	50	No
AGBOR 1_132	AGBOR 33T	50	No
AGBOR 1_132	AGBOR 33T	50	No
GCM 1_132	GCM 33	60	No
OKPAI 3_330	OKPAI GT11	600	No

Version finale

Sous station primaire [Nom_Tension]	Sous station secondaire [Nom_Tension]	Puissance nominale [MVA]	Réglant (OLTC)
OKPAI 3_330	OKPAI GT12	600	No
OKPAI 3_330	OKPAI ST18	600	No
NSUKKA 66_66	NSUKKA 33	8	No
NSUKKA 66_66	NSUKKA 33	8	No
AFAM 1_132	AFAM 33	45	No
AFAM 1_132	AFAM 11	64	No
CALABAR 1_132	CALABAR 33	60	No
CALABAR 1_132	CALABAR 33	60	No
CALABAR 1_132	CALABAR 33	60	No
EKET 1_132	EKET 33	53	No
EKET 1_132	EKET 33	53	No
EKET 1_132	IBOM GT1	286	No
EKET 1_132	IBOM GT2	286	No
EKET 1_132	IBOM GT3	286	No
ITU 1_132	ITU 33	60	No
ITU 1_132	ITU 33	40	No
PHCT MAIN1_132	PHCT MAIN 33	60	No
PHCT MAIN1_132	PHCT MAIN 33	60	No
PHCT MAIN1_132	PHCT MAIN 33	60	No
PHCT TOWN1 1_132	PHCT TOWN1 3	35	No
PHCT TOWN1 1_132	PHCT TOWN1 3	35	No
PHCT TOWN1 1_132	PHCT TOWN1 3	35	No
PHCT TOWN2 1_132	PHCT TOWN 33	60	No
PHCT TOWN2 1_132	PHCT TOWN 33	60	No
UYO 1_132	UYO 33	60	No
UYO 1_132	UYO 33	40	No
UYO 1_132	UYO 33	60	No
RIVERS_IPP_132	RIVERS_GT1	40	No
RIVERS_IPP_132	RIVERS_GT2	40	No
YENAGOA 1_132	YENAGOA 33	40	No
YENAGOA 1_132	YENAGOA 33	40	No
AHOADA 1_132	AHOADA 33	30	No
AHOADA 1_132	AHOADA 33	30	No
OMOKU 1_132	OMOKU1 GT1	60	No
OMOKU 1_132	OMOKU1 GT2	60	No
OMOKU 1_132	OMOKU2 GT1	60	No
OMOKU 1_132	OMOKU2 GT2	60	No
GBARAIN UBIE_132	GABARIN_GTB1	100	No
GBARAIN UBIE_132	GABARIN_GTB2	100	No
ABA 1_132	ABA 33	34	No
ABA 1_132	ABA 33	34	No

Version finale

Sous station primaire [Nom_Tension]	Sous station secondaire [Nom_Tension]	Puissance nominale [MVA]	Réglant (OLTC)
ABA 1_132	ABA 33	34	No
ABA 1_132	ABA 33	34	No
ABA 1_132	ABA 11	15	No
ABA 1_132	ABA 6.6	8	No
UMUAHIA 1_132	UMUAHIA 33	40	No
UMUAHIA 1_132	UMUAHIA 33	40	No
OWERRI 1_132	OWERRI 33	53	No
OWERRI 1_132	OWERRI 33	53	No
OWERRI 1_132	OWERRI 33	53	No
AFAM IV 3_330	AFAM4GT15-16	169	No
AFAM IV 3_330	AFAMV GT 19	330	No
AFAM IV 3_330	AFAMV GT 20	330	No
AFAM IV 3_330	AFAM VI GT11	330	No
AFAM IV 3_330	AFAM VI GT12	330	No
AFAM IV 3_330	AFAM VI GT13	330	No
AFAM IV 3_330	AFAM VI ST10	330	No
ALAOJI 3_330	ALAOJIGS	140	No
ALAOJI 3_330	ALAOJIGS	140	No
ALAOJI 3_330	ALAOJIGS	140	No
ODUKPANI 3_330	ODUKPANI GT1	600	No
ODUKPANI 3_330	ODUKPANI GT2	600	No
ODUKPANI 3_330	ODUKPANI GT3	600	No
ODUKPANI 3_330	ODUKPANI GT4	600	No
ODUKPANI 3_330	ODUKPANI GT5	600	No
PHCT TOWN1 3_33	ELEELENWO 33	60	No
PHCT TOWN1 3_33	ELEELENWO 33	60	No
PHCT TOWN1 3_33	ELEELENWO 33	60	No
ZUNGERU1_330	ZUNGERU1	206	No
ZUNGERU2_330	ZUNGERU2	206	No
ZUNGERU3_330	ZUNGERU3	206	No

Tableau 84: Transformateurs existants (2 enroulements) – Nigeria

Version finale

Sous station primaire [Nom_Tension]	Sous station secondaire [Nom_Tension]	Sous station tertiaire [Nom_Tension]	Puissance nominale primaire [MVA]	Puissance nominale secondaire [MVA]	Puissance nominale tertiaire [MVA]	Réglant
AJA_132	AJA TR1_33	AJA_11	60	40	20	No
IJORA 1_132	IJORA_33	IJORA11_11	30	22.5	7.5	No
OGBA 1_132	OGBA 33 2_33	OGABA 11 2_11	45	33	11	No
AJA 3_330	AJA 132_132	AJA TR3 33_33	150	150	100	No
AJA 3_330	AJA 132_132	AJA TR2 33_33	150	150	100	No
AJA 3_330	AJA 132_132	AJA TR4 33_33	150	150	100	No

Sous station primaire [Nom_Tension]	Sous station secondaire [Nom_Tension]	Sous station tertiaire [Nom_Tension]	Puissance nominale primaire [MVA]	Puissance nominale secondaire [MVA]	Puissance nominale tertiaire [MVA]	Réglant
AKANGBA 3_330	AKANGBA 1_132	5T1A AKANGBA_13.8	90	90	100	No
AKANGBA 3_330	AKANGBA 1_132	5T1B AKANGBA_13.8	90	90	100	No
AKANGBA 3_330	AKANGBA 1_132	5T2A AKANGBA_13.8	90	90	100	No
AKANGBA 3_330	AKANGBA 1_132	5T2B AKANGBA_13.8	90	90	100	No
AKANGBA 3_330	AKANGBA 1_132	5T14A AKANGB_33	150	150	100	No
AKANGBA 3_330	AKANGBA 1_132	5T 4B AKANGB_33	150	150	100	No
EGBIN 3_330	EGBIN 1_132	IBTR1 33_33	150	150	100	No
EGBIN 3_330	EGBIN 1_132	IBTR2 33_33	150	150	150	No
IKEJA W 3_330	IKEJA W 1_132	IKW T1A 33_33	150	50	50	No
IKEJA W 3_330	IKEJA W 1_132	IKW T1B 33_33	150	150	75	No
IKEJA W 3_330	IKEJA W 1_132	IKW T2A 33_33	150	150	75	No
IKEJA W 3_330	IKEJA W 1_132	IKW T2B 33_33	150	150	75	No
IKEJA W 3_330	IKEJA W 1_132	IKEJA W T1A_33	150	150	100	No
LEKKI 3_330	LEKKI 1_132	LEKKI 33_T1_33	300	300	100	No
LEKKI 3_330	LEKKI 1_132	LEKKI 33_T2_33	300	300	100	No
ALAGBON 3_330	ALAGBON 1_132	ALAGBON TR3_33	300	300	100	No
ALAGBON 3_330	ALAGBON 1_132	ALAGBON TR2_33	300	300	100	No
OKE_ARO 3_330	OKE_ARO 1_132	OKE_ARO T1A_33	300	225	75	No
OKE_ARO 3_330	OKE_ARO 1_132	OKE_ARO T2A_33	300	300	75	No
AYEDE 3_330	AYEDE 1_132	AYEDE TR3 33_33	150	150	100	No
AYEDE 3_330	AYEDE 1_132	AYEDE TR2 33_33	150	150	75	No
AYEDE 3_330	AYEDE 1_132	AYEDE TR1 33_33	150	150	75	No
OSOGBO 3_330	OSOGBO 1_132	OSOGBO 4T1_33	150	150	100	No
OSOGBO 3_330	OSOGBO 1_132	OSOGBO 4T7_18	90	90	100	No
OSOGBO 3_330	OSOGBO 1_132	OSOGBO 4T6_33	150	150	100	No
GANMO 3_330	GANMO 1_132	GANMO TR1_33	150	150	100	No
GANMO 3_330	GANMO 1_132	GANMO TR2_33	150	100	100	No
AKURE 3_330	AKURE 1_132	AKURE TR1 33_33	150	150	100	No
AKURE 3_330	AKURE 1_132	AKURE TR2 33_33	150	150	100	No
KATAMPE 3_330	KATAMPE 1_132	KATEMPE TR2_33	150	150	100	No
KATAMPE 3_330	KATAMPE 1_132	KATEMPE TR4_33	150	150	100	No
KATAMPE 3_330	KATAMPE 1_132	KATEMPE TR5_33	150	150	100	No
BKEBBI 3_330	BKEBBI 1_132	BKB5_13.8	90	90	90	No
BKEBBI 3_330	BKEBBI 1_132	BKB6_13.8	90	90	90	No
BKEBBI 3_330	BKEBBI 1_132	BKB1_33	150	150	100	No
JEBBA T.S.3_330	KAINJI TS 1_132	KAINJI TR1_33	150	50	50	No

Version finale

Sous station primaire [Nom_Tension]	Sous station secondaire [Nom_Tension]	Sous station tertiaire [Nom_Tension]	Puissance nominale primaire [MVA]	Puissance nominale secondaire [MVA]	Puissance nominale tertiaire [MVA]	Réglant
JEBBA T.S.3_330	JEBBA 1_132	JEBBA TR1_13.8	80	80	100	No
SHIRORO 3_330	SHIRORO 1_132	SHIRORO TR1_33	150	150	100	No
SHIRORO 3_330	SHIRORO 1_132	SHIRORO TR2_33	150	150	100	No
GWAGWALADA_3_330	GWAGWALADA_1_132	GWAGWALA TR1_33	150	150	100	No
GWAGWALADA_3_330	GWAGWALADA_1_132	GWAGWALA TR2_33	150	150	100	No
AJAOKUTA 3_330	AJAOKUTA 1_132	AJAOKUTA T1A_33	162	162	100	No
AJAOKUTA 3_330	AJAOKUTA 1_132	AJAOKUTA T2A_33	162	162	80	No
AJAOKUTA 3_330	AJAOKUTA 1_132	AJAOKUTA T3A_33	162	162	100	No
BENIN 3_330	BENIN 1_132	BENIN TR1_33	150	150	100	No
BENIN 3_330	BENIN 1_132	BENIN TR3_33	150	150	50	No
DELTA IV 3_330	DELTA 1_132	DELTAIV TR5_33	150	150	100	No
LOKOJA_3_330	LOKOJA 1_132	LOKOJA TR1_33	150	150	100	No
KADUNA 3_330	KADUNA 1_132	KADUNA T1A_33	90	90	100	No
KADUNA 3_330	KADUNA 1_132	KADUNA T2A_13.8	60	60	100	No
KADUNA 3_330	KADUNA 1_132	KADUNA T3A_33	150	150	100	No
KADUNA 3_330	KADUNA 1_132	KADUNA T4A_33	150	150	100	No
KADUNA 3_330	KADUNA 1_132	KADUNA T5A_33	150	150	100	No
KANO 3_330	KANO 1_132	KANO T1A_33	150	150	100	No
KANO 3_330	KANO 1_132	KANO T2A_33	150	150	50	No
KANO 3_330	KANO 1_132	KANO T3A_33	150	150	100	No
KANO 3_330	KANO 1_132	KANO T3A_33	150	150	100	No
GOMBE 1_132	GOMBE TR3 33_33	GOMBE T3_11	100	100	100	No
GOMBE 3_330	GOMBE 1_132	GOMBE T3A_33	150	150	100	No
GOMBE 3_330	GOMBE 1_132	GOMBE T4A_33	150	150	100	No
JOS 3_330	JOS 1_132	JOS T3A_33	150	150	100	No
YOLA 3_330	YOLA 1_132	YOLA T1 33_33	150	150	100	No
YOLA 3_330	YOLA 1_132	YOLA T2 33_33	150	150	100	No
MAIDUGURI 3_330	MAIDUGURI 1_132	MAIDUG T2A_33	150	150	100	No
MAIDUGURI 3_330	MAIDUGURI 1_132	MAIDUG T1A_33	150	50	50	No
JALINGO 3_330	JALINGO 1_132	JALINGO TR1_33	150	150	50	No
JALINGO 3_330	JALINGO 1_132	JALINGO TR2_33	150	150	50	No
DAMATURU 3_330	DAMATURU 1_132	DAMATURU T13_33	150	150	100	No
DAMATURU 3_330	DAMATURU 1_132	DAMATURU T23_33	150	150	100	No
NHAVEN 3_330	NHAVEN 1_132	NHAVEN T3_33	150	150	100	No
NHAVEN 3_330	NHAVEN 1_132	NHAVEN T4_33	150	150	75	No
ONITSHA 3_330	ONITSHA 1_132	ONITSHA T2A_33	150	150	100	No
ONITSHA 3_330	ONITSHA 1_132	ONITSHA T6A_13.8	90	90	30	No
ONITSHA 3_330	ONITSHA 1_132	ONITSHA T1A_13.8	90	90	100	No

Version finale

Sous station primaire [Nom_Tension]	Sous station secondaire [Nom_Tension]	Sous station tertiaire [Nom_Tension]	Puissance nominale primaire [MVA]	Puissance nominale secondaire [MVA]	Puissance nominale tertiaire [MVA]	Réglant
ONITSHA 3_330	ONITSHA 1_132	ONITSHA T3A_33	150	150	100	No
ONITSHA 3_330	ONITSHA 1_132	ONITSHA T5A_13.8	150	150	30	No
MAKURDI 3_330	MAKURDI 1_132	MAKURDI T1 3_33	150	150	100	No
UGWUAJI 3_330	UGWUAJI 1_132	UGWUAJI T3_33	150	150	100	No
UGWUAJI 3_330	UGWUAJI 1_132	UGWUAJI T4_33	150	150	100	No
ASABA 3_330	ASABA 1_132	ASABA T1_33	150	150	75	No
ASABA 3_330	ASABA 1_132	ASABA T2_33	150	150	75	No
ABA 1_132	ABA TR1 33_33	ABA TR1_11	45	100	100	No
AFAM IV 3_330	AFAM 1_132	AFAM T1A_33	162	162	100	No
AFAM IV 3_330	AFAM 1_132	AFAM T1A_33	162	162	100	No
AFAM IV 3_330	AFAM 1_132	AFAM T1A_33	162	162	100	No
ALAOJI 3_330	ALAOJI 1_132	ALAOJI T1A_33	150	150	100	No
ALAOJI 3_330	ALAOJI 1_132	ALAOJI T2A_33	150	150	100	No
ALAOJI 3_330	ALAOJI 1_132	ALAOJI T3A_33	150	150	100	No
ADIABOR 3_330	ADIABOR 1_132	ADIABOR T133_33	150	150	100	No
ADIABOR 3_330	ADIABOR 1_132	ADIABOR T233_33	150	150	100	No
KAINJIB_330	KAIN132_132	KAIN33_33	N/A	N/A	N/A	No

Tableau 85: Transformateurs existants (3 enroulements) - Nigeria

Sous station [Nom_Tension]	Capacité / banc (Mvar)	Nombre de bancs	Type (Fixe-Comm.- SVC)
AGBARA_33	20	1	Fixe
IKORODU_33	20	2	Fixe
ILUPEJU_33	20	1	Fixe
OJO_33	20	1	Fixe
ABEOKUTA OLD_33	20	2	Fixe
IJEBU ODE_33	20	1	Fixe
SHAGAMU_33	20	1	Fixe
AYEDE_33	20	2	Fixe
ILORIN_33	20	1	Fixe
ISEYIN_33	20	1	Fixe
NIAMEY 1_132	10	5	Fixe
JEBBA T.S.3_330	20	1	Fixe
AKWANGA_33	20	1	Fixe
KONTAGORA_33	20	1	Fixe
MINNA_33	20	2	Fixe
IRRUA_33	20	1	Fixe
OKENE_33	20	1	Fixe
AMUKPE 1_132	20	1	Fixe
EFFURUN 1_132	20	1	Fixe

Version finale

Sous station [Nom_Tension]	Capacité / banc (Mvar)	Nombre de bancs	Type (Fixe-Comm.- SVC)
KADUNA TOWN_33	20	2	Fixe
KATSINA_33	20	1	Fixe
ZARIA_33	20	1	Fixe
WUDIL_33	20	1	Fixe
GOMBE 3_330	20	1	Fixe
JOS 3_330	20	1	Fixe
YOLA 3_330	-75	1	Fixe
MAKURDI_33	20	1	Fixe
UGWUAJI 3_330	20	1	Fixe
AWKA_33	20	1	Fixe
UYO_33	20	1	Fixe
KANO 3_330	-25	3	Comm.
GOMBE 3_330	-25	2	Comm.
GOMBE 3_330	-25	2	Comm.
KADUNA 3_330	-25	3	Comm.
JOS 3_330	-25	3	Comm.
JEBBA T.S.3_330	-25	3	Comm.
JEBBA T.S.3_330	-25	3	Comm.
OSOGBO 3_330	-25	3	Fixe
BENIN 3_330	-25	3	Comm.
BENIN 3_330	-25	3	Comm.
ALAOJI 3_330	-25	3	Comm.
IKEJA W 3_330	-25	3	Comm.
IKEJA W 3_330	-25	3	Comm.
KATAMPE 3_330	-25	3	Comm.
MAKURDI 3_330	-25	3	Comm.
ONITSHA 3_330	-25	3	Comm.
OKE_ARO_ 3_330	-25	3	Comm.
GOMBE T3A_33	-30	1	Comm.
GOMBE T4A_33	-30	1	Comm.
YOLA T2_33	-30	1	Comm.
YOLA T1_33	-30	1	Comm.
KANO 3_330	25	2	Fixe
KANO 3_330	25	2	Fixe
AKANGBA 1_132	12	6	Fixe
AKANGBA_33	12	2	Fixe
AKOKA T3_33	12	2	Fixe
ALAUSA_33	12	2	Fixe
ALIMOSHO_33	12	2	Fixe
EJIGBO_33	12	2	Fixe
IJORA_33	12	2	Fixe

Version finale

Sous station [Nom_Tension]	Capacité / banc (Mvar)	Nombre de bancs	Type (Fixe-Comm.- SVC)
ISOLO_33	12	2	Fixe
OGBA_33	12	2	Fixe
OTTA_33	12	2	Fixe
YANDEV_33	20	1	Fixe
AKURE_33	20	1	Fixe
DAKATA_33	20	1	Fixe
KANO_33	20	1	Fixe
DANAGUNDI_33	20	1	Fixe
APO_33	20	1	Fixe
AWKA 1_132	20	1	Fixe
GUSAU 1_132	25	3	Fixe
GWAGWALA_33	25	2	Fixe
ILUPEJU_33	20	1	Fixe
MAIDUG_33	10	1	Fixe
MAIDUG_33	10	1	Fixe
MAIDUGURI 1_132	10	1	Fixe
OGBA 1_132	12	6	Fixe
OJI RIVER_33	10	1	Fixe

Tableau 86: Moyens de compensation réactive existants - Nigeria

5.1.12. Sénégal

La situation actuelle du système électrique du Senegal est présentée aux tableaux suivants (lignes, transformateurs et moyens de compensation réactive).

Seules les infrastructures connectées aux tensions supérieures ou égales à 90 kV ont été considérées. Le système est caractérisé par 47 lignes de transport (46 simples ternes et 1 double terne), 56 transformateurs et 20 moyens de compensation réactive.

Poste de départ	Poste d'arrivée	Tension (kV)	Long. (km)	Limite thermique (MVA)	R (% p.u.)	X (% p.u.)	B/2 (% p.u.)
Dagana_225	Matam_225	225.0	267.0	283.3	2.690	17.300	24.840
Dagana_225	Sakal_225	225.0	114.0	283.3	1.150	7.390	10.605
Tobene_225	Touba_225	225.000	105.0	312.0	1.535	4.086	15.883
Kaolack_225	Touba_225	225.000	72.0	311.8	1.022	2.720	10.589
Sakal_225	Tobene_225	225.000	124.5	226.7	1.250	8.070	11.585
Tobene_225	Kounoune_225	225.000	53.0	245.0	0.990	3.970	7.110
Kounoune_225	Diamniadio_225	225.000	8.0	348.0	0.358	1.280	2.683
Diamniadio_225	Sendou_225	225.000	2.0	348.0	0.089	0.320	0.671
Sendou_225	Diass_225	225.000	15.0	312.0	0.137	0.948	1.610
Diass_225	Mbour_225	225.000	28.5	312.0	0.287	1.312	2.513
Bakel_225	Matam_225	225.000	150.0	283.3	1.550	9.950	13.955
Bakel_225	Kayes_225	225.000	106.0	283.3	1.090	6.870	9.865

Version finale

Poste de départ	Poste d'arrivée	Tension (kV)	Long. (km)	Limite thermique (MVA)	R (% p.u.)	X (% p.u.)	B/2 (% p.u.)
Dagana_225	Rosso_225	225.000	0.0	214.3	0.660	3.070	2.590
Thiona_90	Tobene_90	90.000	31.4	71.0	6.070	16.410	0.558
Belair_90	Hann_90	90.000	4.5	98.0	0.503	1.800	0.097
Belair_90	Hann_90	90.000	4.5	98.0	0.503	1.800	0.097
Belair_90	Hann_90	90.000	5.0	86.0	0.710	2.265	0.100
Hann_90	Mbao_90	90.000	10.9	85.7	1.560	5.137	0.472
Cape Des Biches_90	Kounoune_90	90.000	6.5	86.0	0.990	3.035	0.124
Cape Des Biches_90	Sococim_90	90.000	10.5	82.0	0.983	3.050	0.125
Kounoune_90	Sococim_90	90.000	4.7	85.7	0.716	2.196	0.090
Sococim_90	OLAM_90	90.000	8.0	82.0	1.510	4.685	0.192
Meckhe_90	Tobene_90	90.000	35.8	106.3	1.452	5.200	0.558
SOMETA_90	OLAM_90	90.000	3.0	82.0	0.556	1.757	0.072
Belair_90	Universite_90	90.000	3.5	156.0	0.130	0.735	1.042
Universite_90	Aeroport_90	90.000	10.4	156.0	0.385	2.180	3.095
Patte D'Oie_90	Cape Des Biches_90	90.000	15.0	82.0	2.170	7.131	0.292
Patte D'Oie_90	Hann_90	90.000	0.8	81.8	0.144	0.375	0.015
Taiba_90	Tobene_90	90.000	13.0	106.3	1.452	5.200	0.558
Thiona_90	SOMETA_90	90.000	17.5	82.0	3.304	10.249	0.420
Mbao_90	Cape Des Biches_90	90.000	5.8	86.0	1.028	3.378	0.154
Hann_90	Patte D'Oie_90	90.000	0.8	81.8	0.144	0.375	0.015
Cape Des Biches_90	Patte D'Oie_90	90.000	15.0	82.0	2.170	7.131	0.292
Kounoune_90	Hann_90	90.000	19.0	98.0	2.382	10.420	0.455
Patte D'Oie_90	Aeroport_90	90.000	8.0	156.0	0.296	1.679	2.381

Tableau 87: Lignes de transmission existantes (tension supérieure ou égale à 90 kV) – Sénégal

Sous station primaire [Nom_Tension]	Sous station secondaire [Nom_Tension]	Puissance nominale [MVA]	Réglant (OLTC)
Bakel_30	Bakel_225	20	Non
Belair_15	Belair_90	50	Non
Belair_15	Belair_90	50	Non
Belair_15	Belair_90	50	Non
Belair_15	Belair_90	46	Non
Cape Des Biches_90	Cap des Biches - IPP Contour Global G1_11	67	Non
Cape Des Biches_90	Cap des Biches - IPP Contour Global G2_11	45	Non
Cape Des Biches_90	Cap Des Biches Gen	36	Non
Cape Des Biches_90	Cap Des Biches Gen	33	Non
Cape Des Biches_90	Cap Des Biches Gen	27	Non
Cap des Biches C4 G2_11.5	Cape Des Biches_90	26.5	Non
Cap des Biches C4 G4_11.5	Cape Des Biches_90	40	Non

Version finale

Sous station primaire [Nom_Tension]	Sous station secondaire [Nom_Tension]	Puissance nominale [MVA]	Réglant (OLTC)
Cape Des Biches_30	Cape Des Biches_90	65	Oui
Cape Des Biches_30	Cape Des Biches_90	65	Oui
Dagana_225	Dagana_30	20	Non
Thiona_90	Dangote	22	Non
Diass_225	Diass_30	40	Non
Diass_225	Diass_30	40	Non
Hann 1_30	Hann_90	80	Oui
Hann 2_30	Hann_90	80	Oui
Hann 3_30	Hann_90	80	Oui
Kaolack_33	Kahone_G1_0.4	4.4	Non
Kaolack_33	Kahone_G2_0.4	4.4	Non
Kaolack_33	Kahone_G3_0.4	4.4	Non
Kaolack_33	Kahone_G4_0.4	4.4	Non
Kaolack / Kahone 1G_15	Kaolack_225	50	Non
Kaolack / Kahone 2G_15	Kaolack_225	50	Non
Kaolack / Kahone 3G_15	Kaolack_225	50	Non
Kaolack_225	Kaolack_33	40	Non
Kaolack_225	Kaolack_33	40	Non
Kounoune_90	Kounoune_225	75	Non
Kounoune_90	Kounoune_225	75	Non
Kounoune_15	Kounoune_90	75	Non
Kounoune_15	Kounoune_90	75	Non
Matam_30	Matam_225	20	Non
Matam_225	Matam_90	20	Non
Mbour_225	Mbour_33	40	Non
Mbour_225	Mbour_33	40	Non
Meckhe_90	Meckhe 1_30	25	Non
Meckhe_90	Meckhe 2_30	25	Non
Sakal_30	Sakal_225	50	Non
Sendou_225	Sendou_11	150	Non
Sendou_225	Sendou_11	150	Non
Taiba_90	Taiba	10	Non
Tobene_90	Tobene_225	75	Non
Tobene_90	Tobene_225	75	Non
Tobene_G1	Tobene_225	90	Non
Tobene_G2	Tobene_225	90	Non
Touba_225	Touba_30	40	Non
Touba_225	Touba_30	40	Non

Tableau 88: Transformateurs existants (2 enroulements) – Sénégal

Version finale

Sous station [Nom_Tension]	Capacité / banc (Mvar)	Nombre de bancs	Type (Fixe-Comm.-SVC)
Matam_225	-20	1	Comm.
Matam_225	-25	1	Comm.
Sakal_225	-20	1	Comm.
Dagana_225	-20	1	Comm.
Kaolack_225	-25	1	Comm.
Touba_225	-25	1	Comm.
Dagana_225	-25	1	Comm.
Tobene_225	-20	1	Comm.
Koungheul_225	-20	1	Comm.
Koungheul_225	-20	1	Comm.
Manantali - Kayes Series compensation	-30	1	Série
Matam – Bakel Series compensation	-30	1	Série
Matam – Dagana Series compensation	-30	1	Série
Dagana – Matam Series compensation	-30	1	Série
Dagana – Sakal Series compensation	-30	1	Série

Tableau 89: Moyens de compensation réactive existants - Sénégal

5.1.13. Sierra Leone

La situation actuelle du système électrique du Sierra Leone est présentée aux tableaux suivants (lignes, transformateurs et moyens de compensation réactive).

Seules les infrastructures connectées aux tensions supérieures ou égales à 90 kV ont été considérées. Le système est caractérisé par 1 ligne de transport à double terre, 2 transformateurs et 1 moyen de compensation réactive.

Poste de départ	Poste d'arrivée	Tension (kV)	Long. (km)	Limite thermique (MVA)	R (% p.u.)	X (% p.u.)	B/2 (% p.u.)
Bumbuna_161	Freetown_161	161	N/A	244	6.743	31.119	7.650
Bumbuna_161	Freetown_161	161	N/A	244	6.743	31.119	7.650

Tableau 90: Lignes de transmission existantes (tension supérieure ou égale à 90 kV) – Sierra Leone

Sous station primaire [Nom_Tension]	Sous station secondaire [Nom_Tension]	Puissance nominale [MVA]	Réglant (OLTC)
Bumbuna_161	Bumbuna G1_13.8	31.3	Non
Bumbuna_161	Bumbuna G2_13.8	31.3	Non

Tableau 91: Transformateurs existants (2 enroulements) - Sierra Leone

Sous station [Nom_Tension]	Capacité / banc (Mvar)	Nombre de bancs	Type (Fixe-Comm.-SVC)
Freetown_161	5.0	15	Comm.

Tableau 92: Moyens de compensation réactive existants - Sierra Leone

5.1.14. Togo

La situation actuelle du système électrique du Togo est présentée aux tableaux suivants (lignes, transformateurs et moyens de compensation réactive).

Seules les infrastructures connectées aux tensions supérieures ou égales à 90 kV ont été considérées. Le système est caractérisé par 10 lignes de transport (7 simples ternes et 3 doubles ternes), 10 transformateurs et 2 moyens de compensation réactive.

Poste de départ	Poste d'arrivée	Tension (kV)	Long. (km)	Limite thermique (MVA)	R (% p.u.)	X (% p.u.)	B/2 (% p.u.)
Davié_161	Lomé (Aflao)_1_161	161	39	132	2.343	6.411	1.675
Davié_161	Lomé (Aflao)_1_161	161	39	132	2.343	6.411	1.675
Momé Hagou_161	Davié_161	161	49	132	2.943	8.055	2.104
Momé Hagou_161	Davié_161	161	49	132	2.943	8.055	2.104
Sokodé_161	Kara_161	161	76	178	4.023	12.006	2.758
Sokodé_161	Atakpamé_161	161	194	178	10.268	30.648	7.040
Lomé (Aflao)_1_161	Lomé (Port)_161	161	0	178	0.800	2.790	0.545
Lomé (Aflao)_1_161	Lomé (Port)_161	161	0	178	0.800	2.790	0.545
Nangbéto_161	Atakpamé_161	161	0	178	1.940	6.240	1.350
Nangbéto_161	Momé Hagou_161	161	116	178	7.209	18.796	1.879

Tableau 93: Lignes de transmission existantes (tension supérieure ou égale à 90 kV) – Togo

Sous station primaire [Nom_Tension]	Sous station secondaire [Nom_Tension]	Puissance nominale [MVA]	Réglant (OLTC)
Kara_161	Kara_15	25.0	Non
Lomé (Aflao)_1_161	Contour Global Gen_15	63.0	Non
Lomé (Aflao)_1_161	Contour Global Gen_15	63.0	Non
Lomé (Aflao)_1_161	Contour Global Gen_15	20.0	Non
Lomé (Aflao)_1_161	Lomé Port TAG CEB_15	25.0	Non
Lomé (Port)_161	Lomé CEET_15	15.0	Non
Maria Gleta_1_161	Maria Gleta TAG APR_15	57.0	Non
Nangbéto_1_10.3	Nangbéto_161	35.5	Non
Nangbéto_2_10.3	Nangbéto_161	35.5	Non
Sokodé_161	Sokode Diesel_15	5.0	Non

Tableau 94: Transformateurs existants (2 enroulements) – Togo

Sous station [Nom_Tension]	Capacité / banc (Mvar)	Nombre de bancs	Type (Fixe-Comm.-SVC)
Kara_161	-1.0	18	Comm.
Sokodé_161	-5.0	1	Comm.

Tableau 95: Moyens de compensation réactive existants – Togo

Version finale

5.1.15. Cap Vert

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.

5.2. État des interconnexions

5.2.1. Existantes

Le tableau ci-dessous résume la liste des lignes d'interconnexion considérées comme existantes dans le modèle 2017. Actuellement, 14 lignes haute tension relient les différents pays de la région de l'EEEOA afin de permettre le partage de l'électricité entre eux. Les blocs étant actuellement exploitées de façon synchrone (principalement trois blocs distincts) sont présentées dans la section 5.4.

Depuis le plan directeur précédent réalisé en 2011, une ligne a été mise en service: Ferkéssédougou – Sikasso 225kV (reliant la Côte d'Ivoire et le Mali).

Pays	Interconnexion HT	Tension [kV]	Puissance Nominale [MVA]	Longueur [km]
Bénin – Nigéria	Sakete - Ikeja West	330	777.0	75
Niger – Nigéria	Dosso - Birnin Kebbi	132	107.7	132
Niger – Nigéria	Gazaoua - Katsina	132	82.3	72
Ghana – Togo	Akosombo - Aflao - Lomé	161	128.0	128
Ghana – Togo	Akosombo - Asiekpe - Lomé	161	128.0	128
Côte d'Ivoire - Mali	Ferkéssédougou - Sikasso	225	327.4	237
Côte d'Ivoire - Burkina Faso	Ferkéssédougou - Bobo	225	327.4	222
Sénégal – Mali	Matam - Kayes	225	283.3	256
Côte d'Ivoire - Ghana	Riviera - Prestea	225	327.0	210
Togo-Bénin	Nangbéto-Bohicon	161	178	80.3
Togo-Bénin	Mome Hagou-Avakpa	161	128	54
Togo-Bénin	Kara-Djougou	161	178	58

Version finale

Pays	Interconnexion HT	Tension [kV]	Puissance Nominale [MVA]	Longueur [km]
Togo-Bénin	Mome-Hagou- Maria Gleta	161	128	92
Sénégal - Mauritanie	Dagana - Rosso	225	214.3	37

Tableau 96: Liste des interconnexions existantes

Les paramètres des interconnexions existantes sont présentés dans l'ANNEXE H: Paramètres des interconnexions existantes.

5.2.2. En Projet

Le Tableau 97: Liste des interconnexions futures décidées répertorie les projets d'interconnexion décidés pour les années à venir. Les projets considérés comme planifiés, non décidés, sont repris dans le tableau qui suit. Pour chaque ligne, le niveau de tension, la longueur, l'année de mise en service et la capacité thermique de l'interconnexion prévue sont donnés. Ces valeurs doivent être validées et les valeurs N/A doivent être précisées par les pays concernés.

Pays	Interconnexion HT	Tension [kV]	Puissance Nominale [MVA]	Année de mise en service	Longueur [km]	Commentaire
CI-LI-SL-GU	CLSG	225	250	2020	1303	(Voir Tableau CLSG)
GH-BU	Bolgatanga-Ouagadougou	225	327	2018	198	
GH-TO	Volta-Davié (Lomé)	330	776	2019	340	
TO-BN	Davié-Sakete	330	977	2019		
BU-NR-NI-BN	Dorsale Nord	330	760	2022	832	
SE-GA-GB-GU	OMVG	225	250	2020	1677	(Voir Tableau OMVG)
MA-SE	Kayes-Tambacounda	225	327	2019	288	
SE-MAU	Noukchott-Tobene	225	250	2020	425	Double terre
MA-MAU	Kayes-Kiffa	225	250	2021	437	
TO-BN	Porga-Dapaong	161	178	2022	82	
TO-GH	Dapaong – Bawku	161	178	2022	65	
GU-MA	N'Zérékoré – Fomi – Bamako (Kodialani)	225	250	2022	1074	

Version finale

Tableau 97: Liste des interconnexions futures décidées

Pays	Interconnexion HT	Tension [kV]	Puissance Nominale [MVA]	Année de mise en service	Longueur [km]	Commentaire
CI-GU	Boundiali-Fomi	225	250	>2025	380	
CI-MA	Boundiali-Tengrela-Bougouni	225			330	
LI-CI	Buchanan-San Pedro	225	250	-	400	
BN-NI	Second circuit Sakete-Omotosho	330	777	-	75	
GU-MA	Linsan-Manantali	225	250	>2020	410	Simple/Double terre?
GH-BU-MA	Bolgatanga-Bobo-Sikasso	225	250	>2021	555	Double terre
BU-TB	Kompenga-Porga	161		>2025	-	
GH-TB-NI	Yendi-Bembereke-Kainji	330		>2025	-	

Tableau 98: Liste des interconnexions futures planifiées

La ligne 225kV de Boundiali à Fomi est à l'étude et ne sera pas en service avant 2025. La ligne 225kV de Ouagadougou à Bolgatanga est prévue pour une mise en service en été 2018. La ligne 330kV entre le Ghana, le Togo, le Bénin et le Nigeria est actuellement en construction. Les travaux de construction du côté ghanéen et nigérian ont été achevés et la ligne sera mise en service en 2019. L'interconnexion 225kV Mali-Burkina Faso-Ghana est prévue après 2021 et des études de faisabilité sont actuellement en cours. La dorsale nord 330kV reliant le Burkina Faso au Niger, au Bénin et au Nigeria est à l'étude et ne viendra pas en service avant 2020. La mise en service de la ligne Linsan-Manantali est liée à la mise en service de Koukoutamba et est prévue après 2020. De même, la ligne 225kV de Kayes-Tambacounda est prévue en 2019 avec la mise en service de Gouina qui est actuellement en construction. La connexion de N'Zérékoré à Fomi et à Bamako est à l'étude et est prévue pour 2022. Concernant le réseau CEB du Togo-Bénin, la mise en service de la ligne 161kV entre Porga et Dapaong est prévue pour 2022.

Les deux projets prévus de CLSG (2020) et OMVG (2020) qui sont composés de plusieurs sous-stations et lignes différentes sont détaillés dans le Tableau 99: Projets planifiés du CLSG et le Tableau 100: Projets planifiés de l'OMVG. À partir des dates de mise en service attendues des différents projets, on peut s'attendre à ce que les quatorze (14) pays EEEOA soient interconnectés d'ici 2022.

Pays	Nom	Tension [kV]	Longueur [km]	Année de mise en service
Guinée	Linsan - Kamakwie	225	144	2020
Guinée-Sierra Leone	Kamakwie - Yiben	225	55	2020
Sierra Leone	Yiben - Bumbuna	225	75	2020
Sierra Leone	Bumbuna - Bikongor	225	146	2020

Version finale

Pays	Nom	Tension [kV]	Longueur [km]	Année de mise en service
Sierra Leone	Bikongor - Kenema	225	97	2020
Sierra Leone-Libéria	Kenema - Mano	225	116	2020
Libéria	Mano - Monrovia	225	107	2020
Libéria	Monrovia - Buchanan	225	116	2020
Libéria	Buchanan - Yekepa	225	230	2020
Libéria-Côte D'Ivoire	Yekepa - Man	225	152	2020
Libéria-Guinée	Yekepa - N'Zérékore	225	49	2020

Tableau 99: Projets planifiés du CLSG

Pays	Nom	Tension [kV]	Longueur [km]	Année de mise en service	Commentaire
Sénégal	Kaolack - Koungheul	225	135	2020	
Sénégal	Koungheul - Tambacounda	225	135	2020	
Sénégal	Tambacounda – Kedougou (Sambangalou)	225	261.56	2020	
Sénégal-Guinée	Kedougou (Sambangalou) - Mali	225	45	2020	
Guinée	Mali - Labé	225	82.29	2020	
Guinée	Labé - Linsan	225	137.78	2020	
Guinée	Linsan - Boké	225	110.12	2020	Kaleta en piquage
Guinée-Guinée Bissau	Boké - Saltinho	225	98.45	2020	
Guinée Bissau	Saltinho - Bambadinca	225	56.35	2020	
Guinée Bissau	Bambadinca - Mansoa	225	52.9	2020	
Guinée Bissau	Mansoa - Bissau	225	35.66	2020	
Guinée Bissau-Sénégal	Mansoa - Tanaff	225	73.47	2020	
Sénégal-Gambie	Tanaff - Soma	225	95.9	2020	
Sénégal-Gambie	Soma - Kaolack	225	119.24	2020	
Gambie	Soma - Brikama	225	153.8	2020	

Tableau 100: Projets planifiés de l'OMVG

Version finale

5.3. Projets nationaux

Cette section présente les projets de transmission qui sont planifiés au niveau national et qui ne relient pas deux ou plusieurs pays.

Pour chaque projet, l'année de mise en service respective ainsi que le dimensionnement de chaque élément sont donnés (puissance [MVA] ou type de ligne, longueur [km]). Ces valeurs doivent être complétées ou validées par les pays concernés. Ces projets nationaux sont présentés dans le tableau de l'ANNEXE J : Liste des projets nationaux.

5.4. Synthèse de l'inventaire du réseau de transport

La situation actuelle de l'EEEOA est telle que différents blocs synchrones existent. Dans ces différents blocs, les transferts de puissance sont réalisés entre les pays par les interconnexions à haute tension. Actuellement, au jour du 1^{er} janvier 2018, ces différents blocs sont:

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

Les échanges considérés lors de la modélisation de la situation de pointe actuelle sont représentés dans les figures ci-dessous.

La Figure 69 représente les échanges entre les différents pays du bloc A. Dans ce bloc synchrone, la Côte d'Ivoire et le Ghana sont les deux pays avec un excédent de capacité installée par rapport à leurs voisins. Pour des raisons économiques, le Burkina Faso n'importe généralement que 50 MW de la Côte d'Ivoire, mais ce chiffre devrait passer à 70 MW en 2018, avec la possibilité de monter à 90 MW à court terme. Le Burkina Faso n'est actuellement relié qu'à la Côte d'Ivoire par la ligne 225 kV de Ferkéssédougou à Bobo. Des niveaux plus élevés d'importations sont en revanche prévus pour l'avenir grâce à la mise en service de la ligne de 225 kV entre Ouagadougou et Bolgatanga (Ghana) en 2018.

Le Mali est actuellement divisé entre deux blocs synchrones différentes. Lorsque les échanges de la Côte d'Ivoire (Ferkéssédougou à Sikasso) sont supérieurs à 40 MW, la déconnexion des deux réseaux se fait à Bamako à la sous-station Kalabankoro. Lorsque le Mali importe moins de 40 MW de la Côte d'Ivoire, le réseau est divisée en ouvrant la ligne Fana-Ségou de 150 kV au poste de Fana.

Dans la situation de pointe, il est supposé que le Mali importe environ 70 MW de la Côte d'Ivoire. Les pays du Togo et du Bénin importent environ 50 MW du Ghana (à travers les lignes d'interconnexion de 161 kV entre Akosombo et Lomé) tandis que 200 MW sont importés du Nigeria. Ces deux pays se trouvent dans deux blocs synchrones différentes et nous supposons que la séparation des deux réseaux est actuellement effectuée à la sous-station de Mome-Hagou. Il est à noter que, tout au long de l'année, ce point de déconnexion entre les deux réseaux change en fonction de la demande et des imports disponibles en provenance du Ghana et du Nigeria.

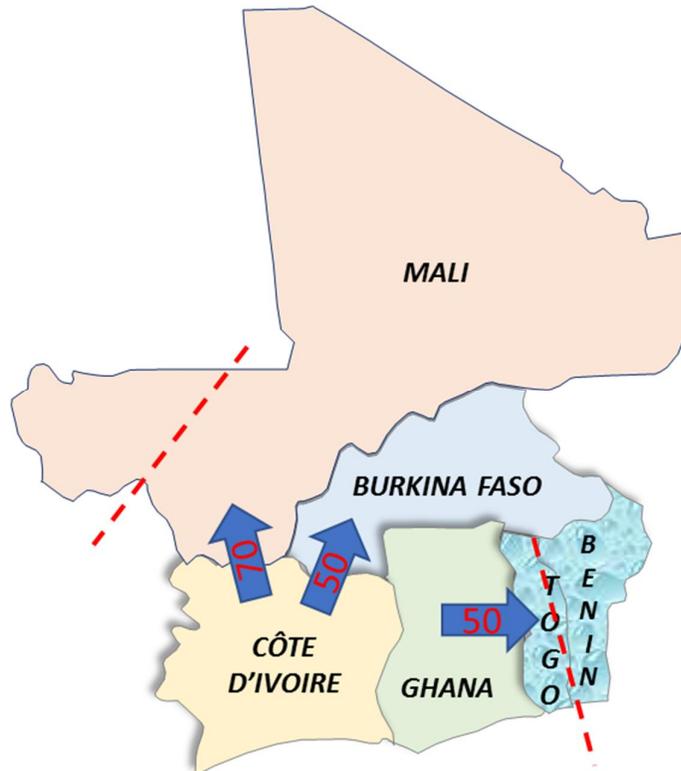


Figure 69 : Echanges considérés dans le bloc A à la pointe de charge 2018

Les échanges considérés entre les pays du Sénégal, de la Mauritanie et du Mali sont indiqués dans Figure 70. Dans cette situation, il est supposé que les centrales hydroélectriques de Felou et Manantali exportent respectivement 18 MW et 30 MW en Mauritanie et 18 MW (Felou) et 60 MW (Manantali) vers le Sénégal. Aucun autre échange n'est assumé dans cette situation de pointe.

La Figure 71 montre les échanges considérés actuellement à la pointe entre les pays du Nigeria, du Niger et du Togo-Bénin. 200 MW sont exportés du Nigeria à la partie du Togo-Bénin qui est synchrone avec ce bloc par la ligne de 330 kV entre Ikeja Ouest et Sakete. Les importations du Niger sont supposées être d'un total d'environ 40 MW, une partie de cette puissance étant livrée à Niamey et une autre à Gazaou par le réseau de 132 kV.

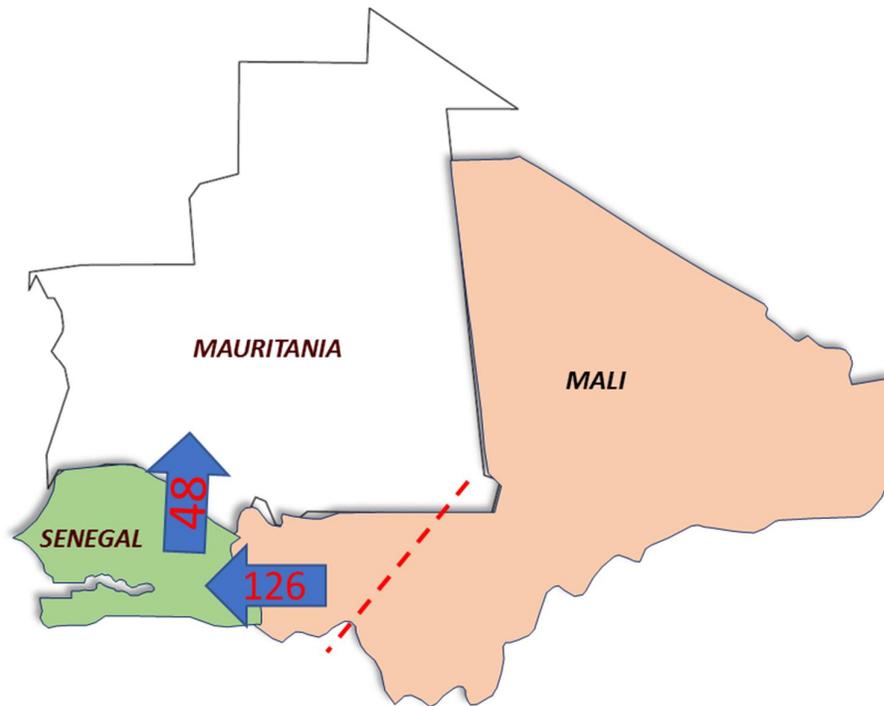


Figure 70: Echanges considérés dans le bloc B à la pointe de charge 2018

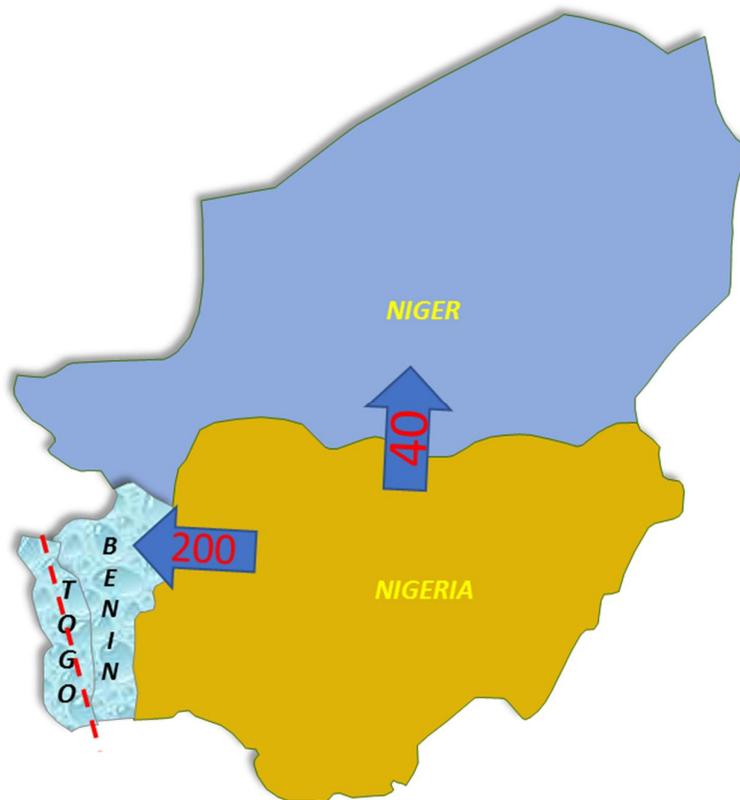


Figure 71: Echanges considérés dans le bloc C à la pointe de charge 2018

Version finale

Dans la situation actuelle, les blocs A et C, reliant le Ghana au Togo, au Bénin et au Nigeria, ne sont pas synchronisés en raison de problèmes de fréquence. Plus précisément, le contrôle de la fréquence au Nigéria est problématique et les limites d'exploitation ne sont pas satisfaites. Le défi observé est en partie lié à la grande taille du réseau Nigérian par rapport aux pays voisins. Les écarts de fréquence au Nigeria ont dès lors un impact significatif sur la fréquence du système et les limites opérationnelles ne sont plus satisfaites. Une étude spécifique a été réalisée récemment sur cette préoccupation et sur la synchronisation des pays de l'EEEOA. En outre, il est à noter que le Nigéria travaille sur les régulateurs de leurs machines fournissant la réserve afin d'améliorer leur contrôle de fréquence.

De même, le Mali, qui est interconnecté avec la Côte d'Ivoire et le Sénégal, ne fonctionne pas de manière synchrone avec les deux pays. Ce mode de fonctionnement est dû à l'observation que lorsque le Mali est connecté simultanément aux deux blocs synchrones et qu'il importe environ 50 MW de la Côte d'Ivoire, des chutes de tension apparaissent (en particulier autour de Koutiala), provoquant ainsi le déclenchement des protections de nombreux équipements. De plus, le réseau 150kV de Bamako n'est actuellement pas conçu pour être au centre des deux blocs synchrones et limite la synchronisation entre le Sénégal, le Mali et la Côte d'Ivoire.

L'intégration des énergies renouvelables au Sénégal s'avère causer des problèmes opérationnels dans le maintien des critères de fréquence et de tension. Des écarts de fréquence sont observés en raison du manque de réserves dans le système et de la pénétration croissante de la production éolienne et solaire au Sénégal et en Mauritanie. Les principales raisons de ces défis sont:

- Les capacités limitées en puissance réactive du réseau sénégalais

Le niveau de réserve faible et l'absence de moyen de contrôle automatique de la fréquence et des tensions dans le réseau sénégalais. Ces difficultés rencontrées aujourd'hui par le Sénégal pourraient s'étendre à l'ensemble de la région en raison de la forte pénétration des énergies renouvelables prévue à l'horizon de l'étude et des capacités limitées de la région à gérer l'intermittence et l'imprévisibilité de ces sources. Des mesures concrètes et des besoins de planification seront nécessaires pour faire face à la variation de la production renouvelable et s'assurer que les moyens de production classiques (hydro, thermique,...) seront disponibles aux moments nécessaires. Cet aspect s'avère être d'une grande importance pour satisfaire la pointe du soir lorsque la production renouvelable diminue, et la demande augmente. En outre, une attention particulière devra être consacrée aux spécificités de la technologie renouvelable à mettre en œuvre et aux possibilités de contrôle de tension de ces technologies afin de satisfaire les limites opérationnelles à tout moment de la journée.

En raison du manque de capacités de production dans de nombreux pays de l'EEEOA, les besoins en réserves ne sont pas strictement respectés et des problèmes opérationnels ainsi que du délestage de charge et des effondrements possibles du système entier sont observés tout au long de l'année. Ce défi actuel dans le fonctionnement du réseau à haute tension est accentué par le fait que le réseau de transport ne satisfait actuellement pas les critères N-1.

Dans la majorité de la région de l'EEEOA, on observe que de nombreux pays rencontrent des problèmes de tension sur leur réseau. Cette observation est particulièrement vraie dans le nord des pays côtiers (Ghana, Côte d'Ivoire, Togo, Bénin,...). Dans ces pays, la plupart des centres de production et de grande consommation sont situés le long de la côte et peu de générateurs sont présents à l'intérieur des terres pour contrôler les profils de tension. Dans les zones qui ne disposent pas de capacités de contrôle de tension, des compensateurs statiques d'énergie réactive (SVCs) sont nécessaires afin de satisfaire les limites opérationnelles.

À l'heure actuelle, de nombreux pays connaissent encore des besoins de délestage de charge dus à des capacités de production insuffisantes. Ces besoins de délestage de charge sont principalement nécessaires lors de la demande de pointe qui est observée dans la soirée. Afin d'éviter des divergences dans la croissance économique et le bien-être de la population, ce délestage de charge est réalisé de manière rotative entre les différentes sous-stations des pays concernés. En outre, le délestage de charge est parfois réalisé afin de résoudre des problèmes opérationnels tels que le manque de réserves, les écarts de fréquence et de tension, etc.

En outre, il a été noté par différents pays qu'un défi particulier pour les années à venir est de s'assurer que le développement du réseau de distribution suit celui des plans de production et de transport. En effet, les réseaux de distribution de nombreux pays d'Afrique de l'Ouest sont relativement anciens et doivent être maintenus. Le développement et l'entretien de ces réseaux de distribution sont d'importance majeure afin de permettre l'augmentation de la demande et de réduire les pertes élevées sur le réseau de distribution. Ces pertes sur le réseau de distribution sont de l'ordre d'environ 20% et ont un impact significatif sur la livraison de la demande d'électricité à la population (adéquation). Ce problème d'adéquation démontre la nécessité de renforcer les capacités de production dans la région.

5.5. Définition des prix unitaires

Cette section a pour objectif de lister les prix unitaires des différents équipements qui seront utilisés dans l'élaboration de ce plan directeur. Cette liste a été établie sur base de l'expérience du consultant dans diverses études de développement et en particulier en Afrique. Les coûts mentionnés dans le Tableau 101 sont exonérés de toutes taxes et droits de douane: ils comprennent le coût des études, des infrastructures, du génie civil et de l'assemblage.

Élément	Tension [kV]	Capacité [MVA]	Coût d'investissement [kUSD]	
Transformateur	400/225	350	5043	kUSD
Transformateur	400/225	200	3813	kUSD
Ligne simple terre	400 kV	1400	431	kUSD/km
Ligne double terre	400 kV	2 x 1400	615	kUSD/km
Équipement Travée AIS	400 kV		2614	kUSD
Équipement Travée GIS	400 kV		4356	kUSD
Couplage AIS	400 kV		2768	kUSD

Élément	Tension [kV]	Capacité [MVA]	Coût d'investissement [kUSD]	
Couplage GIS	400 kV		6085	kUSD
Ouverture de chantier	400 kV		4428	kUSD
Transformateur	330/225	500	5252	kUSD
Transformateur	330/225	200	3321	kUSD
Transformateur	330/161	400	4059	kUSD
Transformateur	330/161	250	3198	kUSD
Transformateur	330/132	300	3444	kUSD
Transformateur	330/132	150	2460	kUSD
Transformateur	330/132	90	1845	kUSD
Ligne simple terre	330 kV	1000	357	kUSD/km
Ligne double terre	330 kV	2 x 1000	507	kUSD/km
Deuxième terre sur pylones existants	330 kV	1000	150	kUSD/km
Équipement Travée AIS	330 kV		2091	kUSD
Équipement Travée GIS	330 kV		3485	kUSD
Couplage AIS	330 kV		2214	kUSD
Couplage GIS	330 kV		4868	kUSD
Ouverture de chantier	330 kV		4182	kUSD
Transformateur	225/161	500	4490	kUSD
Transformateur	225/161	200	2829	kUSD
Transformateur	225/90	70	1523	kUSD
Transformateur	225/90	100	1707	kUSD
Transformateur	225/90	120	1984	kUSD
Ligne simple terre	225 kV	327	234	kUSD/km
Ligne double terre	225 kV	2 x 327	335	kUSD/km
Deuxième terre sur pylones existants	225 kV	327	101	kUSD/km
Équipement Travée AIS	225 kV		1107	kUSD
Équipement Travée GIS	225 kV		1845	kUSD
Couplage AIS	225 kV		1169	kUSD
Couplage GIS	225 kV		1947	kUSD
Ouverture de chantier	225 kV		3690	kUSD
Transformateur	161/69	90	1599	kUSD
Ligne simple terre	161 kV	364	209	kUSD/km
Ligne double terre	161 kV	2 x 364	296	kUSD/km
Deuxième terre sur pylones existants	161 kV	364	87	kUSD/km
Ligne simple terre	161 kV	182	205	kUSD/km
Ligne double terre	161 kV	2 x 182	292	kUSD/km
Deuxième terre sur pylones existants	161 kV	182	86	kUSD/km
Équipement Travée AIS	161 kV		923	kUSD
Équipement Travée GIS	161 kV		1538	kUSD
Couplage AIS	161 kV		984	kUSD
Couplage GIS	161 kV		1658	kUSD
Ouverture de chantier	161 kV		3075	kUSD

Version finale

Élément	Tension [kV]	Capacité [MVA]	Coût d'investissement [kUSD]	
Transformateur	132/90	40	861	kUSD
Ligne simple terre	132 kV	107	197	kUSD/km
Ligne double terre	132 kV	2 x 107	279	kUSD/km
Deuxième terre sur pylones existants	132 kV	107	82	kUSD/km
Équipement Travée AIS	132 kV		861	kUSD
Équipement Travée GIS	132 kV		1415	kUSD
Couplage AIS	132 kV		923	kUSD
Couplage GIS	132 kV		1523	kUSD
Ouverture de chantier	132 kV		2583	kUSD
Ligne simple terre	90 kV	75	187	kUSD/km
Ligne double terre	90 kV	2 x 75	267	kUSD/km
Deuxième terre sur pylones existants	90 kV	75	80	kUSD/km
Équipement Travée AIS	90 kV		738	kUSD
Équipement Travée GIS	90 kV		1230	kUSD
Couplage AIS	90 kV		800	kUSD
Couplage GIS	90 kV		1332	kUSD
Ouverture de chantier	90 kV		2214	kUSD
SVC			123	kUSD
Condensateurs			15	kUSD
Réactance			15	kUSD

Tableau 101: Prix unitaires proposés pour le développement du plan directeur⁸

Il est à noter que la liste des prix définie ci-dessus est non exhaustive et reprend les équipements les plus communs qui seront utilisés dans l'étude. D'autres niveaux de tension et capacités des éléments peuvent être utilisés pour être compatibles avec les éléments existants du réseau haute tension. Le prix unitaire de ces éléments sera défini sur la base de la même source et sera conforme aux prix de référence indiqués au Tableau 101: Prix unitaires proposés pour le développement du plan directeur.

Le consultant établira des coûts unitaires d'équipements pour la remise à neuf ou l'extension des systèmes HT (postes et lignes). Ces coûts seront représentatifs des conditions économiques prévalant pour l'année de base de l'étude du plan directeur et seront exonérés de toutes taxes et droits de douane: ils comprennent le coût des études, des infrastructures, du génie civil et de l'assemblage. Ils seront basés sur les coûts unitaires des projets récents dans la sous-région et sur l'expérience du Consultant.

⁸ Ces prix ont été élaborés sur base du taux de change du 23/03/2018 de 1EUR = 1.23USD

6. DÉFINITION DES CRITÈRES DE PLANIFICATION ET D'EXPLOITATION

6.1. Critères de planification

Pour la planification de la sécurité d'approvisionnement, il n'existe pas un critère universellement utilisé mais plutôt une variété de critères qui sont utilisés par les différentes sociétés nationales d'électricité :

- Marge de réserve en pourcentage de la demande ;
- Perte de la plus grande unité ;
- Marge de capacité dégradée ;
- Espérance de perte de charge (Loss of Load Expectation - LOLE) ;
- Espérance d'énergie non desservie (Expected Energy Not Served - EENS)

Ces critères peuvent être classés dans deux catégories différentes: Critères déterministes et probabilistes.

Les critères déterministes incluent le pourcentage de marge de réserve et la perte de la plus grande unité. Ces critères peuvent être facilement calculés, mais ils souffrent d'une limitation majeure parce qu'ils ne prennent pas en compte la distribution stochastique des événements et, par conséquent, ils ignorent la question de l'incertitude. La nature imprévisible des risques liés aux systèmes électriques est mieux captée par des critères probabilistes comme l'Espérance de perte de charge. Leur évaluation exige toutefois que des méthodes spécialisées soient utilisées.

1. Marge de réserve

La marge de réserve est la différence entre la capacité totale installée et la pointe de charge annuelle et elle est souvent exprimée en pourcentage de la charge de pointe. Ce calcul peut être facilement effectué pour une longue période d'étude étant donné que les prévisions de charge sont généralement disponibles pour une telle période. Le besoin en capacité installée additionnelle est ensuite calculé en comparant la capacité installée requise pour atteindre l'objectif de marge de réserve et la capacité installée déjà contractée pour la même période. Si nécessaire un tel processus peut être raffiné pour considérer le caractère saisonnier du comportement du système (pointe de charge différente, disponibilité différente des installations de production et/ou de l'hydraulique). Un tel critère basé sur une marge de réserve cible est néanmoins trop simple car il ne tient pas compte des particularités des systèmes d'alimentation (indisponibilité, intermittence de EnRs, incertitudes).

2. Perte de la plus grande unité

Le critère de perte de la plus grande unité est aussi une mesure déterministe qui est facile à évaluer et interpréter. Elle correspond à une capacité de réserve (exprimée en MW) équivalant à la taille de la plus grande unité du système. Ce critère est donc très proche du critère marge de réserve (ci-dessus). Cependant, contrairement aux critères de marge de réserve, la perte de la plus grande unité reconnaît le potentiel problème de fiabilité si la plus grande ressource est indisponible pour l'alimentation de la charge. Néanmoins, dans la plupart des cas, l'utilisation de ce critère sans autres indices entraînera une capacité disponible insuffisante pour répondre à la charge lorsqu'une ou plusieurs unités déclenchent de façon inattendue pendant qu'une autre unité est en maintenance.

3. Marge de capacité dégradée

Les marges de capacité dégradées représentent l'excédent moyen de l'offre disponible à la demande de charge de pointe. L'offre disponible tient compte des indisponibilités statistiques des centrales dues aux maintenances ou aux pannes. Contrairement au critère de la marge de réserve, ce critère tend à tenir compte de certaines probabilités d'indisponibilité. Toutefois, il ne considère pas l'intermittence des sources d'énergie renouvelable et ne peut donc pas être considéré comme une mesure de fiabilité dans un système comprenant de telles sources.

4. Espérance de perte de charge

L'espérance de perte de charge (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 de fournir la totalité de la charge sans mesures d'atténuation. L'espérance de perte de charge est équivalente à la Probabilité de perte de charge (LOLP), mais elle est exprimée en pourcentage [%] du temps au lieu d'heures par année.

Le critère de la perte de charge prend en compte le risque perceptible et prévisible de pénuries indépendamment des changements structurels dans le système (introduction de grandes unités thermiques ou hydroélectriques, ou intégration de sources d'énergie renouvelables). Il permet de prendre en compte les différentes sources d'incertitude identifiées: profil de la demande de charge et profil de production avec leurs propres caractéristiques (pannes et tailles relatives des centrales). L'utilisation de ce critère pour la planification des moyens de production est utilisée dans un grand nombre de pays à travers le monde, notamment en Europe mais aussi au Moyen-Orient, en Amérique du Nord et en Afrique.

Selon les compagnies d'électricité, ce critère est défini tout en considérant ou non qu'il existe des capacités de production à l'extérieur du système électrique national qui pourraient fournir un soutien par le biais des interconnexions. Dans un tel cas, le secteur électrique dépendrait des pays voisins. Si le critère est défini en mode insulaire (sans considérer la capacité de production dans les pays voisins), les importations peuvent être considérées comme une mesure d'atténuation pour faire face à un manque de puissance disponible localement.

5. Espérance d'énergie non desservie

Même si le LOLE est un excellent critère pour évaluer la fiabilité d'un système, il fournit une image incomplète. Il ne donne en effet aucune indication relative au nombre et à l'ampleur des pénuries, même si ces deux caractéristiques sont importantes afin de développer et d'évaluer les mesures correctives.

L'espérance d'énergie non desservie (EENS) est la quantité d'énergie attendue qui serait délestée en raison de l'absence de capacité de production disponible en l'absence de mesure d'atténuation. Ce critère est également un critère probabiliste mais il est rarement utilisé. Par conséquent, il existe un manque de références significatives pour définir des niveaux acceptables de EENS.

6.1.1. Définition du critère de sécurité optimal

6.1.1.1. CRITÈRE D'ESPÉRANCE DE PERTE DE CHARGE

Le critère de LOLE est utilisé dans plusieurs pays d'Afrique de l'Ouest et est conforme aux pratiques internationales et il est recommandé de maintenir une telle approche probabiliste, en particulier avec l'augmentation prévue des ENRs dans le mix énergétique.

Toutefois, la question demeure liée au niveau de perte de charge qui peut être accepté dans le système de l'Afrique de l'Ouest. Le choix d'un critère LOLE devrait être économiquement justifié. En effet, un critère trop rigoureux entraînera la construction et l'entretien d'une capacité de réserve excessive. D'autre part, un critère trop laxiste augmentera le coût pour la société lié aux délestages de charge. L'équilibre se trouve lorsque le niveau de LOLE permet d'équilibrer le coût de l'énergie non desservie (Cost of Unserved Energy - CUE) et le coût de la marge de capacité de réserve (CRM).

Les valeurs de CUE calculées partout dans le monde ont montré des disparités énormes en fonction des caractéristiques de la consommation et de l'importance de l'électricité dans l'économie. Le coût de l'énergie non desservie se trouve dans une fourchette comprise entre 0 et 60 USD/kWh. Plus la valeur est élevée, plus la LOLE devrait être rigoureuse pour un coût donné de marge de capacité de réserve. Toutefois, les estimations de la CUE ne sont pas directement transférables d'une économie à l'autre en raison des différences structurelles dans les activités économiques et sociales.

Cette section vise à présenter les critères appliqués dans différents pays d'Afrique de l'Ouest et ailleurs dans le monde. Ces critères ont été proposés par les équipes nationales de planification ou par des consultants basés sur les caractéristiques du pays et la pratique internationale.

Il convient de mentionner que le critère utilisé dépend non seulement de la situation économique du pays, mais aussi du mode d'exploitation de son système. En tant que tels, certains pays considèrent un critère de planification en mode insulaire tandis que d'autres pays appliquent leur critère dans la situation interconnectée. Dans le second cas, les critères tendent à être plus rigoureux car il y a moins d'options pour faire face à un manque potentiel de capacité (aucun soutien mutuel ne peut être considéré comme une mesure d'atténuation).

Le tableau suivant récapitule les critères utilisés dans les études de plan directeur dans les pays d'Afrique de l'Ouest. Globalement, les consultants ont opté pour un LOLE dans la gamme 24h/y à 150h/y.

Pays	Critère
Bénin	LOLE (variable scénarios)
Burkina Faso	LOLE 150h/an (2011)-> 50h/an (2030)
Côte d'Ivoire	LOLE 24h/an (100h/an en année sèche)
Ghana	LOLE 100h/an
Guinée-Bissau	Marge de réserve
Niger	LOLE 100h/an
Sénégal	LOLE 72h/an
Togo	LOLE 72h/an

Tableau 102: Critères LOLE appliqués dans les pays d'Afrique de l'ouest

Ailleurs dans le monde, les critères suivants sont appliqués par les équipes de planification:

Pays	Critère
Etats-Unis	LOLE 2.5 h/an
Europe	LOLE 3-5 h/an
Corée	LOLE 12h/an
GCCIA	LOLE 5h/an
Afrique du Sud	LOLE 22h/an

Tableau 103: LOLE critères appliqués dans le monde entier

En conséquence le panel de valeurs identifiés suggère que 24 heures/an de LOLE en Afrique de l'ouest est réaliste à l'horizon 2033, tout en considérant un système interconnecté où le soutien mutuel est possible pour compenser le manque de génération dans un pays donné.

6.1.1.2. OPTIONS POUR UN CRITÈRE ÉVOLUTIF

Compte tenu de la situation actuelle de l'Afrique de l'Ouest, le consultant propose un critère évolutif pour l'Afrique de l'Ouest.

À court terme, en raison du fait que le système est mal interconnecté et que beaucoup de pays sont caractérisés par un volume important d'énergie non desservie, le critère de LOLE 24h/an est difficilement applicable. En effet, une telle situation conduirait à un besoin massif d'investissements à très court terme, ce qui ne pourra être entrepris à bref délai. Par conséquent, un critère LOLE de 100h/an devrait être pris en considération pour les cinq premières années de la période d'étude.

Après cette période, et compte tenu de la volonté des pays d'évoluer vers l'émergence, un critère plus rigoureux devrait être appliqué comme indiqué dans la section précédente.

Par ailleurs, selon la méthodologie, le consultant proposera une évaluation des risques dans le cadre de la planification de la production. Nous voudrions recommander d'appliquer des critères différents (moins rigoureux) lors de la prise en compte des situations exceptionnelles (années sèches, pénurie de gaz,...). En effet, ne considérer aucune réserve pour faire face à ces situations serait potentiellement conduire à une catastrophe dans le cas où un tel événement se produirait (pas de capacité disponible pour répondre à la demande), mais considérer un critère très strict pour une situation exceptionnelle conduira à un fort surinvestissement dans le système.

Le tableau suivant résume les critères proposés pour la mise à jour du plan directeur production:

	2018-2023	2024-2033
Situation normale	100h/an	24h/an
Événement exceptionnel	200h/an	100h/an

Tableau 104: Proposition de LOLE pour l'Afrique de l'Ouest

6.2. Critères d'exploitation

L'élaboration d'un plan directeur nécessite la définition d'un certain nombre de critères et standards à respecter. Ceux-ci correspondent d'une part à des critères de sécurité liés à l'exploitation des réseaux et, d'autre part à des critères liés à la fiabilité du système électrique. Le but final est d'harmoniser ces critères pour l'ensemble des pays membres de l'EEEOA.

L'EEEOA a réalisé un travail de définition de critères communs de planification et d'exploitation dans le manuel d'exploitation de l'EEEOA qui servira de référence pour l'étude.

Les lignes directrices reprises dans ce document seront en outre complétées par des règles suivies en Europe (ENTSO-E) et dans les pays africains. Il importe toutefois de noter que les standards utilisés en Europe ne peuvent pas, du moins dans les premières années, être appliqués dans les pays de l'EEEOA compte tenu des caractéristiques des réseaux et des déficits d'équipement actuels importants dans le référentiel régional. Il faut donc considérer un phasage pour combler progressivement ces déficits.

6.2.1. Manuel d'exploitation de l'EEEOA (Juillet 2007)

Dans le Manuel d'exploitation, les principales directives à considérer pour le fonctionnement du réseau concernent les sujets suivants :

- Le réglage fréquence-puissance (directive 1)
- La programmation des échanges et décomptes entre zones de réglages (directive 2)
- La sécurité d'exploitation (directive 3)
- La gestion prévisionnelle (directive 4)
- Les procédures d'urgence (directive 5)

Pour le réglage primaire, l'incident de référence est la perte simultanée de la plus grosse unité au Nigéria (220 MW) et de la plus grosse unité du groupe Ghana-Côte d'Ivoire-Togo-Bénin-Burkina Faso (220 MW). Ce critère n'est actuellement pas respecté vu le manque chronique de production. L'objectif des différents blocs synchrones est de maintenir une réserve primaire égale à la plus grosse unité de ce bloc.

Pour le réglage secondaire, le processus de correction doit pouvoir être effectué en 20 minutes et correspond à la plus grosse unité de la zone de réglage considérée.

En ce qui concerne la sécurité d'exploitation, le critère N-1 est d'application (perte d'un groupe de production ou d'un élément du réseau de transport) dans toutes les zones de réglage.

6.2.2. Définition des critères d'exploitation pour la présente étude

La règle N-1 signifie que le réseau doit être planifié et exploité pour pouvoir tenir à tout moment la perte d'un groupe de production ou d'un élément du réseau de transport en respectant les conditions suivantes :

- La tension doit rester dans la plage admissible (voir tableau ci-dessous pour état N-1) ;
- Le taux de charge des éléments réseau ne doit pas dépasser les seuils prédéfinis (voir tableau ci-dessous pour état N-1) ;
- La perte de l'élément ne doit provoquer aucune perte de charge ni activer des mesures de défense (protection générateur ou interconnexion, UFLS,...)
- La stabilité transitoire et dynamique du réseau doit être conservée ;
- Les oscillations provoquées par l'incident doivent s'amortir et respecter les limites prédéfinies (voir ci-dessous).

Ainsi, chaque opérateur de zone de réglage doit appliquer la règle N-1 en tenant compte des spécificités de son réseau local pour éviter des surcharges, baisse de tension inacceptable, et perte de stabilité, déclenchements en cascade, etc. Il devra aussi prendre les actions correctives nécessaires telles que réductions de charges et délestages si nécessaire pour assurer la sécurité de fonctionnement de l'ensemble du réseau interconnecté.

En outre, l'intégration des énergies renouvelables intègre une nouvelle dimension dans l'exploitation du système, générant des contraintes fortes pour le système non seulement en cas de contingence mais également en conditions d'exploitation normales (variabilité temporelle de la production solaire). Les études techniques analyseront plus en détail ces contraintes spécifiques.

Dans le but d'uniformiser les critères de sécurité pour l'ensemble des pays tout en tenant compte des spécificités des pays africains, les hypothèses suivantes sont proposées pour la présente étude pour l'ensemble de la région. Il faut souligner que ces critères sont un objectif qui ne pourra être atteint dans beaucoup de pays qu'après une période de transition et de mise à niveau du réseau de transport.

Plage de tension admissible

En exploitation normale, la tension des réseaux 400kV, 330 kV, 225 kV, 161 kV et 132 kV du système de transport aux frontières demeurera dans les limites $\pm 5\%$ de la valeur nominale. Sous incident, il est possible de sortir de ces limites pour une période de maximum 15 minutes et sans jamais excéder $\pm 10\%$.

$V_{nominale}$	$V_{exploit\ normale}$ $\pm 5\%$	V_{min} -10%	V_{max} +10%
400kV	380-420	360	440
330kV	315-345	300	360
225kV	214-236	200	245
161kV	153-169	145	175
132kV	126-138	120	145

Tableau 105 : Tensions d'exploitation, minimale et maximale

Les transits d'énergie réactive sur les interconnexions sont maintenus à un niveau minimum, dans le but de limiter les chutes de tension et d'allouer la capacité de transfert à l'énergie active.

Charges admissibles des ouvrages du réseau

Ouvrages	Etat N (situation normale)	Etat N-1 (après incident)
	% puissance nominale	% puissance nominale
Lignes	100 %	110 %
Transformateurs	100 %	120 %

Tableau 106: Charges admissibles des ouvrages du réseau

Plage de fréquence admissible en exploitation

En situation normale, la fréquence doit rester dans la plage 49.9Hz – 50.1 Hz. En cas de contingence (perte d'une unité de production ou d'une interconnexion en situation d'importation) :

- La déviation quasi-stationnaire (déviation observée 30 secondes après l'incident) de la fréquence ne doit pas dépasser -200 mHz;
- La déviation transitoire maximale ne doit pas dépasser 0.5 Hz ($f_{dyn\ max} < 500\ mHz$)

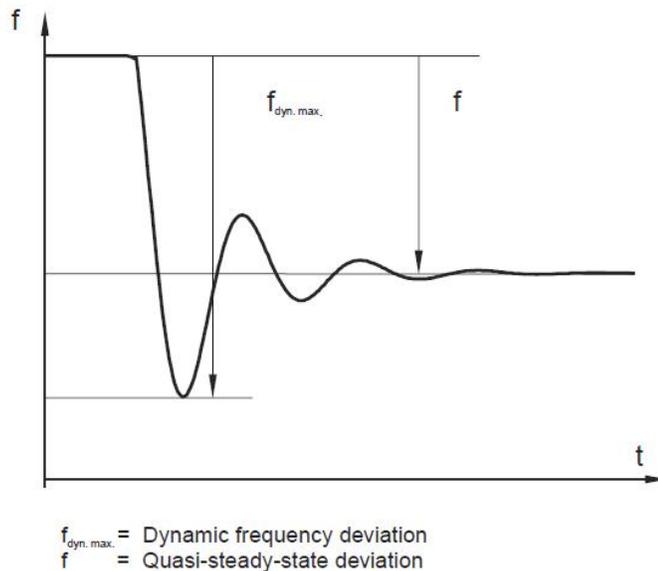


Figure 72: Déviation de fréquence

La fréquence doit rester à tout moment et quelle que soit la sévérité de l'incident dans la plage de fréquence 48Hz – 51.5Hz.

Transit d'énergie réactive sur les interconnexions

Les transits d'énergie réactive sur les interconnexions sont maintenus à un niveau minimum (transit de puissance maintenu si possible en dessous de la puissance naturelle) dans le but de limiter les chutes de tension et d'allouer la capacité de transfert à l'énergie active.

Stabilité dynamique du système (tenue suite à un court-circuit)

Un défaut triphasé permanent sur une ligne au départ d'un poste de transformation sera considéré suffisamment probable pour constituer la contingence à prendre en compte pour vérifier la stabilité dynamique du réseau. Cette contingence sera appliquée en choisissant les conditions d'exploitation les plus critiques. Le critère de stabilité implique que tous les alternateurs maintiennent leur synchronisme et demeurent en opération après la contingence.

Stabilité transitoire

L'application du critère de stabilité conduit à définir un Temps Critique d'Élimination des Défauts (TCED) par niveau de tension :

- Niveau de tension 90 kV et 132kV : TCED est de 150 ms (7,5 cycles)
- Niveau de tension 225 kV, 330kV et 400kV : TCED est de 100 ms (5 cycles)

Amortissement du système après un incident

Après la perte d'un ouvrage, le système doit être correctement amorti pour assurer la stabilité en petit mouvement du système et éviter toute action de protection. Le système sera jugé correctement amorti si la déviation de l'angle de la machine et de la vitesse est revenue en moins de 20 secondes en dessous de 15% de la déviation maximale observée suite à l'incident.

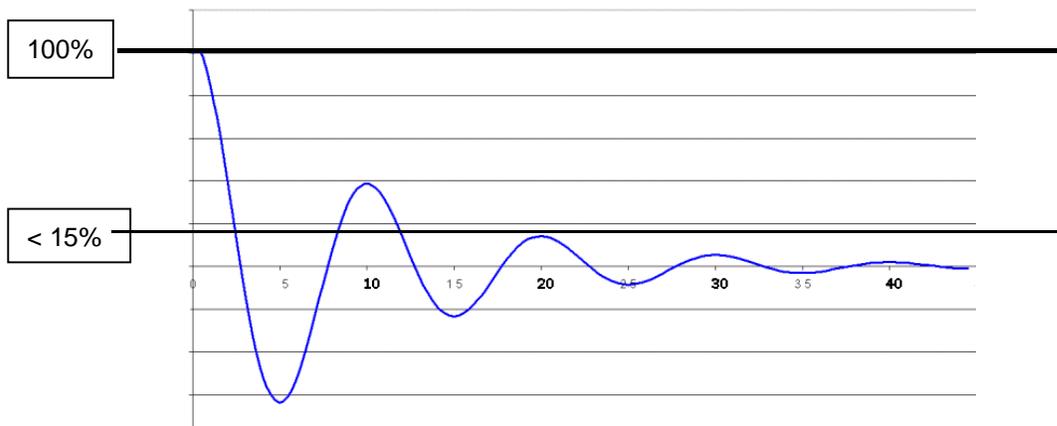


Figure 73: Amortissement du système après un incident

Niveau de compensation en distribution

Compte tenu de la présence de conditionnements d'air dans les charges (moteurs à induction), il convient de garantir un facteur de puissance dans les sous-stations de distribution le plus élevé possible afin de réduire les risques d'écroulements de tension et minimiser les investissements en équipements de transport. Il est proposé de viser à long terme un facteur de puissance minimum de 0.9 à ce niveau.

Puissances admissibles de court-circuit

Les valeurs cibles proposées sont :

400 kV: 50kA

330 kV: 50 kA

225 kV: 50 kA

161 kV: 40 kA

Fiabilité des éléments de réseau

La fiabilité des lignes et des transformateurs est supposée être de 0.995. Cette valeur correspond à une indisponibilité totale (planifiée + non planifiée) de 44 heures par an.

ANNEXE A : LISTE DES DONNES RECUEILLIES

Version finale

BENIN	Documents collectés	Transmis par	Date document	Date de transmission	Commentaire
	<u>Etudes déjà réalisées</u>				
1	Plan stratégique de développement 2007_2026	CEB	2007		
2	PLAN D'ACTION POUR LE DEVELOPPEMENT DU SECTEUR DE L'ENERGIE ELECTRIQUE DE LA CEB 2011-	CEB	2011		
3	Etudes pour le Projet WAPP Dorsale Nord 330 Kv	CEB	2008		
4	ETUDE DE L'EXPLOITATION EN BOUCLAGE DU RESEAU SUD DE LA CEB	CEB	2012		
5	Analyse économique du projet de construction du barrage hydroélectrique d'Adjarala	CEB	2012		
6	Faisabilité Lignes d'interconnexion 161 kV Lomé-Atakpamé et postes associés	CEB	2013		
7	Plan directeur bénin	CEB	2015		
	<u>Données système</u>				
1	PARAMETRES DU RESEAU CEB	CEB	2018		Détails lignes, transfos, générateurs, liste des postes, courbe de charge par poste, historique
2	Courbes de charge	CEB	2017		
3	Energie Non Desservie par la CEB en 2010	CEB	2010		
4	Rapports d'activité 2012-2016	CEB			
5	Diagramme de puissance de NAN	CEB			
6	Diagramme de puissance des TAGs	CEB			
7	Dynamic data generator	CEB			
8	Exitation des TAGs	CEB			
9	MODERNISATION DU REGULATEUR DE VITESSE CENTRALE HYDRAULIQUE DE NANGBETO	CEB			
10	STANDARDS CEB Postes	CEB			
11	Stability Criteria	CEB			
12	Schémas unifilaires	CEB	2013		
13	Prevision de developement de réseau	CEB			
14	CARACT_LIGNES-TRANSFOS	CEB			
15	Carte électrique SBEE vf	SBEE			
16	Caracteristique_groupe+alternateur	SBEE			
17	Demande de pointe totale et par poste	SBEE			
18	DONNEES SUR LA PRODUCTION	SBEE			

19	PUISSANCES INSTALEES DES CENTRALES DE PRODUCTION DE LA SBEE EN 2017	SBEE	2017		
	Autres				
1	Rapport des commissaires aux comptes	CEB			
2	Code Benino-Togolais de l'électricité	CEB			

BURKINA FASO	Documents collectés	Transmis par	Date document	Date de transmission	Commentaire
	<u>Etudes déjà réalisées</u>				
1	PLAN DIRECTEUR NATIONAL PRODUCTION-TRANSPORT-DISTRIBUTION ET D'ELECTRIFICATION RURALE 2017-2025	Ministère	Juin 2017		Ministère de l'énergie
2	Schéma directeur du BF	SONABEL	Mai 2013		Etude réalisée par EDF
3	MT Strategy and road map Burkina Faso	TE	Août 2016		
4	Etude prospective sur l'énergie au Burjina Faso		Avril 2009		
5	SONABEL OPTIMISATION PRODUCTION&TRANSPOR	TE	2016		
	<u>Données Système</u>				
1	Rapports d'activités 2002-2016		2016		
2	Schéma électrique du réseau		2014		
3	Sonabel - Pointe 2016 et 2017 (Neplan)		2017		
4	Carte du réseau HT du Burkina		Février 2018		
5	Données de production CESI				
6	Courbes et monotones de charge 2010-2015		2015		
7	Courbe irradiation Burkina Faso	TE			
	<u>Lois & Décrets</u>				
1	Décret portant adoption de la Lettre de Politique Sectorielle de	Ministère	2016		
2	Décret portant réglementation générale du secteur de	Ministère	2017		
3	Décret régime juridique du partenariat public-privé au BF	Ministère	2013		
4	Politique sectorielle de l'énergie 2014-2025	Ministère	Mai 2013		
5	Assistance à la mise en place des conditions technico-économiques pour le soutien au développement de la filière photovoltaïque raccordée au réseau	Ministère	Novembre 2016		
6	Contrat plan 2015-2019	SONABEL			
7	Grille tarifaire 2008	SONABEL			

COTE D'IVOIRE	Documents collectés	Transmis par	Date document	Date de transmission	Commentaire
	<u>Etudes déjà réalisées</u>				
1	Electricité de Côte d'Ivoire en Chiffres: 1960 – 2014	CI-ENERGIES	Septembre 2015		CI-ENERGIES
2	DEVELOPPEMENT DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE DE LA CÔTE D'IVOIRE	CI-ENERGIES	Février 2018		
3	Plan Directeur d'Electrification Rurale de Côte d'Ivoire	CI-ENERGIES	Juillet 2015		IED, TERRABO
4	TRANSPORT D'ENERGIE ELECTRIQUE DE LA COTE D'IVOIRE POUR LA PERIODE 2014-2030	CI-ENERGIES	Juin 2015		TE
5	Plan National de développement 2016-2020	DGE	2015		
6	SITUATION ÉCONOMIQUE EN CÔTE D'IVOIRE	DGE	2018		FMI
	<u>Données Système</u>				
1	Carte réseau national 2020, 2030	CI-ENERGIES	2017		
2	RESEAU DE TRANSPORT D'ABIDJAN 2016	CI-ENERGIES	2016		
3	EVOLUTION RESEAU DE TRANSPORT D'ABIDJAN 2017- 2020	CI-ENERGIES	Janvier 2017		
4	Carte potentiel hydroélectrique	CI-ENERGIES	2013		
5	Carte potentiel biomasse	CI-ENERGIES	mars 2016		
6	Carte potentiel solaire	CI-ENERGIES	2011		
7	RELATIF AU RESEAU DE LA COTE D'IVOIRE POUR LES ANNEES	CI-ENERGIES	Janvier 2018		
8	Statistiques production hydroliques	CIE	2017		
9	Prix du combustible 2008-2017	CIE	2017		
10	Consommation de combustible	CIE	2017		
11	Données techniques des groupes de production/Transformateurs groupes	CIE	2017		
12	Données historiques énergies non desservie 2014-2017	CIE	2017		
13	Pertes techniques 1984-2017	CIE	2017		
14	Consommation annuelle 1980-2017	CIE	2017		données en énergie par mois
15	Pointe de charge 1980-2017	CIE	2017		et pointes mensuelles
16	Inventaire des équipements HT 2017	CIE	2017		
17	Consommation par catégorie 2006-2016	CIE	2016		
18	Pointes des postes de sources 2004-2017	CIE	2017		
19	Profil horaire de charge 2007-2017	CIE	2017		
20	Rapport de Plan de Défense sur le Réseau Electrique Ivoirien	CIE	2016		

COTE D'IVOIRE	Documents collectés	Transmis par	Date document	Date de transmission	Commentaire
1	<u>Tarifs</u> Arrêté interministériel n° 409 portant modification des tarifs de l'électricité	CI-ENERGIES	2016		
	<u>Lois & Décrets</u>				
1	Code de l'électricité	CI-ENERGIES	2016		Code pour racoordement au réseau
2	Cadre institutionnel du secteur de l'electricité	DGE			
3	Liste des conventions de concession de production	DGE	février 2018		
4	Code des Investissements & Code des douanes RCI	DGE			
5	Code des Marchés Publics RCI	DGE	2009		
6	Décrets relatifs aux PPP RCI	DGE			
7	Document de Politique enegétique et Note sur la stratégie de Dev EnR RCI	DGE			
	<u>MoM</u>				
1					

GAMBIE	Documents collectés	Transmis par	Date document	Date de transmission	Commentaire
	<u>Etudes déjà réalisées</u>				
1	FEASIBILITY STUDY FOR ELECTRIFICATION AND NETWORK UPGRADING IN THE GREATER BANJUL AREA AND THE WESTERN REGION OF THE GAMBIA	NAWEC	2009		
2	FEASIBILITY STUDY Small Scale Wind Park Lahmeyer	NAWEC			
3	The Gambia Electricity Sector Roadmap – High Level	NAWEC	2017		
4	Renewable Energy Act 2013	NAWEC			
5	Gambian National Transmission & Distribution Project	NAWEC	2017		
	<u>Données système</u>				
1	LOAD PROFILE - 2013_14_15	NAWEC			
2	ONGOING PROJECTS	NAWEC			
3	Production des centrales Brikama et Kotu	NAWEC			
4	Revised 33_11kV Single line.dwg	NAWEC			
	<u>Autres</u>				
1	Rapports annuels	NAWEC			

GHANA	Documents collectés	Transmis par	Date document	Date de transmission	Commentaire
	Etudes déjà réalisées				
1	Renewable Energy Masterplan for Ghana	Energy Commission	2016		
	Données système				
1	Rapports annuels 2014-2017	GRIDco			
2	2018-2027 Demand and Energy Forecast	GRIDco			
3	Actual Hourly Reading 2010 - 2018	GRIDco			
4	GENERATOR DYNAMIC CHARACTERISTICS	GRIDco			
5	Ghana National Grid - rev MARCH 2017	GRIDco	2017		
6	Single line diagram - Feb, 2017	GRIDco	2017		
7	QUARTERLY REPORT customers	GRIDco			
8	Power plants in Ghana	Energy Commission			
9	NATIONAL ENERGY STATISTICS	Energy Commission			
	Autres				
1	Gas Master Plan 2016	Energy Commission			
2	Gas Supply Forecast Final (4)	GRIDco			
3	Ghana Renewable Energy Grid-Code	GRIDco			
4	National Elect Grid Code 2009_final_EC[1]	GRIDco			

GUINEE	Documents collectés	Transmis par	Date document	Date de transmission	Commentaire
1 2 3 1 2 3 4 5	<u>Etudes déjà réalisées</u>				Prévision de la demande + Etude de l'offre
	Etudes de la ligne d'interconnexion électrique 225 kV Guinée-Mali	EDG			
	Contrat de gestion d'EDG - Diagnostic de la fonction transport	EDG			
	Etudes de faisabilité et d'impact environnemental et social de la ligne de transport électrique Linsan-Fomi	CLSG			
	<u>Données système</u>				
	Etat de la satisfaction de la demande	EDG			
	Production des centrales EDG	EDG			
	Statistiques d'apports en eau mensuel en hm ³ des lacs	EDG			
	6. plan détaillé de production 2017-2020 EDG	CLSG			
	Accroissement Demande 2016-2017	CLSG			

GUINEE BISSAU	Documents collectés	Transmis par	Date document	Date de transmission	Commentaire
	<u>Etudes déjà réalisées</u>				
1	Plan directeur 2012		2012		
2	Plan de production à moindre coût et modèle		2018		
	<u>Données système</u>				
1	Détails centrale de Bor				
2	Plans des pylones				
	<u>Autres</u>				
1	Plan de Gestion environnementale et sociale Vfr		2015		

LIBERIA	Documents collectés	Transmis par	Date document	Date de transmission	Commentaire
	<u>Etudes déjà réalisées</u>				
1	Plan directeur Fichtner 2013	LEC	2013		
2	Rural electrification RREA 5 Yr Investment Plan _ RURAL ENERGY STRATEGY AND MASTER	LEC LEC	2016		
	<u>Données système</u>				
1	Annex II Certain Information for Applicants	LEC			
2	Etude tarifaire USAID				

NIGER	Documents collectés	Transmis par	Date document	Date de transmission	Commentaire
	<u>Etudes déjà réalisées</u>				
1	Projet d'expansion de l'accès à l'électricité	DGE	Février 2017		Etude TE
2	Etude tarifaire	DGE	Septembre 2017		Etude macroconsulting
3	Plan d'affaire 2016-2027	Nigelec	Décembre 2016		
	<u>Données Système</u>				
1	Carte réseau existant	Nigelec	2017		
2	Liste projets production transport	Nigelec			
3	Zone NCE - Schéma Unifilaire	Nigelec			
4	Zone Fleuve - Schéma Unifilaire	Nigelec			
5	Rapports d'activité 2005-2016	Nigelec	2016		
6	Courbes de charge NCE, Niamey (2015-2017)	Nigelec	2017		
7	Zone NCE - modèles PSSE 2016/2020	Nigelec			
8	Zone Fleuve - modèles PSSE 2016/2020	Nigelec			
	<u>Lois & Décrets</u>				
1	Loi ANPER	DGE	2013		
2	Code investissements	DGE	2014		
3	Code d'Electricité et décrets	DGE	2016		
4	Code marchés publiques	DGE	2013		
5	Code général des impôts	DGE	2012		
6	Décrets-structure-Tarifs	DGE	2017		
7	Loi ARSE	DGE	2015		

NIGERIA	Documents collectés	Transmis par	Date document	Date de transmission	Commentaire
	<u>Etudes déjà réalisées</u>				
1	Transmission expansion plan		Décembre 2017		Etude Fichtner
	<u>Données Système</u>				
1	Transmission projects for 10000 MW				
2	Transmission projects for 20000 MW				
3	Power sector gas demand profile				

SENEGAL	Documents collectés	Transmis par	Date document	Date de transmission	Commentaire
	<u>Etudes déjà réalisées</u>				
1	Prévisions de la Demande 2016-2035	Senelec	2017		
2	Stratégie de Maîtrise de l'Energie du Sénégal (SMES)	Senelec			
3	PLAN D'ACTION MAITRISE DE LA DEMANDE ET EFFICACITE ENERGETIQUE	Senelec			
4	Étude du Plan directeur de développement du réseau de transport de l'O.M.V.S pour la période 2015-2030	OMVS			
5	ETUDE DE FAISABILITE ET D'AVANT-PROJET SOMMAIRE (APS) DE L'AMÉNAGEMENT HYDROÉLECTRIQUE DE GOURBASSI	OMVS			
6	Aménagement hydro de koukoutamba	OMVS			
7	POLITIQUE ENERGETIQUE COMMUNE DES PAYS MEMBRES DE L'OMVS (PEC-OMVS)	OMVS			
8	REVUE/ACTUALISATION DES ETUDES TECHNIQUES DE L'INTERCONNEXION	OMVG			
9	PLAN STRATEGIQUE DE DEVELOPPEMENT 2018-2022	MPE			
10	ACTUALISATION DU SCHEMA DIRECTEUR PRODUCTION ET TRANSPORT DANS LA PERIODE	Senelec			
	<u>Données système</u>				
1	Rapports annuels 2012-2016	Senelec			
2	Energitique (SIE)	Senelec	2014-2015		
3	Rapport annuel Mouvements d'énergie 2010-2016	Senelec			
4	Etude tarifaire	Senelec	2015		
5	Historique consommation d'énergie et pertes 2007-2017	Senelec			

SIERRA LEONE	Documents collectés	Transmis par	Date document	Date de transmission	Commentaire
	Etudes déjà réalisées				
1	Roadmap for the Reform of the Electricity Sector	EWRC	2017		
2	Master Plan JICA	EWRC	2009		
	Autres				
1	Public procurement Act	EWRC			
2	EWRC Act No 13 2011 (1)	EWRC			
3	EWRC_Mini-Grid_Regulations_2017_Draft	EWRC			
4	National Electricity Act No 16 2011	EWRC			
5	regulatory instruments for EWRC	EWRC			

TOGO	Documents collectés	Transmis par	Date document	Date de transmission	Commentaire
	<u>Etudes déjà réalisées</u>				
1	Plan directeur Togo	CEET	2014		
	<u>Données système</u>				
1	Parc de production CEET	CEET			
2	Étude de la Ressource Éolienne pour 3 Sites de la	DGE			
	<u>Autres</u>				
1	Code Benino-Togolais de l'électricité	CEET			
2	Tarif	CEET			
3	Lettre de Politique de Développement du Secteur de	DGE			
4	Plan Actions National d'Efficacité Energétique	DGE			
	ENERGIE DURABLE POUR TOUS (SE4ALL)				
5	PROGRAMME D'ACTION NATIONAL	DGE			
6	Togo-Code des investissements_2012	ARSE			
7	Loi du secteur électrique	ARSE			
8	Législations sur les marchés publics	ARSE			
9	Arrêtés tarifaires	ARSE			
	Facilité d'Assistance Technique Énergie Durable				
10	Pour Tous (SE4ALL) Afrique Occidentale et	DGE			

ANNEXE B : LISTE DES UNITÉS DE PRODUCTION EXISTANTES

Version finale

4.3.8. Appendix: Simulations "Thermoflow" gas and coal

TRACTEBEL Engineering <small>GDF SUEZ</small>		WAPP Power Generation Simulation Hypothesis and Comments			
Rev: B Latest revision date :		01/04/2011			
Item Nr.	Keyword	Thermoflow case	Subject/Item	Comment	
1	Temperature	general	ambient temp	33 °C	
2	Rh	general	Relative humidity	70%	
3	Frequency	general	Elec Network	50 Hz	
4	SW T°	general	SW temperature	25 °C. T° difference between Sw in and outlet :Sw out -SW in = 7°C	
5	Cost	general	Regional Cost considered	South Africa, no other african country available within Thermoflow library.	
6	Indoor/outdoo	general	Site configuration	GT + ST are indoor. HRSG outdoor as well as utilities.	
7	Pressure Level	general (Except 5-6)	Cycle configuration	3 pressure levels reheat	
8	Fuel	general	Fuel	Natural Gaz with sufficient network pressure. (No additional fuel gas compressor)	
9	Fuel	general	Fuel	Dual fuel package included. Base case is Natural Gas not Diesel Oil.	
10	Fuel	general	Fuel	Distillated Oil as standard selection in Thermoflow library. No other option available.	
11	CAPEX	general	CAPEX philosphy	Based on low cost calculation and not on efficiency optimisation which leads to higher investment (among other in the number of aero condenser)	
12	HRSG	all	Performances	Pinch set at 10 - 15 -15 for LP and IP and HP respectively.	
13	HRSG	all	Availability	By pass stack	
14	ST Condenser		water cooling	Seawater	
15	CAPEX options	all	Spare Parts	2% of total EPC cost	
16	ALSTOM GT	1-2		In case of ALSTOM GT the net power generated is 319MW. Rem: Silo combustor (high fuel flexibility)	

TRACTEBEL Engineering GDF SUEZ			WAPP Power Generation Simulation Hypothesis and Comments		
Rev: B		Latest revision date :		01/04/2011	
Item Nr.	Keyword	Thermoflow case	Subject/Item	Comment	
17	Gas Turbine	1-2	Main characteristics of Gas Turbine selected	- Low NOX (dry low Nox combustor) - Reliable, robust and proven technology. - High Fuel flexibility (Crude Oil),	
18	Air-cooled condenser	1-3-5	Air cooled Condenser	This solution has the following advantage and disadvantages: - No need of water consumption (especially at location where water is not easily available), - Higher electrical consumption, - Higher footprint, - Higher capex, - lower efficiency, Improved solutions (e.g.: wet tower, hybrid cooling systems, Heller systems) could be used instead but depends on the site location and specifications.	
19	Air-cooled condenser	1-3-5	Design point	Condenser pressure fixed at 200 mbar following the site conditions.	
20	Pressure level HRSG	5-6	Cycle configuration	2 pressure levels (2P) but only HP connected to the Steam Turbine. LP is routed directly to the Deaerator. HP Steam temperature limited to 520 °C.	
21	GT type	5-6	GT selection	Aero-derivative GT not selected because of higher technical complexity for small power generated. The selected GT's are limited to the use of Natural Gas of Distalate Oil #2 as combustion fuel.	
22	GT type	3-4	GT Selection	GT 7FA with Gross output of 171MW with 9 ppm Nox emission should also be suitable.	
23	Coal fire	10	Defintion of "CFB" See figure 2.	Circulating Fluidised Bed technology means that in fluidised bed, coal is burned in a self mixing suspension of gas and solid bed material in which air for combustion enters from below. In circulating (fluidisation velocity of about 8m/s) fluidised bed combustion (CFBC) the captured solids including any unburned carbon are re-injected directly back into the combustion chamber without passing through an external recirculation. The internal solids cicalation in CFB provides longer residence time for fuel and limestone, resulting in good combustion and improved sulphur capture.	
24	Coal fire	11	Defintion of "PC" See figure 1.	Pulverised Coal technology means that the raw coal in the silos is conducted to the coal mills where it is dried up , finely pulverised (<80µm) and the size classified using preheated primary air.The pulverised coal is directly injected with primary air in the burners located at different levels of the boiler.	

Centrales thermiques

Bénin

Nom de la centrale	Groupe	Type	Combustible primaire	Combustible secondaire	Capacité Installée [MW]	Capacité Disponible [MW]	Rendement (comb. primaire) [GJ/MWh]	Rendement (comb. secondaire) [GJ/MWh]	Année de mise en service	Année de déclassement	Taux d'interruption fortuite [%]	Maintenance planifiée [h/year]	Coûts O&M variables [\$/MWh]	Coûts O&M fixes [\$/kW/year]
Maria Gleta	TAG CEB	DI	NG	DDO	20	20	14.8	14.8	1998	2025	VS	VS	VS	VS
Akpakpa	DI SBEE	DI	HFO		30	0	11.1				VS	VS	VS	VS
Natitingou	DI SBEE	DI	DDO		12	4	11				VS	VS	VS	VS
Parakou	DI SBEE	DI	DDO		25.3	4	9.4				VS	VS	VS	VS
Porto-Novo	DI SBEE	DI	DDO		12	6	10.8				VS	VS	VS	VS
Parakou	DI MRI	DI	DDO		17	5	VS				VS	VS	VS	VS
Vedoko	DI MRI	DI	DDO		26	20	VS				VS	VS	VS	VS
Akpakpa	DI AGGREKO	DI	DDO		35	35	VS				VS	VS	VS	VS
Gbegamey	DI AGGREKO	DI	DDO		16	15	VS				VS	VS	VS	VS
Maria Gleta	DI AGGREKO	DI	DDO		57	50	VS				VS	VS	VS	VS
CAI	TAG	GT	DDO	NG*	80	0	VS				VS	VS	VS	VS

* Pas de gaz disponible à ce jour

Version finale

Burkina Faso

Nom de la centrale	Groupe	Type	Combustible primaire	Combustible secondaire	Capacité Installée [MW]	Capacité Disponible [MW]	Rendement (comb. primaire) [GJ/MWh]	Rendement (comb. secondaire) [GJ/MWh]	Année de mise en service	Année de déclassement	Taux d'interruption fortuite [%]	Maintenance planifiée [h/year]	Coûts O&M variables [\$/MWh]	Coûts O&M fixes [\$/kW/year]
OUAGA I			DDO		5.4	5	VS	VS			VS	VS	VS	VS
OUAGA II			HFO	DDO	35.08	23.3	VS	VS		2020	VS	VS	VS	VS
KOMSILGA			HFO	DDO	94	79.5	VS	VS			VS	VS	VS	VS
KOSSODO			HFO	DDO	64	51	VS	VS			VS	VS	VS	VS
BOBO II			HFO	DDO	68	57	VS	VS			VS	VS	VS	VS
GAOUA			DDO		2.4	1.9	VS	VS			VS	VS	VS	VS
DEDOUGOU			DDO		5.68	4.4	VS	VS			VS	VS	VS	VS
FADA			DDO		2	1.1	VS	VS			VS	VS	VS	VS
DORI			DDO		4.37	3	VS	VS			VS	VS	VS	VS
OUAHIGOUYA			DDO		5.2	3.7	VS	VS			VS	VS	VS	VS

Côte d'Ivoire

Nom de la centrale	Groupe	Type	Combustible primaire	Combustible secondaire	Capacité Installée [MW]	Capacité Disponible [MW]	Rendement (comb. primaire) [GJ/MWh]	Rendement (comb. secondaire) [GJ/MWh]	Année de mise en service	Année de déclassément	Taux d'interruption fortuite [%]	Maintenance planifiée [h/year]	Coûts O&M variables [\$/MWh]	Coûts O&M fixes [\$/kW/year]
Azito	TG1	CC	NG		156	152	VS	VS	2000		VS	VS	VS	VS
Azito	TG2	CC	NG		156	152	VS	VS	2000		VS	VS	VS	VS
Azito	TAV	CC			168	168	VS	VS	2015		VS	VS	VS	VS
Ciprel	TG5	GT	NG	HVO+DDO		33	VS	VS	1995		VS	VS	VS	VS
Ciprel	TG6	GT	NG		34.5	33	VS	VS	1995		VS	VS	VS	VS
Ciprel	TG7	GT	NG		34.5	33	VS	VS	1995		VS	VS	VS	VS
Ciprel	TG8	GT	NG			111	VS	VS	1997		VS	VS	VS	VS
Ciprel	TG9	CC	NG			111	VS	VS	2013		VS	VS	VS	VS
Ciprel	TG10	CC	NG			117	VS	VS	2014		VS	VS	VS	VS
Ciprel	TAV	CC				111	VS	VS	2016		VS	VS	VS	VS
Vridi	TG1	GT	NG			21.5	VS	VS	1984		VS	VS	VS	VS
Vridi	TG2	GT	NG			21.5	VS	VS	1984		VS	VS	VS	VS
Vridi	TG3	GT	NG			21.5	VS	VS	1984		VS	VS	VS	VS
Vridi	TG4	GT	NG			21.5	VS	VS	1984		VS	VS	VS	VS
Aggreko	T1	GT	NG			35	VS	VS		2020	VS	VS	VS	VS
Aggreko	T2	GT	NG			30	VS	VS		2020	VS	VS	VS	VS
Aggreko	T3	GT	NG			35	VS	VS		2020	VS	VS	VS	VS
Aggreko	T4	GT	NG			50	VS	VS		2020	VS	VS	VS	VS
Aggreko	T5	GT	NG			50	VS	VS		2020	VS	VS	VS	VS

Version finale

Gambie

Nom de la centrale	Groupe	Type	Combustible primaire	Combustible secondaire	Capacité Installée [MW]	Capacité Disponible [MW]	Rendement (comb. primaire) [GJ/MWh]	Rendement (comb. secondaire) [GJ/MWh]	Année de mise en service	Année de déclassement	Taux d'interruption fortuite [%]	Maintenance planifiée [h/year]	Coûts O&M variables [\$/MWh]	Coûts O&M fixes [\$/kW/year]
Kotu	G1	DI	HFO		3	3			2001	2018	VS	VS	VS	VS
Kotu*	G2	DI	HFO		3	0			2001		VS	VS	VS	VS
Kotu	G3	DI	HFO		3.4	5.5			2001	2025	VS	VS	VS	VS
Kotu	G4R	DI	HFO		6.4	5.5			2001	2023	VS	VS	VS	VS
Kotu	G6	DI	HFO		6.4	5.5			1990	2025	VS	VS	VS	VS
Kotu	G7	DI	HFO		6.4	5.5			2001	2024	VS	VS	VS	VS
Kotu	G8	DI	HFO		6.4	5.5			2001		VS	VS	VS	VS
Kotu	G9	DI	HFO		6.4	5.5			2009	2023	VS	VS	VS	VS
Brikama I	G1	DI	HFO		6.4	5.5			2006	2024	VS	VS	VS	VS
Brikama I	G2	DI	HFO		6.4	5.5			2006	2024	VS	VS	VS	VS
Brikama I	G3	DI	HFO		6.4	5.5			2006	2024	VS	VS	VS	VS
Brikama I	G4	DI	HFO		6.4	5.5			2006	2024	VS	VS	VS	VS
Brikama I	G5	DI	HFO		6.4	5.5			2013	2024	VS	VS	VS	VS
Brikama I	G6	DI	HFO		6.4	5.5			2013	2024	VS	VS	VS	VS
Brikama II*	Warsila	DI	HFO		8	0			2011		VS	VS	VS	VS

* Hors Service

Ghana

Nom de la centrale	Groupe	Type	Combustible primaire	Combustible secondaire	Capacité Installée [MW]	Capacité Disponible [MW]	Rendement (comb. primaire) [GJ/MWh]	Rendement (comb. secondaire) [GJ/MWh]	Année de mise en service	Année de déclassé	Taux d'interruption fortuite [%]	Maintenance planifiée [h/year]	Coûts O&M variables [\$/MWh]	Coûts O&M fixes [\$/kW/year]
TAPCO	GT1	CC	DDO	NG	110	100	8	8.7	1997		35%		2/ 5	VS
TAPCO	GT2	CC	DDO	NG	110	100	8	8.7	1997				2/ 5	VS
TAPCO	ST	CC	DDO	NG	110	100	8	8.7	1998				2/ 5	VS
TICO	GT1	CC	DDO	NG	110	100	8	8.7	2001		15%		2/ 5	VS
TICO	GT2	CC	DDO	NG	110	100	8	8.7	2001				2/ 5	VS
TICO	ST	CC	DDO	NG	120	100	8	8.7	2012				2/ 5	VS
CENIT	GT1	GT	DDO	NG	126	100	11.4	11.6	2012		8%		4.5	VS
TT1PP	GT1	GT	DDO	NG	126	100	11.4	11.6	2009		12%		VS	VS
TT2PP	GT1	GT	DDO	NG	12.9	11.7	11.1	11.2	2010		15%		VS	VS
TT2PP	GT2	GT	DDO	NG	12.9	11.7	11.1	11.2	2010		15%		VS	VS
TT2PP	GT3	GT	DDO	NG	7.9	7.2	11.1	11.2	2010		15%		VS	VS
TT2PP	GT4	GT	DDO	NG	7.9	7.2	11.1	11.2	2010		15%		VS	VS
TT2PP	GT5	GT	DDO	NG	7.9	7.2	11.1	11.2	2010		15%		VS	VS
KTPP1	GT1	CC	DDO	NG	110	100	VS	VS	2017		15%		VS	VS
KTPP2	GT2	CC	DDO	NG	110	100	VS	VS	2017		15%		VS	VS
AKSA	GT	GT	HFO		370	345	VS	VS	2017		10%		VS	VS
KARPOWER III	GT	GT	HFO		675	646	VS	VS	2015-2018		10%		VS	VS
AMERI	GT	GT	NG		250	230		VS	2016		10%		VS	VS
SUNSON ASOGLI	CC1	CC	NG		200	180			2010		10%		VS	VS
SUNSON ASOGLI	CC2	CC	NG	DDO	360	340			2016		15%		VS	VS

Version finale

Guinée

Nom de la centrale	Groupe	Type	Combustible primaire	Combustible secondaire	Capacité Installée [MW]	Capacité Disponible [MW]	Rendement (comb. primaire) [GJ/MWh]	Rendement (comb. secondaire) [GJ/MWh]	Année de mise en service	Année de déclassement	Taux d'interruption fortuite [%]	Maintenance planifiée [h/year]	Coûts O&M variables [\$/MWh]	Coûts O&M fixes [\$/kW/year]
G-Energie	G1	DI	DDO		21.25	17			2015		VS	VS	VS	VS
G-Energie	G2	DI	DDO		21.25	17			2015		VS	VS	VS	VS
Kaloum1	11G	DI	HFO		4.06	3.7			2015		VS	VS	VS	VS
Kaloum1	12G	DI	HFO		4.06	3.7			2015		VS	VS	VS	VS
Kaloum1	13G	DI	HFO		4.06	3.7			2015		VS	VS	VS	VS
Kaloum1	14G	DI	HFO		4.06	3.7			2015		VS	VS	VS	VS
Kaloum1	15G	DI	HFO		4.06	3.7			2015		VS	VS	VS	VS
Kaloum1	16G	DI	HFO		4.06	3.7			2015		VS	VS	VS	VS
Kaloum2	21G	DI	HFO		8.74	7.6			2016		VS	VS	VS	VS
Kaloum2	22G	DI	HFO		8.74	7.6			2016		VS	VS	VS	VS
Kaloum2	23G	DI	HFO		8.74	7.6			2016		VS	VS	VS	VS
Kaloum3	31G	DI	HFO		11.2	10			1997		VS	VS	VS	VS
Kaloum3	32G	DI	HFO		11.2	10			1997		VS	VS	VS	VS
Kaloum3	33G	DI	HFO		11.2	10			1997		VS	VS	VS	VS
Kaloum3	34G	DI	HFO		11.2	10			1999		VS	VS	VS	VS
Kaloum5	51G	DI	HFO		11.0	10			2005		VS	VS	VS	VS
Kaloum5	52G	DI	HFO		11.0	10			2005		VS	VS	VS	VS
Kaloum5	53G	DI	HFO		11.0	10			2005		VS	VS	VS	VS
Kipé	G1	DI	HFO		8.74	6.5			2016		VS	VS	VS	VS
Kipé	G2	DI	HFO		8.74	6.5			2016		VS	VS	VS	VS
Kipé	G3	DI	HFO		8.74	6.5			2016		VS	VS	VS	VS

Version finale

Kipé	G4	DI	HFO		8.74	6.5			2016		VS	VS	VS	VS
Kipé	G5	DI	HFO		8.74	6.5			2016		VS	VS	VS	VS
Kipé	G6	DI	HFO		8.74	6.5			2016		VS	VS	VS	VS

Guinée Bissau

Nom de la centrale	Groupe	Type	Combustible primaire	Combustible secondaire	Capacité Installée [MW]	Capacité Disponible [MW]	Rendement (comb. primaire) [GJ/MWh]	Rendement (comb. secondaire) [GJ/MWh]	Année de mise en service	Année de déclassement	Taux d'interruption fortuite [%]	Maintenance planifiée [h/year]	Coûts O&M variables [\$/MWh]	Coûts O&M fixes [\$/kW/year]
Aggrekko	Location1	DI	DDO		15	15	VS	VS		2018	VS	VS	VS	VS

Liberia

Nom de la centrale	Groupe	Type	Combustible primaire	Combustible secondaire	Capacité Installée [MW]	Capacité Disponible [MW]	Rendement (comb. primaire) [GJ/MWh]	Rendement (comb. secondaire) [GJ/MWh]	Année de mise en service	Année de déclassement	Taux d'interruption fortuite [%]	Maintenance planifiée [h/year]	Coûts O&M variables [\$/MWh]	Coûts O&M fixes [\$/kW/year]
Existing	DI1	DI	DDO		22.6		VS	VS		2018	VS	VS	VS	VS

Mali

Nom de la centrale	Groupe	Type	Combustible primaire	Combustible secondaire	Capacité Installée [MW]	Capacité Disponible [MW]	Rendement (comb. primaire) [GJ/MWh]	Rendement (comb. secondaire) [GJ/MWh]	Année de mise en service	Année de déclassement	Taux d'interruption fortuite [%]	Maintenance planifiée [h/year]	Coûts O&M variables [\$/MWh]	Coûts O&M fixes [\$/kW/year]
Darsalam	TAC	GT	DDO		24.6	24.6	15.6		1999	2023	VS	VS	VS	VS
Balingué	G1	DI	HFO		6.46	6.46	9.4		2000	2020	VS	VS	VS	VS
Balingué	G2	DI	HFO		6.46	6.46	9.4		2000	2020	VS	VS	VS	VS
Balingué	G3	DI	HFO		6.46	6.46	9.4		2000	2020	VS	VS	VS	VS
Balingué	G4	DI	HFO		4.94	4.94	9.4		2001	2021	VS	VS	VS	VS
Balingué BID	G1	DI	HFO		12.16	8.45	VS		2011	2026	VS	VS	VS	VS
Balingué BID	G2	DI	HFO		12.15	8.45	VS		2011	2026	VS	VS	VS	VS
Balingué BID	G3	DI	HFO		12.15	8.45	VS		2011	2026	VS	VS	VS	VS
Balingué BID	G4	DI	HFO		12.15	8.45	VS		2011	2026	VS	VS	VS	VS
Balingué BID	G5	DI	HFO		11.5	8.1	VS		2015	2030	VS	VS	VS	VS
Balingué BID	G6	DI	HFO		11.5	8.1	VS		2015	2030	VS	VS	VS	VS
Aggreko (Balingué)		DI	DDO		30	30	VS				VS	VS	VS	VS
Aggreko (DarSalam)		DI	DDO		11	11	VS				VS	VS	VS	VS
Aggreko (Kati)		DI	DDO		22	22	VS				VS	VS	VS	VS
SES (Lafia)		DI	DDO		10	10	VS				VS	VS	VS	VS
SES (Koutiala)		DI	DDO		10	10	VS				VS	VS	VS	VS
Aggreko (Dakar)		DI	DDO		40	40	VS				VS	VS	VS	VS

Version finale

Niger

Nom de la centrale	Groupe	Type	Combustible primaire	Combustible secondaire	Capacité Installée [MW]	Capacité Disponible [MW]	Rendement (comb. primaire) [GJ/MWh]	Rendement (comb. secondaire) [GJ/MWh]	Année de mise en service	Année de déclassément	Taux d'interruption fortuite [%]	Maintenance planifiée [h/year]	Coûts O&M variables [\$/MWh]	Coûts O&M fixes [\$/kW/year]
NIAMEY	1	DI	DO		11.5	9			1980		VS	VS	VS	VS
NIAMEY	2	DI	DO		12	9			1982		VS	VS	VS	VS
GOUDEL	PC4	DI	DO		10	9			1980		VS	VS	VS	VS
GOUDEL	MTU1-7	DI	DO		15.4	12.6			2009		VS	VS	VS	VS
GAYA	CAT	DI	DO		0.292	0.2			1998		VS	VS	VS	VS
GAYA	VOLVO	DI	DO		0.504	0.42			2011		VS	VS	VS	VS
MARADI	CAT	DI	DO		0.728	0.7			1989		VS	VS	VS	VS
MARADI	VOLVO P1-3	DI	DO		1.512	1.2			2009		VS	VS	VS	VS
MARADI	MTU1-2	DI	DO		4.2	3.4			2009		VS	VS	VS	VS
TAHOUA	CAT	DI	DO		2.548	1.5			1988-1991		VS	VS	VS	VS
TAHOUA	VOLVO P1-2	DI	DO		1.008	0.8			2009		VS	VS	VS	VS
MALBAZA	MTU	DI	DO		1.28	0.75			1999		VS	VS	VS	VS
MALBAZA	AGO	DI	DO		1.1	0.8			1980		VS	VS	VS	VS
MALBAZA	MTU1-4	DI	DO		6.4	6			2015		VS	VS	VS	VS
ZINDER		DI	DO		3.192	2.6			1991		VS	VS	VS	VS
ZINDER	MTU1-2	DI	DO		4	3.2			2009		VS	VS	VS	VS
SONICHAR	GTA1		COAL		18.8	18.8			1981		VS	VS	VS	VS
SONICHAR	GTA2		COAL		18.8	18.8			1982		VS	VS	VS	VS
AGADEV	GR1-6	DI	DO		1.888	1.4			1979-2012		VS	VS	VS	VS

Version finale

Nom de la centrale	Groupe	Type	Combustible primaire	Combustible secondaire	Capacité Installée	Capacité Disponible	Rendement (comb. primaire)	Rendement (comb. secondaire)	Année de mise en service	Année de déclassément	Taux d'interruption fortuite	Maintenance planifiée	Coûts O&M variables	Coûts O&M fixes
DIFFA	GR1-10	DI	DO		7.552	6.664			2004-2015		VS	VS	VS	VS
GOROU BANDA	1	DI	DO		20	20	195,597 kg/MWh		2016		VS	VS	VS	VS
GOROU BANDA	2	DI	DO		20	20	195,597 kg/MWh		2016		VS	VS	VS	VS
GOROU BANDA	3	DI	DO		20	20	195,597 kg/MWh		2016		VS	VS	VS	VS
GOROU BANDA	4	DI	COAL		20	20	195,597 kg/MWh		2016		VS	VS	VS	VS
AGGREKO		DI	DO		10	10			2012		VS	VS	VS	VS
AGGREKO		DI	DO		10	10			2012		VS	VS	VS	VS
AGGREKO		DI	DO		10	10			2012		VS	VS	VS	VS

Nigeria

Nom de la centrale	Groupe	Type	Combustible primaire	Combustible secondaire	Capacité Installée	Capacité Disponible	Rendement (comb. primaire)	Rendement (comb. secondaire)	Année de mise en service	Année de déclassément	Taux d'interruption fortuite	Maintenance planifiée	Coûts O&M variables	Coûts O&M fixes
					[MW]	[MW]	[GJ/MWh]	[GJ/MWh]			[%]	[h/year]	[\$/MWh]	[\$/kW/year]
DELTA		GT	NG		879	511	14.152		1990-2005		VS	VS	VS	VS
AFAM IV-V		GT	NG		804	0			1982-2002		VS	VS	VS	VS
GEREGU GAS		GT	NG		414	414	11.134		2013		VS	VS	VS	VS
OMOTOSHO GAS		GT	NG		335	335	12.649		2007		VS	VS	VS	VS
OLORUNSOGO GAS		GT	NG		335	293	23.21		2007		VS	VS	VS	VS
GEREGU NIPP		GT	NG		444	444	11.622		2013		VS	VS	VS	VS
SAPLE NIPP		GT	NG		454	113	10.149		2011		VS	VS	VS	VS
ALAOJI NIPP		GT	NG		480	240			2013		VS	VS	VS	VS
OLORUNSOGO NIPP		CC	NG		758	631	13.307		2011-2012		VS	VS	VS	VS
OMOTOSHO NIPP		GT	NG		505	505	15.366		2012		VS	VS	VS	VS

Nom de la centrale	Groupe	Type	Combustible primaire	Combustible secondaire	Capacité Installée	Capacité Disponible	Rendement (comb. primaire)	Rendement (comb. secondaire)	Année de mise en service	Année de déclassément	Taux d'interruption fortuite	Maintenance planifiée	Coûts O&M variables	Coûts O&M fixes
ODUKPANI NIPP		GT	NG		565	113			2015		VS	VS	VS	VS
IHOVBOR NIPP		GT	NG		452	339	12.444		2013-2014		VS	VS	VS	VS
OKPAI		CC	NG		450	450	8.426		2005		VS	VS	VS	VS
AFAM VI		CC	NG		728	650	8.839		2005-2009		VS	VS	VS	VS
IBOM POWER		GT	NG		196	154	13.465		2009-2016		VS	VS	VS	VS
AES EBUTE BARGE		GT	NG		279	279			2002		VS	VS	VS	VS
OMOKU		GT	NG		150	75			2006		VS	VS	VS	VS
TRANS AMADI		GT	NG		100	75			2010		VS	VS	VS	VS
RIVERS IPP		GT	NG		191	160			2012		VS	VS	VS	VS
GBARAIN		GT	NG		113	113			2016		VS	VS	VS	VS
PARAS ENERGY		GT	NG		52	52					VS	VS	VS	VS
EGBIN		ST	NG		1320	880	11.479		1985-1987		VS	VS	VS	VS
SAPELE		ST	NG		528	528	15.304		1990		VS	VS	VS	VS

Sénégal

Nom de la centrale	Groupe	Type	Combustible primaire	Combustible secondaire	Capacité Installée	Capacité Disponible	Rendement (comb. primaire)	Rendement (comb. secondaire)	Année de mise en service	Année de déclassément	Taux d'interruption fortuite	Maintenance planifiée	Coûts O&M variables	Coûts O&M fixes
					[MW]	[MW]	[GJ/MWh]	[GJ/MWh]			[%]	[h/year]	[\$/MWh]	[\$/kW/year]
Bel-air	G601	DI	HFO		16.45	15	16		2006		VS	VS	VS	VS
Bel-air	G602	DI	HFO		16.45	15	16		2006		VS	VS	VS	VS
Bel-air	G603	DI	HFO		16.45	15	16		2006		VS	VS	VS	VS
Bel-air	G604	DI	HFO		16.45	15	16		2006		VS	VS	VS	VS
Bel-air	G605	DI	HFO		16.45	15	16		2013		VS	VS	VS	VS

Nom de la centrale	Groupe	Type	Combustible primaire	Combustible secondaire	Capacité Installée	Capacité Disponible	Rendement (comb. primaire)	Rendement (comb. secondaire)	Année de mise en service	Année de déclassement	Taux d'interruption fortuite	Maintenance planifiée	Coûts O&M variables	Coûts O&M fixes
Bel-air	G606	DI	HFO		16.45	15	16		2013		VS	VS	VS	VS
Cap-des-Biches	G401	DI	HFO		21	17.5	9.4		1969	2020	VS	VS	VS	VS
Cap-des-Biches	G402	DI	HFO		21	17.5	9.4		1969	2020	VS	VS	VS	VS
Cap-des-Biches	G403	DI	HFO		23	20	9.2		1997		VS	VS	VS	VS
Cap-des-Biches	G404	DI	HFO		15	13	8.8		2003		VS	VS	VS	VS
Cap-des-Biches	G405	DI	HFO		15	13	8.8		2003		VS	VS	VS	VS
Cap-des-Biches	IPP	CC	HFO		82	82	VS				VS	VS	VS	VS
Tobene	IPP	GT	HFO		105	105	VS				VS	VS	VS	VS
Kaolack	C7	DI	HFO		90	90	VS				VS	VS	VS	VS
Kounoune	IPP	DI	HFO		43	43	9.2		2007		VS	VS	VS	VS
Boutoute	Boutoute	GT	DDO		18.8	18.8	VS		1984-2005		VS	VS	VS	VS
Boutoute	Location		DDO		10	10	VS		2010	2021	VS	VS	VS	VS

Version finale

Sierra Leone

Nom de la centrale	Groupe	Type	Combustible primaire	Combustible secondaire	Capacité Installée	Capacité Disponible	Rendement (comb. primaire)	Rendement (comb. secondaire)	Année de mise en service	Année de déclassement	Taux d'interruption fortuite	Maintenance planifiée	Coûts O&M variables	Coûts O&M fixes
					[MW]	[MW]	[GJ/MWh]	[GJ/MWh]			[%]	[h/year]	[\$/MWh]	[\$/kW/year]
Freetown	G1	DI	DDO		37	VS	VS	VS			VS	VS	VS	VS

Togo

Nom de la centrale	Groupe	Type	Combustible primaire	Combustible secondaire	Capacité Installée [MW]	Capacité Disponible [MW]	Rendement (comb. primaire) [GJ/MWh]	Rendement (comb. secondaire) [GJ/MWh]	Année de mise en service	Année de déclassement	Taux d'interruption fortuite [%]	Maintenance planifiée [h/year]	Coûts O&M variables [\$/MWh]	Coûts O&M fixes [\$/kW/year]
Lomé	TAG CEB	GT	NG	JET A1	20	20	14.8	14.8	1998	2025	VS	VS	VS	VS
Contour Global	TG1	GT	NG		16.62	15			2010		VS	VS	VS	VS
Contour Global	TG2	GT	NG		16.62	15			2010		VS	VS	VS	VS
Contour Global	TG3	GT	NG		16.62	15			2010		VS	VS	VS	VS
Contour Global	TG4	GT	NG		16.62	15			2010		VS	VS	VS	VS
Contour Global	TG5	GT	NG		16.62	15			2010		VS	VS	VS	VS
Contour Global	TG6	GT	NG		16.62	15			2010		VS	VS	VS	VS
Lomé	DI CEET	DI	DDO		16	5	12.9	12.9	1979		VS	VS	VS	VS
Kara	DI CEET	DI	DDO		16	4	13.3		1968		VS	VS	VS	VS
Sokodé	DI CEET	DI	DDO		4	1.5	13.3				VS	VS	VS	VS

Version finale

Centrales hydroélectriques

Bénin

Nom de la centrale	Groupe	Type	Capacité Installée	Capacité Disponible	Année de mise en service	Année de déclassement	Taux d'interruption fortuite	Maintenance planifiée	Coûts O&M variables	Coûts O&M fixes	Energie produite moyenne	Energie produite garantie
			[MW]		[MW]		[%]	[h/year]	[\$/MWh]	[\$/MWh]	[\$/kW/year]	[\$/kW/year]
Yéripao	G1	DAM	0.5	0.5			VS	VS	VS	VS	VS	VS

Burkina Faso

Nom de la centrale	Groupe	Type	Capacité Installée	Capacité Disponible	Année de mise en service	Année de déclassement	Taux d'interruption fortuite	Maintenance planifiée	Coûts O&M variables	Coûts O&M fixes	Energie produite moyenne	Energie produite garantie
			[MW]		[MW]		[%]	[h/year]	[\$/MWh]	[\$/MWh]	[\$/kW/year]	[\$/kW/year]
BAGRE			16.72	16	1993	2018	VS	VS	VS	VS	VS	VS
KOMPIENGA			14.28	14	1989	2013	VS	VS	VS	VS	VS	VS
NIOFILA			1.5	1.5	1996	2021	VS	VS	VS	VS	VS	VS
TOURNI			0.5	0.5	1996	2021	VS	VS	VS	VS	VS	VS

Côte d'Ivoire

Nom de la centrale	Groupe	Type	Capacité Installée	Capacité Disponible	Année de mise en service	Année de déclassement	Taux d'interruption fortuite	Maintenance planifiée	Coûts O&M variables	Coûts O&M fixes	Energie produite moyenne	Energie produite garantie
				[MW]	[MW]		[%]	[h/year]	[\$/MWh]	[\$/MWh]	[\$/kW/year]	[\$/kW/year]
Ayamé 1	G1	DAM	11	11	1959		VS	VS	VS	VS	VS	VS
Ayamé 1	G2	DAM	11	11	1959		VS	VS	VS	VS	VS	VS
Ayamé 2	G3	ROR	15.2	15.2	1965		VS	VS	VS	VS	VS	VS
Ayamé 2	G4	ROR	15.2	15.2	1965		VS	VS	VS	VS	VS	VS
Buyo	G1	DAM	54.9	54.9	1980		VS	VS	VS	VS	VS	VS
Buyo	G2	DAM	54.9	54.9	1980		VS	VS	VS	VS	VS	VS
Buyo	G3	DAM	54.9	54.9	1980		VS	VS	VS	VS	VS	VS
Kossou	G1	DAM	58.5	58.5	1972		VS	VS	VS	VS	VS	VS
Kossou	G2	DAM	58.5	58.5	1972		VS	VS	VS	VS	VS	VS
Kossou	G3	DAM	58.5	58.5	1972		VS	VS	VS	VS	VS	VS
Soubré	G1	DAM	93	93	2017		VS	VS	VS	VS	VS	VS
Soubré	G2	DAM	93	93	2017		VS	VS	VS	VS	VS	VS
Soubré	G3	DAM	93	93	2017		VS	VS	VS	VS	VS	VS
Taabo	G1	DAM	70.2	70.2	1979		VS	VS	VS	VS	VS	VS
Taabo	G2	DAM	70.2	70.2	1979		VS	VS	VS	VS	VS	VS
Taabo	G3	DAM	70.2	70.2	1979		VS	VS	VS	VS	VS	VS
Faye	G1	ROR	2.5	2.5			VS	VS	VS	VS	VS	VS
Faye	G2	ROR	2.5	2.5			VS	VS	VS	VS	VS	VS

Version finale

Ghana

Nom de la centrale	Groupe	Type	Capacité Installée	Capacité Disponible	Année de mise en service	Année de déclassé	Taux d'interruption fortuite	Maintenance planifiée	Coûts O&M variables	Coûts O&M fixes	Energie produite moyenne	Energie produite garantie
			[MW]	[MW]	[MW]		[%]	[h/year]	[\$/MWh]	[\$/MWh]	[\$/kW/year]	[\$/kW/year]
Akosombo	G1	DAM	170	150	1965		10%		0.1	14.3		
Akosombo	G2	DAM	170	150	1965		10%		0.1	14.3		
Akosombo	G3	DAM	170	150	1965		10%		0.1	14.3		
Akosombo	G4	DAM	170	150	1965		10%		0.1	14.3	4171	3100
Akosombo	G5	DAM	170	150	1965		10%		0.1	14.3		
Akosombo	G6	DAM	170	150	1965		10%		0.1	14.3		
Bui	G1	DAM	133.3	114	2013		15%		0.1	14		
Bui	G2	DAM	133.3	114	2013		15%		0.1	14	1000	
Bui	G3	DAM	133.3	114	2013		15%		0.1	14		
Kpong	G1	ROR	40	36	1982		28%		0.1	14.3		
Kpong	G2	ROR	40	36	1982		28%		0.1	14.3		
Kpong	G3	ROR	40	36	1982		28%		0.1	14.3	880	622
Kpong	G4	ROR	40	36	1982		28%		0.1	14.3		

Version finale

Guinée

Nom de la centrale	Groupe	Type	Capacité Installée [MW]	Capacité Disponible [MW]	Année de mise en service [MW]	Année de déclassément	Taux d'interruption fortuite [%]	Maintenance planifiée [h/year]	Coûts O&M variables [\$/MWh]	Coûts O&M fixes [\$/MWh]	Energie produite moyenne [\$/kW/year]	Energie produite garantie [\$/kW/year]
Kaleta	1	ROR	80	80	2015		VS	VS	VS	VS	938.8	228
Kaleta	2	ROR	80	80	2015		VS	VS	VS	VS		
Kaleta	3	ROR	80	80	2015		VS	VS	VS	VS		
Garafiri	1	DAM	25	25	1999		VS	VS	VS	VS	258	204
Garafiri	2	DAM	25	25	1999		VS	VS	VS	VS		
Garafiri	3	DAM	25	25	1999		VS	VS	VS	VS		
Grandes Chutes	1	DAM	5	4.5	1954		VS	VS	VS	VS	127	99.2
Grandes Chutes	2	DAM	5		1954		VS	VS	VS	VS		
Grandes Chutes	3	DAM	8.5	6.6	1986		VS	VS	VS	VS		
Grandes Chutes	4	DAM	8.5	6.7	1986		VS	VS	VS	VS		
Donkea	1	ROR	7.5	7.5	1970		VS	VS	VS	VS	72.4	55.5
Donkea	2	ROR	7.5	7.5	1970		VS	VS	VS	VS		
Banéah	1	DAM	2.5	0	1989		VS	VS	VS	VS	6.4	
Banéah	2	DAM	2.5	0	1989		VS	VS	VS	VS		
Kinkon	1	DAM	0.85	0.85	1970/2006		VS	VS	VS	VS	11.6	10.8
Kinkon	2	DAM	0.85	0.85	1970/2007		VS	VS	VS	VS		
Kinkon	3	DAM	0.85	0.85	1970/2008		VS	VS	VS	VS		
Kinkon	4	DAM	0.85	0.85	1970/2009		VS	VS	VS	VS		
Tinkisso	3	DAM	0.533	05	1974		VS	VS	VS	VS	5	

Version finale

Mali

Nom de la centrale	Groupe	Type	Capacité Installée	Capacité Disponible	Année de mise en service	Année de déclassé	Taux d'interruption fortuite	Maintenance planifiée	Coûts O&M variables	Coûts O&M fixes	Energie produite moyenne	Energie produite garantie
			[MW]	[MW]	[MW]		[%]	[h/year]	[\$/MWh]	[\$/MWh]	[\$/kW/year]	[\$/kW/year]
SELINGUE	T1	DAM	11.75	11.75	1980		VS	VS	VS	VS		
SELINGUE	T2	DAM	11.75	11.75	1981		VS	VS	VS	VS	231.9	197.7
SELINGUE	T3	DAM	11.75	11.75	1980		VS	VS	VS	VS		
SELINGUE	T4	DAM	11.75	11.75	1981		VS	VS	VS	VS		
SOTUBA	T1	ROR	2.85	2.85	1966		VS	VS	VS	VS		
SOTUBA	T2	ROR	2.85	2.85	1966		VS	VS	VS	VS	34.5	33.4
MANANTALI	1	DAM	40	40	1988		VS	VS	VS	VS		
MANANTALI	2	DAM	40	40	1988		VS	VS	VS	VS		
MANANTALI*	3	DAM	40	40	1988		VS	VS	VS	VS	800	500
MANANTALI*	4	DAM	40	40	1988		VS	VS	VS	VS		
MANANTALI*	5	DAM	40	40	1988		VS	VS	VS	VS		
FELOU*	1	ROR	21.5	20	2013		VS	VS	VS	VS		
FELOU*	2	ROR	21.5	20	2013		VS	VS	VS	VS	350	320
FELOU*	3	ROR	21.5	20	2013		VS	VS	VS	VS		

* OMVS

Version finale

Nigeria

Nom de la centrale	Groupe	Type	Capacité Installée [MW]	Capacité Disponible	Année de mise en service [MW]	Année de déclassément	Taux d'interruption fortuite [%]	Maintenance planifiée [h/year]	Coûts O&M variables [\$/MWh]	Coûts O&M fixes [\$/MWh]	Energie produite moyenne [\$/kW/year]	Energie produite garantie [\$/kW/year]
KAINJI	G5-6		2x 120	240	1968		VS	VS	VS	VS		
KAINJI	G7-10		4x 80	0	1978		VS	VS	VS	VS		
KAINJI	G11-12		2x 100	200	1976		VS	VS	VS	VS		
JEBBA	G1-6		6x 101	506	1983-1988		VS	VS	VS	VS		
SHIRORO	G1-4		4x 150	450	1990		VS	VS	VS	VS		

Sierra Leone

Nom de la centrale	Groupe	Type	Capacité Installée [MW]	Capacité Disponible	Année de mise en service [MW]	Année de déclassément	Taux d'interruption fortuite [%]	Maintenance planifiée [h/year]	Coûts O&M variables [\$/MWh]	Coûts O&M fixes [\$/MWh]	Energie produite moyenne [\$/kW/year]	Energie produite garantie [\$/kW/year]
Bumbuna	G1	DAM	45	VS	VS	VS	VS	VS	VS	VS	VS	VS
Dodo	G1	DAM	6	VS	VS	VS	VS	VS	VS	VS	VS	VS
Bankasoka, Charlotte, Makali	G1	DAM	5	VS	VS	VS	VS	VS	VS	VS	VS	VS

Togo

Nom de la centrale	Groupe	Type	Capacité Installée	Capacité Disponible	Année de mise en service	Année de déclassé	Taux d'interruption fortuite	Maintenance planifiée	Coûts O&M variables	Coûts O&M fixes	Energie produite moyenne	Energie produite garantie
			[MW]	[MW]	[MW]		[%]	[h/year]	[\$/MWh]	[\$/MWh]	[\$/kW/year]	[\$/kW/year]
Nangbeto	G1	DAM	32.8	32.5	VS	VS	VS	VS	VS	VS	172.7	91
Nangbeto	G2	DAM	32.8	32.5	VS	VS	VS	VS	VS	VS		

Centrales renouvelables

Burkina Faso

Nom de la centrale	Type	Capacité Installée [MW]	Capacité Disponible [MW]	Année de mise en service	Année de déclassement	Taux d'interruption fortuite [%]	Maintenance planifiée [h/year]	Coûts O&M variables [\$/MWh]	Coûts O&M fixes [\$/kW/year]
Zagtouli	PV	33		2017		VS	VS	VS	VS
Ziga	PV	11		2017		VS	VS	VS	VS

Ghana

Nom de la centrale	Type	Capacité Installée [MW]	Capacité Disponible [MW]	Année de mise en service	Année de déclassement	Taux d'interruption fortuite [%]	Maintenance planifiée [h/year]	Coûts O&M variables [\$/MWh]	Coûts O&M fixes [\$/kW/year]
Winneba	PV	20	20	2016		VS	VS	VS	VS
Navrongo	PV	2.5	2.5	2013		VS	VS	VS	VS

Niger

/

Nigeria

/

Senegal

Nom de la centrale	Type	Capacité Installée [MW]	Capacité Disponible [MW]	Année de mise en service	Année de déclassement	Taux d'interruption fortuite [%]	Maintenance planifiée [h/year]	Coûts O&M variables [\$/MWh]	Coûts O&M fixes [\$/kW/year]
Bokhol	PV	20	20	2016		VS	VS	VS	VS
Malicounda (+2.5 MW stockage)	PV	22	11	2016		VS	VS	VS	VS
Mekhè	PV	30	29	2017		VS	VS	VS	VS
Mérina Dakhar	PV	30	20	2017		VS	VS	VS	VS
Sakal	PV	20	20	2018		VS	VS	VS	VS
Senergy	PV	29.5	29.5			VS	VS	VS	VS
Kaolack	PV	20	20			VS	VS	VS	VS

Sierra Leone

/

ANNEXE C : LISTE DES UNITÉS DE PRODUCTION PLANIFIÉES ET ENVISAGÉES

Version finale

Projets thermiques

Bénin

Nom de la centrale	Groupe	Type	Combustible primaire	Combustible secondaire	Capacité Installée [MW]	Capacité Disponible [MW]	Rendement (comb. primaire) [GJ/MWh]	Rendement (comb. secondaire) [GJ/MWh]	Statut	Année de mise en service
Maria Gleta	TAG- APR	GT	NG		50	50	VS		Décidé	2020
Maria Gleta	CC	CC	NG		450	450	VS		Envisagé	

Burkina Faso

Nom de la centrale	Groupe	Type	Combustible primaire	Combustible secondaire	Capacité Installée [MW]	Capacité Disponible [MW]	Rendement (comb. primaire) [GJ/MWh]	Rendement (comb. secondaire) [GJ/MWh]	Statut	Année de mise en service
FADA					7.5	7.5	VS		Décidé	2018
KOSSODO					50	50	VS		Décidé	2020
Ouaga-Ouest					100	100	VS		Envisagé	
Ouaga-NordOuest					70	70	VS		Envisagé	

Côte d'Ivoire

Nom de la centrale	Groupe	Type	Combustible primaire	Combustible secondaire	Capacité Installée [MW]	Capacité Disponible [MW]	Rendement (comb. primaire) [GJ/MWh]	Rendement (comb. secondaire) [GJ/MWh]	Statut	Année de mise en service
Azito IV	TAG	CC	NG		180	180	VS		Décidé	2019
Azito IV	TAV	CC			100	100	VS		Décidé	2020
Ciprel V	TAG	CC	NG		260	240	VS		Décidé	2019
Ciprel V	TAV	CC			130	110	VS		Décidé	2020
Songon	TAG1	CC	NG		123	123	VS		Envisagé	
Songon	TAG2	CC	NG		123	123	VS		Envisagé	
Songon	TAV	CC	NG		123	123	VS		Envisagé	
Abatta	TAG1	CC	NG		123	123	VS		Envisagé	
Abatta	TAG2	CC	NG		123	123	VS		Envisagé	
Abatta	TAV	CC	NG		123	123	VS		Envisagé	
Aboisso (Biokala)			BIO		23	23	VS		Envisagé	
Aboisso (Biokala)			BIO		23	23	VS		Envisagé	
San Pedro I	ST 1	ST	COAL		350	350	VS		Envisagé	
San Pedro I	ST 2	ST	COAL		350	350	VS		Envisagé	
San Pedro II	ST 1	ST	COAL		350	350	VS		Envisagé	
San Pedro II	ST 2	ST	COAL		350	350	VS		Envisagé	

Gambie

Nom de la centrale	Groupe	Type	Combustible primaire	Combustible secondaire	Capacité Installée [MW]	Capacité Disponible [MW]	Rendement (comb. primaire) [GJ/MWh]	Rendement (comb. secondaire) [GJ/MWh]	Statut	Année de mise en service
Kotu	G5	DI	HFO		6.4	5.5	VS		Décidé	2018
Brikama I	G7	DI	HFO		6.4	5.5	VS		Décidé	2018
Brikama II	G1	DI	HFO		8	7	VS		Décidé	2018
Brikama III	G1	DI	HFO		10	8.5	VS		Décidé	2019
Brikama III	G2	DI	HFO		10	8.5	VS		Décidé	2020

Ghana

Nom de la centrale	Groupe	Type	Combustible primaire	Combustible secondaire	Capacité Installée [MW]	Capacité Disponible [MW]	Rendement (comb. primaire) [GJ/MWh]	Rendement (comb. secondaire) [GJ/MWh]	Statut	Année de mise en service
KPONT	ST	CC	NG	DDO	120	100	VS	VS	Décidé	2018
CENPOWER	CC	CC	NG	DDO	360	340	VS	VS	Décidé	2018

Guinée Bissau

Nom de la centrale	Groupe	Type	Combustible primaire	Combustible secondaire	Capacité Installée [MW]	Capacité Disponible [MW]	Rendement (comb. primaire) [GJ/MWh]	Rendement (comb. secondaire) [GJ/MWh]	Statut	Année de mise en service
Bor (BOAD)	1	DI	HFO		15	15	VS	VS	Décidé	2018
BADEA	1	DI	DDO		22	22	VS	VS	Décidé	2018

Liberia

Nom de la centrale	Groupe	Type	Combustible primaire	Combustible secondaire	Capacité Installée [MW]	Capacité Disponible [MW]	Rendement (comb. primaire) [GJ/MWh]	Rendement (comb. secondaire) [GJ/MWh]	Statut	Année de mise en service
Bushrod		DI	HFO		48	48	VS		Décidé	2019

Mali

Nom de la centrale	Groupe	Type	Combustible primaire	Combustible secondaire	Capacité Installée [MW]	Capacité Disponible [MW]	Rendement (comb. primaire) [GJ/MWh]	Rendement (comb. secondaire) [GJ/MWh]	Statut	Année de mise en service
ALBATROS (Kayes)		DI	HFO		92	92	VS		Décidé	2020

Niger

Nom de la centrale	Groupe	Type	Combustible primaire	Combustible secondaire	Capacité Installée [MW]	Capacité Disponible [MW]	Rendement (comb. primaire) [GJ/MWh]	Rendement (comb. secondaire) [GJ/MWh]	Statut	Année de mise en service
SONICHAR			COAL		68.8	68.8	VS		Décidé	2018
GOROU BANDA 2		DI	DO		20	20	VS		Décidé	2017-2019
Diesel Nord		DI	DO		4.5	4.5	VS		Décidé	2017
SALKADAMNA phase 1	1	ST	COAL		50	50	VS		Envisagé	
SALKADAMNA phase 1	2	ST	COAL		50	50	VS		Envisagé	
SALKADAMNA phase 1	3	ST	COAL		50	50	VS		Envisagé	
SALKADAMNA phase 1	4	ST	COAL		50	50	VS		Envisagé	
SALKADAMNA phase 2		ST	COAL		4x100	4x100	VS		Envisagé	

Nigeria

Nom de la centrale	Groupe	Type	Combustible primaire	Combustible secondaire	Capacité Installée [MW]	Capacité Disponible [MW]	Rendement (comb. primaire) [GJ/MWh]	Rendement (comb. secondaire) [GJ/MWh]	Statut	Année de mise en service
GBARAIN/UBIE I		GT	NG		113	113			Décidé	2017
EGBEMA I - NIPP		GT	NG		113	113			Décidé	2018
OMOKU - NIPP		GT	NG		113	113			Décidé	2018
ALAOJI 2+ NIPP		ST	NG		285	285			Décidé	2025

EGBEMA I - NIPP	GT	NG	113	113	Décidé	2019
EGBEMA I - NIPP	GT	NG	113	113	Décidé	2019
KADUNA IPP	GT	NG	215	215	Décidé	2019
OMOKU - NIPP	GT	NG	113	113	Décidé	2019
AZURA	GT	NG	3x150	450	Envisagé	2018
AFAM III	GT	NG	8x30	240	Envisagé	2018
OKPAI IPP II - AGIP	GT	NG	2x150	300	Envisagé	2020
OKPAI IPP II - AGIP	ST	NG	150	150	Envisagé	2020
IBOM II	GT	NG	4x138	552	Envisagé	2020
ASCO	GT	NG	2x55	110	Envisagé	2021
ELEME	GT	NG	75	75	Envisagé	2021
QUA IBOE POWER PLANT	GT	NG	4x130	250	Envisagé	2021
Cummins Power Gen LTD	GT	NG	150	150	Envisagé	2021
ONDO IPP - King Line	GT	NG	200	200	Envisagé	2021
TURBINE DRIVE	GT	NG	3x167	501	Envisagé	2021
EGBIN 2+	GT	NG	4x300	1200	Envisagé	2021
EGBIN 2+	ST	NG	2x350	700	Envisagé	2021
SAPELE POWER PLC	GT	NG	30x20	600	Envisagé	2021
ZUMA	GT	NG	374	374	Envisagé	2021
PARAS	GT	NG	2x150	300	Envisagé	2022
OMA POWER GENERATION COMPANY	GT	NG	500	500	Envisagé	2022
CENTURY IPP	GT	NG	4x124	496	Envisagé	2022
BRESSON NIGERIA LTD	GT	NG	2x45	90	Envisagé	2022

SAPELE POWER PLC	GT	NG	100	100	Envisagé	2022
ETHIOPE	GT	NG	2x172	344	Envisagé	2022
ONDO IPP - King Line	GT	NG	150	150	Envisagé	2022
ONDO IPP - King Line	GT	NG	2x100	200	Envisagé	2022
ETHIOPE	ST	NG	156	156	Envisagé	2023
PROTON	GT	NG	150	150	Envisagé	2023
ZUMA	COAL	COAL	4x300	1200	Envisagé	2023
DELTA III 2+	GT	NG	143	143	Envisagé	2023
DELTA IV 2+	GT	NG	4x148.5	594	Envisagé	2023
LAFARGE PHASE I	GT	NG	50	50	Envisagé	2023
CALEB INLAND	GT+ST	NG	2x250	500	Envisagé	2023
ALSCON (Phase 1)	GT	NG	100	100	Envisagé	2024
YELLOW STONE	GT	NG	2x180	360	Envisagé	2024
ETHIOPE	GT	NG	2x172	344	Envisagé	2024
ETHIOPE	ST	NG	156	156	Envisagé	2024
IKOT ABASI	GT	NG	2x125	250	Envisagé	2025
LAFARGE PHASE II	GT	NG	2x110	220	Envisagé	2025
CALEB INLAND	GT+ST	NG	2x250	500	Envisagé	2025
ALSCON (Phase 2)	GT	NG	2x130	260	Envisagé	2026
ESSAR	GT	NG	6x110	660	Envisagé	2026
GEREGU NIPP 2	ST	NG	285	285	Envisagé	2027
OMOTOSHO II 2+	ST	NG	2x127	254	Envisagé	2027
CALEB INLAND	GT+ST	NG	2x250	500	Envisagé	2027
SAPELE 2 - NIPP	GT	NG	3x151	453	Envisagé	2028
OATS	GT	NG	7x100	700	Envisagé	2028
GEREGU FGN1-2	GT	NG	3x138	414	Envisagé	2029

CALABAR / ODUKPANI - NIPP	ST	NG	2x127	254	Envisagé	2029
GBARAIN / UBIE 2	ST	NG	115	115	Envisagé	2029
GEREGU NIPP 2	GT	NG	3x148	444	Envisagé	2030
CALABAR / ODUKPANI - NIPP	GT	NG	4x141	564	Envisagé	2030
EGBEMA II	ST	NG	127	127	Envisagé	2030
IHOVBOR (EYAEN) 2 - NIPP	ST	NG	2x127	254	Envisagé	2030
GBARAIN / UBIE 2	GT	NG	8x113	904	Envisagé	2030
CHEVRON AGURA	GT	NG	780	780	Envisagé	2030
SUPERTEK	GT	NG	5x100	500	Envisagé	2030
MBH	GT	NG	2x150	300	Envisagé	2030
WESTCOM	GT	NG	2x250	500	Envisagé	2030
HUDSON POWER	GT	NG	150	150	Envisagé	2030
BRESSON AS NIGERIA	GT	NG	3x150	450	Envisagé	2030
AZIKEL IPP	GT	NG	76	76	Envisagé	2030
AZIKEL IPP	GT	NG	250	250	Envisagé	2030
AZIKEL IPP	GT	NG	163	163	Envisagé	2030
TOTALFINAELF	GT	NG	420	420	Envisagé	2031
ANAMBRA STATE IPP	GT	NG	2x264	528	Envisagé	2031
KNOX	GT	NG	3x167	501	Envisagé	2031
DELTA STATE IPP	GT	NG	5x100	500	Envisagé	2032
BENCO	GT	NG	7x100	700	Envisagé	2033
ASHAKA	COAL	COAL	64	64	Envisagé	2034
RAMOS	COAL	COAL	2x500	1000	Envisagé	2034
ASHAKA / TPGL	COAL	COAL	2x250	500	Envisagé	2034

KADUNA IPP	GT	NG	900	900	Envisagé	2034
NASARAWA COAL	COAL	COAL	500	500	Envisagé	2034
FORTUNE ELECTRIC	GT	NG	5x100	500	Envisagé	2035
FORTUNE ELECTRIC	GT	NG	5x100	500	Envisagé	2035
BENUE COAL POWER	COAL	COAL	1200	1200	Envisagé	2037
ENUGU COAL POWER	COAL	COAL	2000	2000	Envisagé	2037
GWAGWALADA	CC	NG	1350	1350	Envisagé	2037

Sénégal

Nom de la centrale	Groupe	Type	Combustible primaire	Combustible secondaire	Capacité Installée [MW]	Capacité Disponible [MW]	Rendement (comb. primaire) [GJ/MWh]	Rendement (comb. secondaire) [GJ/MWh]	Statut	Année de mise en service
Sendou	IPP CES I	ST	COAL		115	115	VS		2018	Décidé
Sendou	IPP CES II	ST	COAL		115	115	VS			Envisagé
Mboro	IPP	ST	COAL		90	90	VS			Envisagé
Kayar		CC	NG		200	200	VS			Envisagé

Sierra Leone

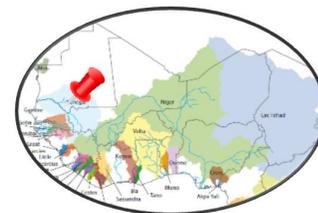
Nom de la centrale	Groupe	Type	Combustible primaire	Combustible secondaire	Capacité Installée [MW]	Capacité Disponible [MW]	Rendement (comb. primaire) [GJ/MWh]	Rendement (comb. secondaire) [GJ/MWh]	Statut	Année de mise en service

Togo

Nom de la centrale	Groupe	Type	Combustible primaire	Combustible secondaire	Capacité Installée [MW]	Capacité Disponible [MW]	Rendement (comb. primaire) [GJ/MWh]	Rendement (comb. secondaire) [GJ/MWh]	Statut	Année de mise en service
Lomé	TG	GT	NG		60	60	VS	VS	2020	Décidé

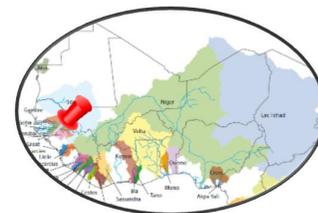
Projets Hydroélectriques

De nombreux projets hydroélectriques sont localisés sur des bassins transfrontaliers, ce qui leur donne une envergure régionale :



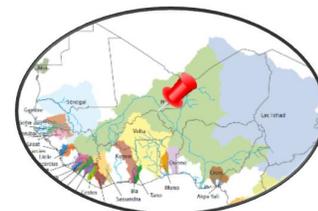
Bassin du Sénégal (OMVS)

Pays	Nom de la Centrale	Nom de la Rivière	Type	Capacité installée	Année de mise en Service	Statut	Coût total	Energie Moyenne	Energie Garantie
				[MW]			[M\$]	[GWh/an]	[GWh/an]
Guinée	Balassa	Bafing	DAM	181		Envisagée	212	470	401
Guinée	Boureya	Bafing	DAM	114		Envisagée	285	509	455
Guinée	Diaoya	Bafing	DAM	149		Envisagée	412	581	389
Guinée	Koukoutamba	Bafing	DAM	294	2024	Décidée	404	455	507
Guinée	Tene I	Tene	DAM	76.4		Envisagée	151	199	129
Mali	Gouina	Sénégal	ROR	140	2020	Décidée	407	565	227
Mali	Gourbassi	Falémé	DAM	21		Envisagée	113	104	79
Mali	Badoumbé	Bakoyé	DAM	70		Envisagée	244	410	312
Mali	Bindougou	Bafing	DAM	49.5		Envisagée	196	289	220
Mali	Moussala	Falémé	DAM	30		Envisagée	141	175	133



Bassin du fleuve Gambie (OMVG)

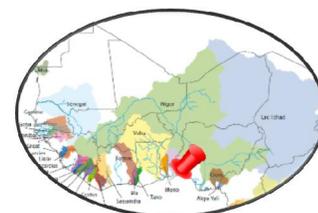
Pays	Nom de la Centrale	Nom de la Rivière	Type	Capacité installée	Année de mise en Service	Statut	Coût total	Energie Moyenne	Energie Garantie
				[MW]			[M\$]	[GWh/an]	[GWh/an]
Guinée	Digan	Gambie	DAM	93.3		Envisagée	139	243	24
Guinée	Fello	Sounga	Tomine	82		Envisagée	353	333	286
Sénégal	Sambangalou	Gambie	DAM	128	2020	Décidée	537	402	208
Guinée Bissau	Saltinho	Koliba	ROR	20		Envisagée	105	82	24



Bassin du fleuve Niger

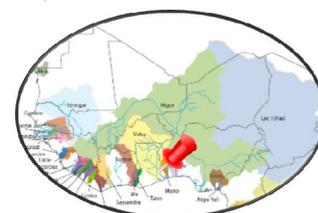
Pays	Nom de la Centrale	Nom de la Rivière	Type	Capacité installée	Année de mise en Service	Statut	Coût total	Energie Moyenne	Energie Garantie
				[MW]			[M\$]	[GWh/an]	[GWh/an]
Burkina Faso	Samendeni			2.76		Décidée	?	?	?
Burkina Faso	Bagré II			16		Envisagée	70 milliards USD	73.5	?
Burkina Faso	Bontioli			5.1		Envisagée	25 milliards USD	11.7	?
Burkina Faso	Gongourou			5		Envisagée	40 milliards USD	17.7	?
Burkina Faso	Folonzo			10.8		Envisagée	63 milliards USD	27.3	?
Burkina Faso	Ouéssa			21		Envisagée	?	?	?
Guinée	Diaraguella	Niger		72		Envisagée	221	400	298
Guinée	Amaria	Konkouré		300	2023	Décidée	377		1435
Mali	Kénié	Niger	ROR	42		Envisagée	191	199	163

Pays	Nom de la Centrale	Nom de la Rivière	Type	Capacité installée	Année de mise en Service	Statut	Coût total	Energie Moyenne	Energie Garantie
Mali	Taoussa	Niger	DAM	25		Envisagée	259	108	82
Mali	Sotuba 2	Niger	ROR	6	2021	Décidée	59	39	37
Mali	Markala	Niger	DAM	10		Envisagée	50	53	40
Niger	Kandadji	Niger		130		Envisagée	?	?	?
Niger	Gambou	Niger		105		Envisagée	?	?	?
Niger	Dyodyonga	Niger		26		Envisagée	?	?	?
Nigeria	Mambila	Niger	DAM	3050	2024	Décidée	5800	11214	8522
Nigeria	Zungeru	Kaduna	DAM	700	2022	Décidée	1335	3019	2295
Nigeria	Gurara			30	2017	Décidée	?	?	?
Nigeria	Mabon			39		Envisagée	?	?	?
Nigeria	Kashimbilla			40		Envisagée	?	?	?



Bassin de l'Oueme

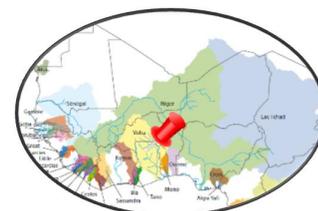
Pays	Nom de la Centrale	Nom de la Rivière	Type	Capacité installée	Année de mise en Service	Statut	Coût total	Energie Moyenne	Energie Garantie
				[MW]			[M\$]	[GWh/an]	[GWh/an]
Bénin	Ketou	Ouémé	DAM	112		Envisagée	417	114	39
Bénin	Beterou	Ouémé	DAM	23.2		Envisagée	89	31	8
Bénin	Vossa	Ouémé	DAM	79.2		Envisagée	305	105	28
Bénin	Ouloubé	Ouémé	DAM	30		Envisagée	111	39	11



Bassin de la Mono

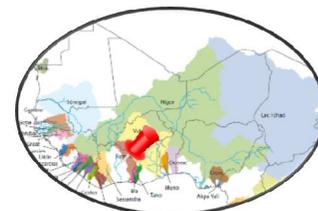
Pays	Nom de la Centrale	Nom de la Rivière	Type	Capacité installée	Année de mise en Service	Statut	Coût total	Energie Moyenne	Energie Garantie
				[MW]			[M\$]	[GWh/an]	[GWh/an]
Togo	Adjarala	Mono	DAM	147	2026	Décidée	413	264	237
Togo	Tététou	Mono	DAM	60		Envisagée	197	148	112

Togo	Kpessi	Mono	DAM	15.9		Envisagée	87	69.5
------	--------	------	-----	------	--	-----------	----	------



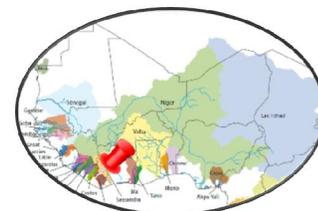
Bassin de la Volta

Pays	Nom de la Centrale	Nom de la Rivière	Type	Capacité installée	Année de mise en Service	Statut	Coût total	Energie Moyenne	Energie Garantie
				[MW]			[M\$]	[GWh/an]	[GWh/an]
Ghana	Juale		DAM	87		Envisagée	383	405	308
Ghana	Pwalugu		DAM	48		Envisagée	216	184	140
Ghana	Daboya		DAM	43		Envisagée	250	194	147
Ghana	Hemang		ROR	93		Envisagée	310	340	258
Ghana	Kulpawn		DAM	36		Envisagée	362	166	126
Burkina Faso/Ghana	Noumbiel/ Koulbi	Black Volta	DAM	60		Abandonné	355	203	154
Togo	Titira	Kéran	DAM	23.8		Envisagée	73	94.2	
Togo	Sarakawa	Kara	DAM	24.2		Envisagée	75	105.7	
Togo	Wawa	Wawa	DAM	8.4		Envisagée	27	37.4	
Togo	Baghan	Mö	DAM	5.8		Envisagée	34	25.5	



Bassin de la Comoé

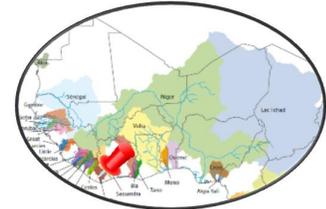
Pays	Nom de la Centrale	Nom de la Rivière	Type	Capacité installée	Année de mise en Service	Statut	Coût total	Energie Moyenne	Energie Garantie
				[MW]			[M\$]	[GWh/an]	[GWh/an]
Côte d'Ivoire	Aboisso	Comoe	DAM	90		Envisagée	248	392	298



Bassin de la Sassandra

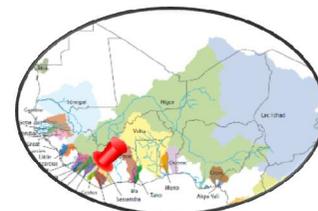
Pays	Nom de la Centrale	Nom de la Rivière	Type	Capacité installée	Année de mise en Service	Statut	Coût total	Energie Moyenne	Energie Garantie
				[MW]			[M\$]	[GWh/an]	[GWh/an]
Côte d'Ivoire	Gribo-Popoli	Sassandra	DAM	112		Envisagée	364	515	391
Côte d'Ivoire	Boutoubre	Sassandra	DAM	150		Envisagée	401	785	597
Côte d'Ivoire	Louga	Sassandra	DAM	246		Envisagée	1330.3	1330	1011

Côte d'Ivoire | **Tayaboui** | Sassandra | DAM | 80 | **Envisagée** | 890 | 653 | 593



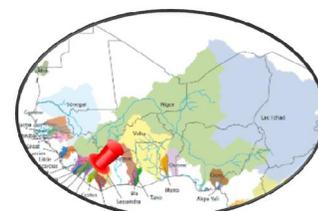
Bassin du Cavally

Pays	Nom de la Centrale	Nom de la Rivière	Type	Capacité installée	Année de mise en Service	Statut	Coût total	Energie Moyenne	Energie Garantie
				[MW]			[M\$]	[GWh/an]	[GWh/an]
Côte d'Ivoire/Liberia	Tiboto/Cavally	Cavally	DAM	113	2026	Décidé	578	912	912



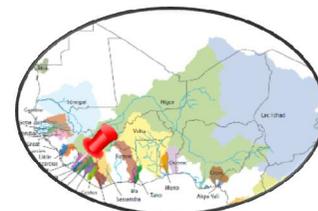
Bassin du Cestos

Pays	Nom de la Centrale	Nom de la Rivière	Type	Capacité installée	Année de mise en Service	Statut	Coût total	Energie Moyenne	Energie Garantie
				[MW]			[M\$]	[GWh/an]	[GWh/an]
Liberia	Cestos	Cestos river		41		Envisagée	150	177	134



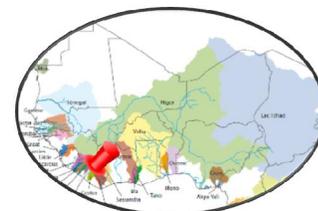
Bassin du Saint-John

Pays	Nom de la Centrale	Nom de la Rivière	Type	Capacité installée	Année de mise en Service	Statut	Coût total	Energie Moyenne	Energie Garantie
				[MW]			[M\$]	[GWh/an]	[GWh/an]
Liberia	Saint-John	Saint-John		67		Envisagée	300	289	220



Bassin du Loffa

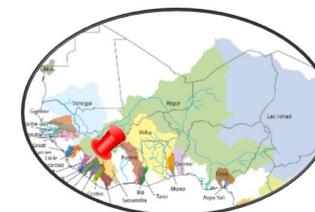
Pays	Nom de la Centrale	Nom de la Rivière	Type	Capacité installée	Année de mise en Service	Statut	Coût total	Energie Moyenne	Energie Garantie
				[MW]			[M\$]	[GWh/an]	[GWh/an]
Liberia	Loffa	Loffa river		29		Envisagée	100	125	95



Bassin du Saint-Paul

Pay-	Nom de la Centrale	Nom de la Rivière	Type	Capacité installée	Année de mise en Service	Statut	Coût total	Energie Moyenne	Energie Garantie
				[MW]			[M\$]	[GWh/an]	[GWh/an]
Liberia	Mount Coffee Reservoir (pour produire toute l'année)	Saint-Paul	DAM	88		Envisagée	511		

Liberia	Saint-Paul 1B	Saint-Paul	DAM	78		Abandonné	303	512	389
Liberia	Saint-Paul 2	Saint-Paul	DAM	120		Abandonné	465	788	599
Liberia	Saint-Paul V1	Saint-Paul	DAM	132		Abandonné	511	569	433
Liberia	Mount Coffee (+V1)	Saint-Paul	DAM	66		Abandonné	290	285	216
Liberia	Saint-Paul 1B (+V1)	Saint-Paul	DAM	65		Abandonné	252	280	213
Liberia	Saint-Paul 2(+V1)	Saint-Paul	DAM	100		Abandonné	387	431	328



Bassin du Mana Morro

Pays	Nom de la Centrale	Nom de la Rivière	Type	Capacité installée	Année de mise en Service	Statut	Coût total	Energie Moyenne	Energie Garantie
				[MW]			[M\$]	[GWh/an]	[GWh/an]
Sierra Leone/Libéria	Mano	River	Mano	180		Envisagée	487	795	612

Ces projets seront pris en considération comme option d'investissement lors de l'optimisation du plan de production et seront ainsi mis en compétition avec les autres technologies.

En outre, d'autres projets localisés sur des bassins à envergure nationale mais dont la taille ou la localisation permettrait un rayonnement régional ont été identifiés. Ils sont résumés ci-après. A l'instar des projets transfrontaliers, ils seront également considérés comme option d'investissement dans le plan directeur production. Ces projets sont résumés ci-après :

Pays	Nom de la Centrale	Nom de la Rivière	Type	Capacité installée	Année de mise en Service	Statut	Coût total	Energie Moyenne	Energie Garantie
				[MW]			[M\$]	[GWh/an]	[GWh/an]
Côte d'Ivoire	Tiassalé	Bandama	DAM	51		Envisagée	250	215	163
Côte d'Ivoire	Daboitié	Bandama	DAM	55		Envisagée	376	529	319
Côte d'Ivoire	Singrobo	Bandama	DAM	44		Envisagée	250	315	214
Guinée	Bonkon-Diaria			174		Envisagée	211	319	315
Guinée	Fetore			124		Envisagée	160	322	232
Guinée	Fomi	Niandan	DAM	90	2022	Décidé	156	374	320
Guinée	Kogbédou- Frankonédou	Milo		102		Envisagée	144	270	226
Guinée	Gozoguézia	Diani		48		Envisagée	110	259	200
Guinée	Grand Kinkon			291,4		Envisagée	298	720	618
Guinée	Kaba	Kassa B		135		Envisagée	214	528	467
Guinée	Kogbédou	Milo		12		Envisagée	61	96	86
Guinée	Kouravel			135		Envisagée	185	350	240
Guinée	Lafou			98		Envisagée	128	255	210
Guinée	Morisakano	Sankarani		100		Envisagée	260	523	438
Guinée	Nzébéla	Diani		48		Envisagée	94	225	210
Guinée	Poudaldé			90		Envisagée		342	319
Guinée	Souapiti	Konkouré		450	2021	Décidée	1008	2016	3500

Version finale

Guinée	Keno			7		Décidé			
Guinée	Tiopo	Cogon		120		Envisagée	295	590	480
Mali	Djenné (Centre Mali – Non connecté RI)			10	2021	Decided		17.75	
Sierra Leone	Bumbana II		DAM	143	2023	Décidée			237
Sierra Leone	Bumbana III (Yiben)		DAM	90		Envisagée	176	396	317
Sierra Leone	Bumbana IV&V		DAM	95		Envisagée	185	494	463
Sierra Leone	Goma II		DAM	6		Envisagée	40	30.8	1.4
Sierra Leone	Benkongor I		DAM	34.8		Envisagée	85	237	200
Sierra Leone	Benkongor II		DAM	80		Envisagée	196	414	338
Sierra Leone	Benkongor III		DAM	85.5		Envisagée	209	513	421

Projets Renouvelables

Bénin

Nom de la centrale	Type	Capacité Installée [MW]	Année de mise en service	Statut
Natitingou	PV	5	2020	Décidé
Djougou	PV	10		Envisagé
Parakou	PV	15		Envisagé
Bohicon	PV	15		Envisagé
Onigbolo	PV	35		Envisagé
Bembéréké	PV	2		Envisagé
Sakété	PV	20		Envisagé
Natitingou-Kandi	PV	20		Envisagé

Burkina Faso

Nom de la centrale	Type	Capacité Installée [MW]	Année de mise en service	Statut
Koudougou	PV	20		Envisagé
Kaya	PV	10		Envisagé
Zina	PV	26.6		Envisagé
Centrale solaire PIE 1	PV	68.24		Envisagé
Centrale solaire PIE 2	PV	80		Envisagé
WAPP	PV	150		Envisagé

Côte d'Ivoire

Nom de la centrale	Type	Capacité Installée [MW]	Année de mise en service	Statut
KORHOGO	PV	20	2018	Décidé
PORO POWER	PV	50	2019	Décidé

Nom de la centrale	Type	Capacité Installée [MW]	Année de mise en service	Statut
Centrale solaire 1	PV	25		Envisagé
Centrale solaire 2	PV	50		Envisagé
Centrale solaire 3	PV	40		Envisagé
Centrale solaire 4	PV	30		Envisagé
Centrale solaire 5	PV	30		Envisagé
Centrale solaire 6	PV	75		Envisagé

Gambie

Nom de la centrale	Type	Capacité Installée [MW]	Année de mise en service	Statut
Brkama (Z-One)	PV	10	2019	Décidé

Guinée Bissau

Nom de la centrale	Type	Capacité Installée [MW]	Année de mise en service	Statut
BOAD	PV	20	2020	Décidé

Mali

Nom de la centrale	Type	Capacité Installée [MW]	Année de mise en service	Statut
Segou	PV	33	2018	Décidé
Kita	PV	50	2018	Décidé
Sikasso	PV	50		Envisagé
Koutiala	PV	25		Envisagé
Kati	PV	40		Envisagé

Niger

Nom de la centrale	Type	Capacité Installée [MW]	Année de mise en service	Statut
Gorou Banda	PV	20	2018-2020	Décidé
Gorou Banda	PV	30		Envisagé
NCE	PV	30		Envisagé
Dosso	PV	10		Envisagé
Lossa	PV	10		Envisagé

Nigeria

Nom de la centrale	Type	Capacité Installée [MW]	Année de mise en service	Statut
Nova solar	PV	100		Envisagé
Nova scotia power	PV	80		Envisagé
Pan africa solar	PV	75		Envisagé
Lr aaron solar power plant	PV	100		Envisagé

Quaint energy solutions	PV	50		Envisagé
Nigeria solat capital partners	PV	100		Envisagé
Motir dusable	PV	100		Envisagé
Middle band solar	PV	100		Envisagé
Afrinergia solar	PV	50		Envisagé
KVK power nigeria LTD	PV	55		Envisagé
Anheed kafachan solar IPP	PV	100		Envisagé
CT cosmos	PV	70		Envisagé
Oriental	PV	50		Envisagé
EN consulting & projects - Kaduna	PV	100		Envisagé
JBS Wind power plant	Wind	100		Envisagé
Kazure (Kano disco)	PV	1000		Envisagé

Sénégal

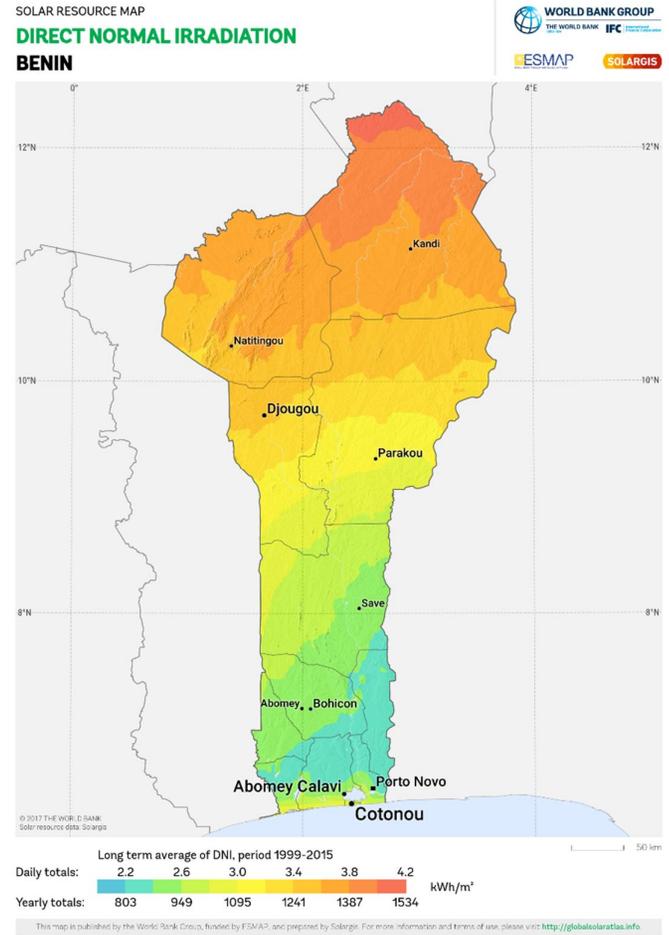
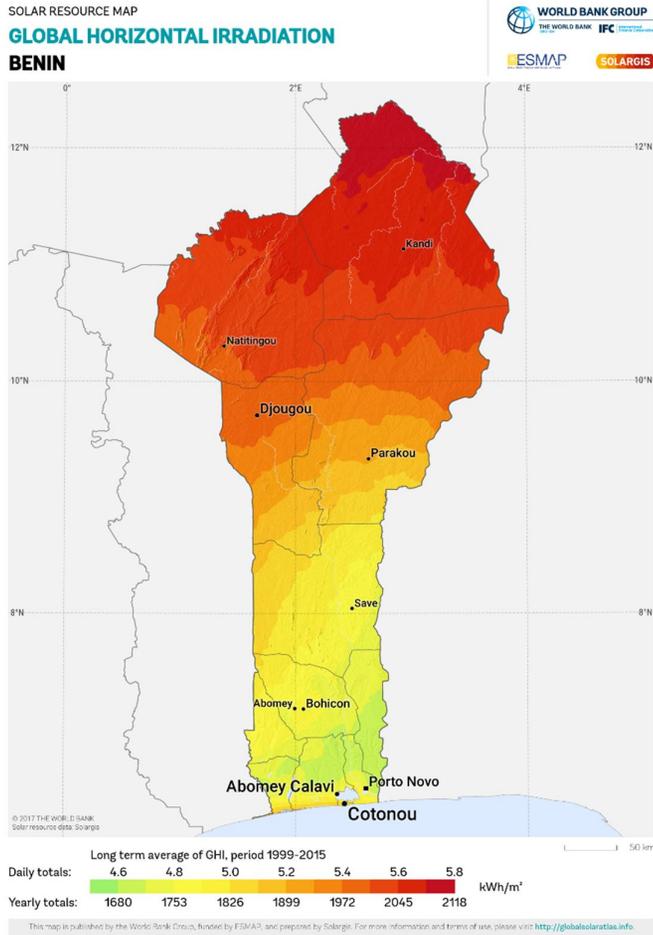
Nom de la centrale	Type	Capacité Installée [MW]	Année de mise en service	Statut
Diass	PV	25	2018	Décidée
WB	PV	100	2020	Envisagée

Togo

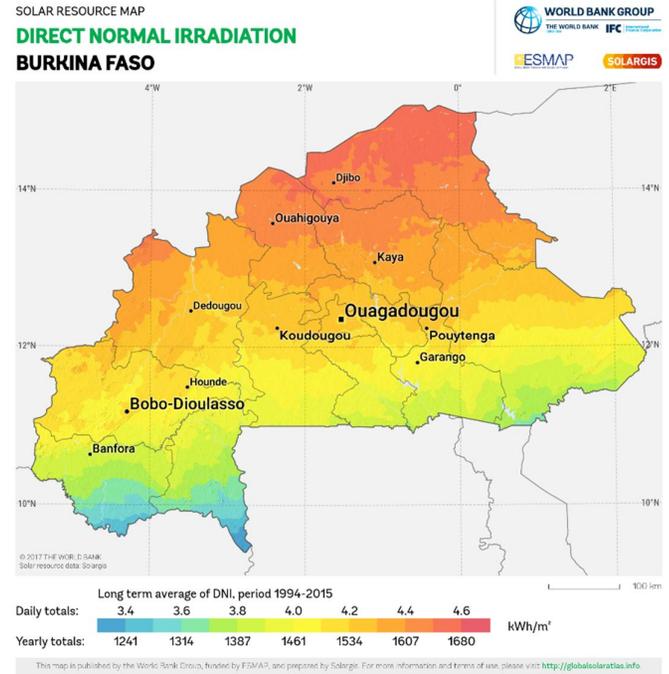
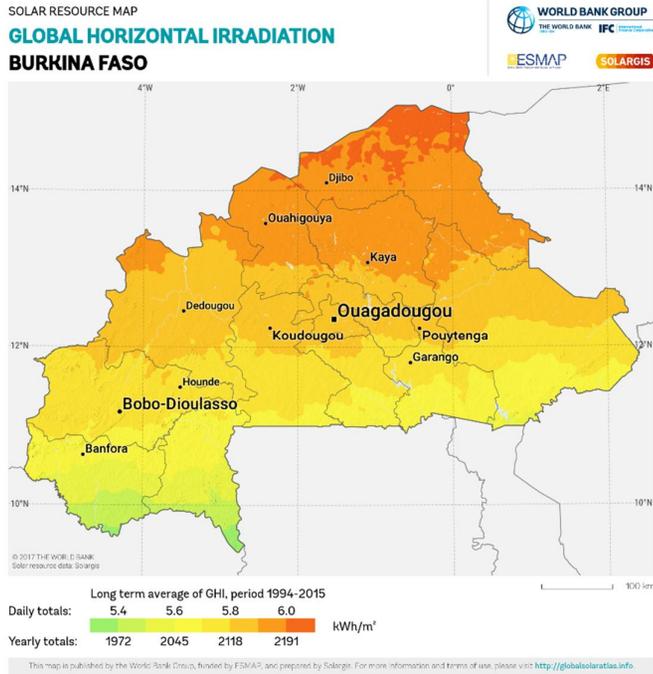
Nom de la centrale	Type	Capacité Installée [MW]	Année de mise en service	Statut
CEB PV	PV	5		Envisagée

ANNEXE D : POTENTIEL SOLAIRE PAR PAYS

Bénin

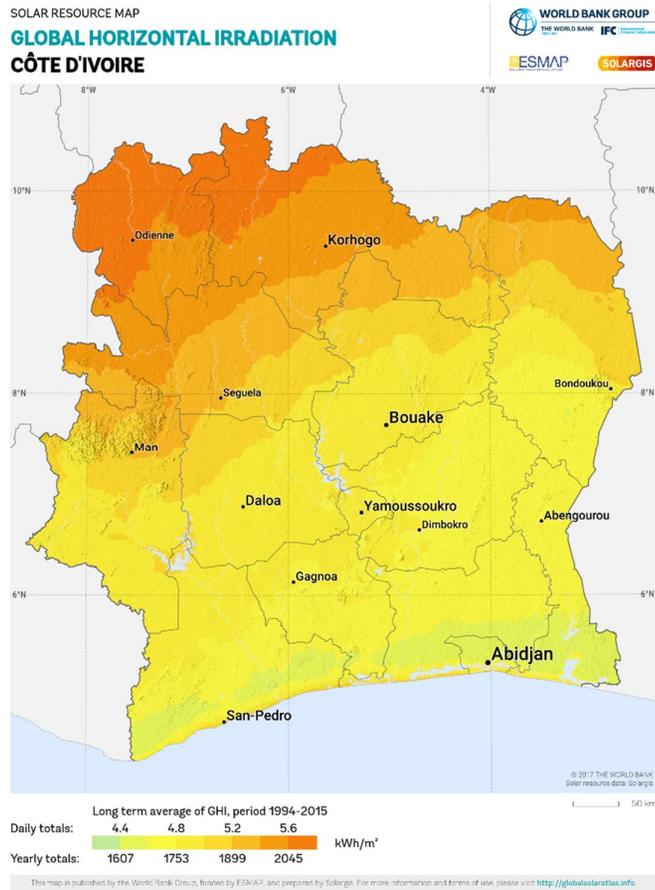


Burkina Faso



Version finale

Côte d'Ivoire



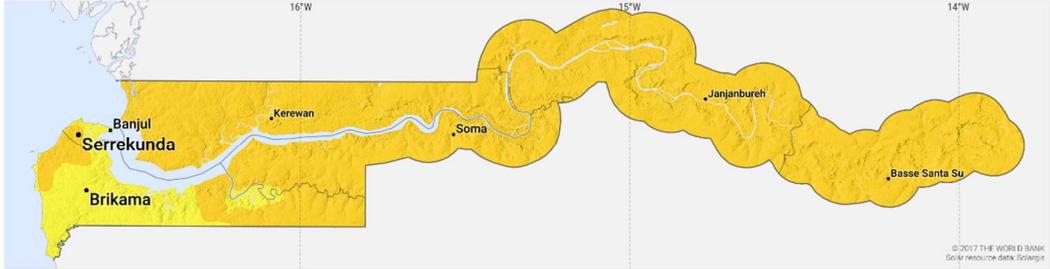
Version finale

Gambia

SOLAR RESOURCE MAP

GLOBAL HORIZONTAL IRRADIATION

THE GAMBIA



Long term average of GHI, period 1994-2015

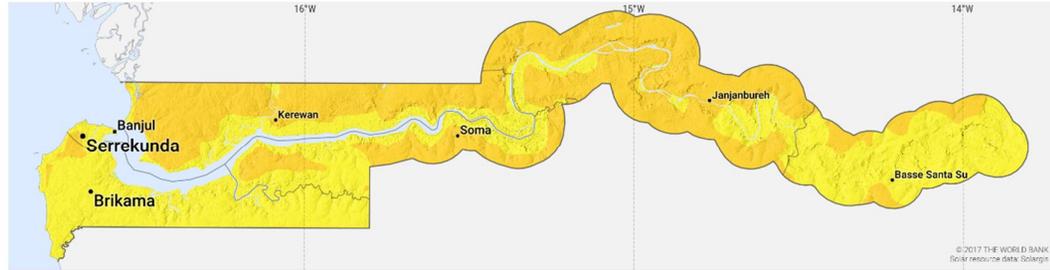
Daily totals:	5,6	5,8	kWh/m ²
Yearly totals:	2045	2118	

This map is published by the World Bank Group, funded by ESMAP, and prepared by Solargis. For more information and terms of use, please visit <http://globalsolaratlas.info>.

SOLAR RESOURCE MAP

DIRECT NORMAL IRRADIATION

THE GAMBIA



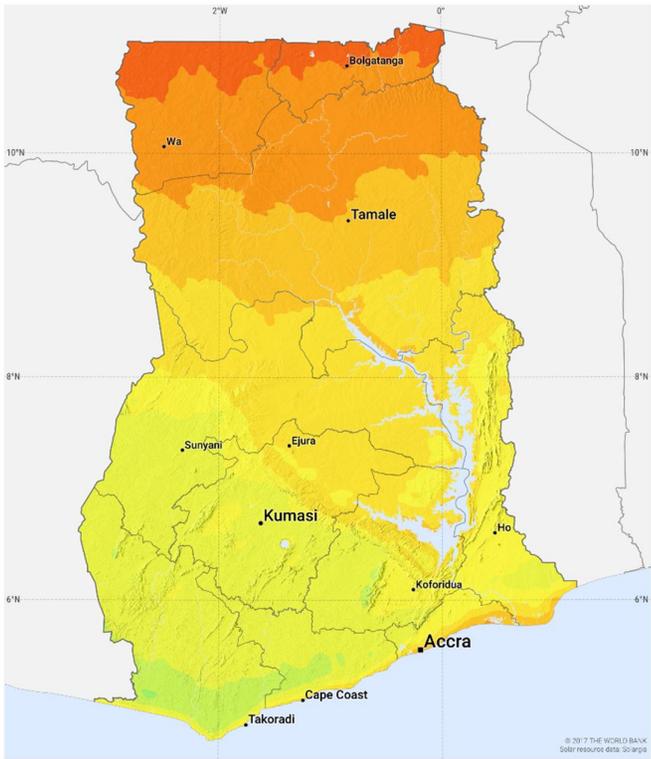
Long term average of DNI, period 1994-2015

Daily totals:	4,0	4,2	kWh/m ²
Yearly totals:	1461	1534	

This map is published by the World Bank Group, funded by ESMAP, and prepared by Solargis. For more information and terms of use, please visit <http://globalsolaratlas.info>.

Ghana

SOLAR RESOURCE MAP
GLOBAL HORIZONTAL IRRADIATION
GHANA

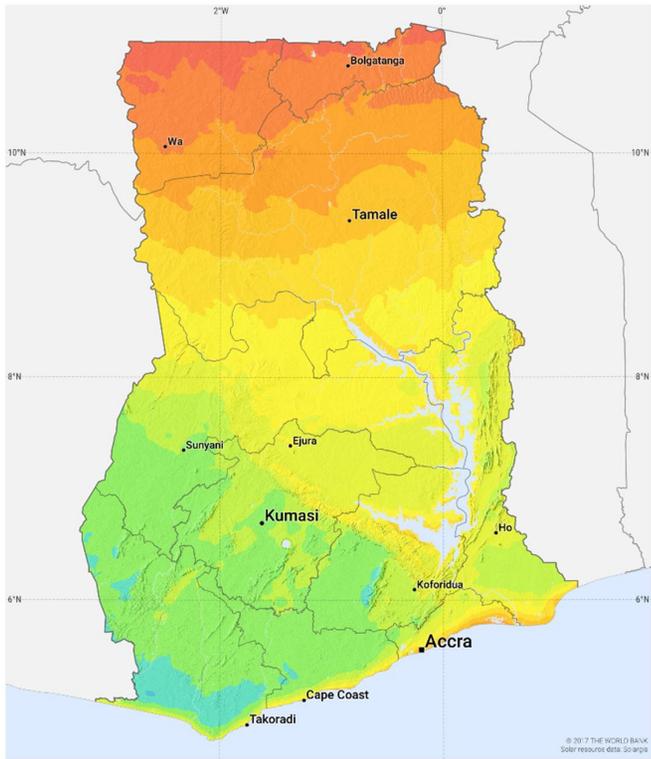


Long term average of GHI, period 1994-2015

Daily totals:	4.4	4.8	5.2	5.6	kWh/m ²
Yearly totals:	1607	1753	1899	2045	

This map is published by the World Bank Group, funded by ESMAP, and prepared by Solargis. For more information and terms of use, please visit <http://globalsolaratlas.info>

SOLAR RESOURCE MAP
DIRECT NORMAL IRRADIATION
GHANA



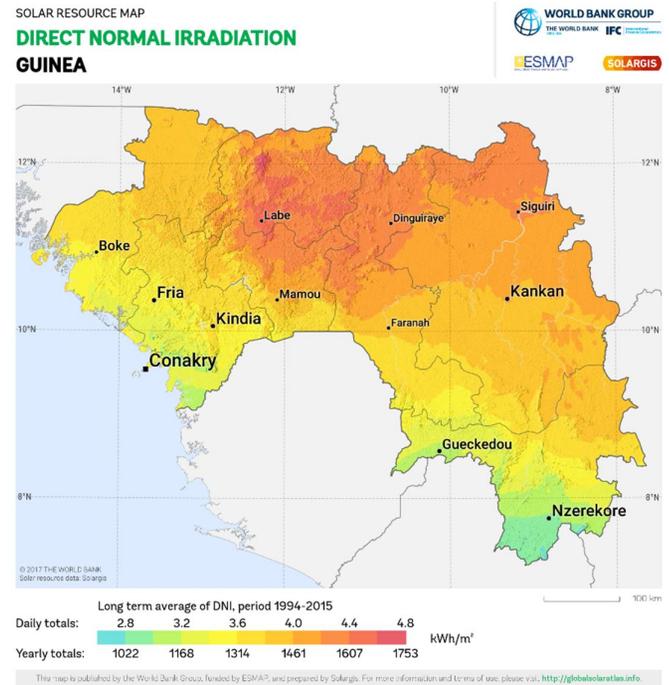
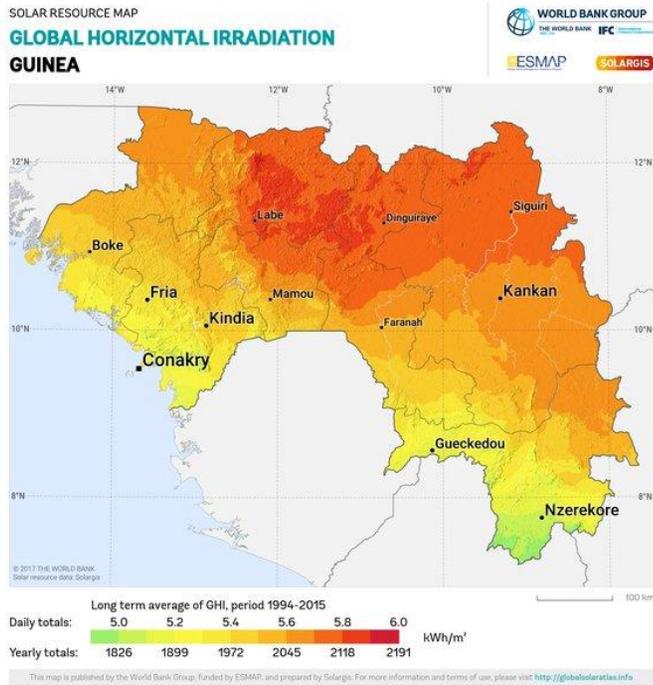
Long term average of DNI, period 1994-2015

Daily totals:	2.0	2.4	2.8	3.2	3.6	4.0	kWh/m ²
Yearly totals:	730	876	1022	1168	1314	1461	

This map is published by the World Bank Group, funded by ESMAP, and prepared by Solargis. For more information and terms of use, please visit <http://globalsolaratlas.info>

Version finale

Guinée



Guinée Bissau

SOLAR RESOURCE MAP
GLOBAL HORIZONTAL IRRADIATION
GUINEA-BISSAU



Long term average of GHI, period 1994-2015
 Daily totals: 5.4 5.6 kWh/m²
 Yearly totals: 1972 2045 kWh/m²

This map is published by the World Bank Group, funded by ESMAP, and prepared by Solargis. For more information and terms of use, please visit: <http://globalsolaratlas.info>

SOLAR RESOURCE MAP
DIRECT NORMAL IRRADIATION
GUINEA-BISSAU



Long term average of DNI, period 1994-2015
 Daily totals: 3.6 3.8 4.0 kWh/m²
 Yearly totals: 1314 1387 1461 kWh/m²

This map is published by the World Bank Group, funded by ESMAP, and prepared by Solargis. For more information and terms of use, please visit: <http://globalsolaratlas.info>

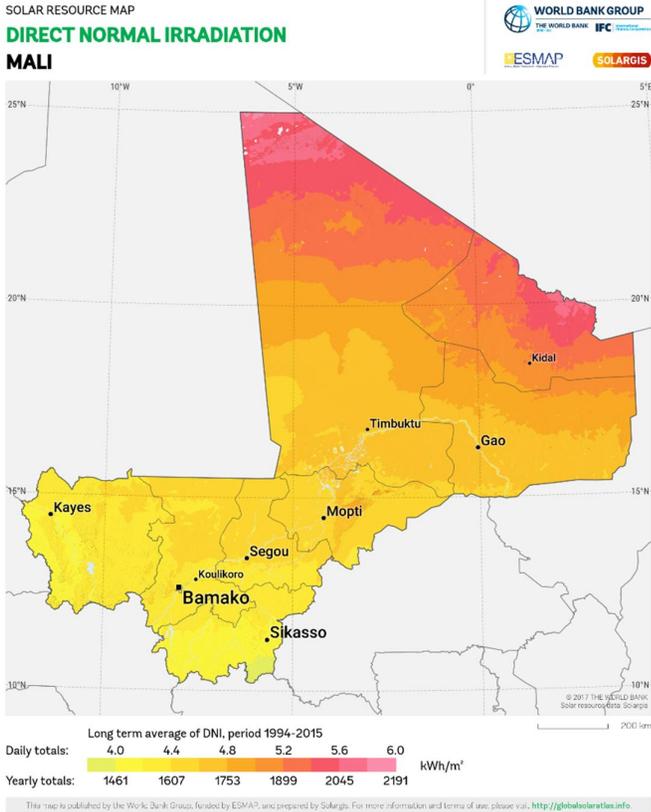
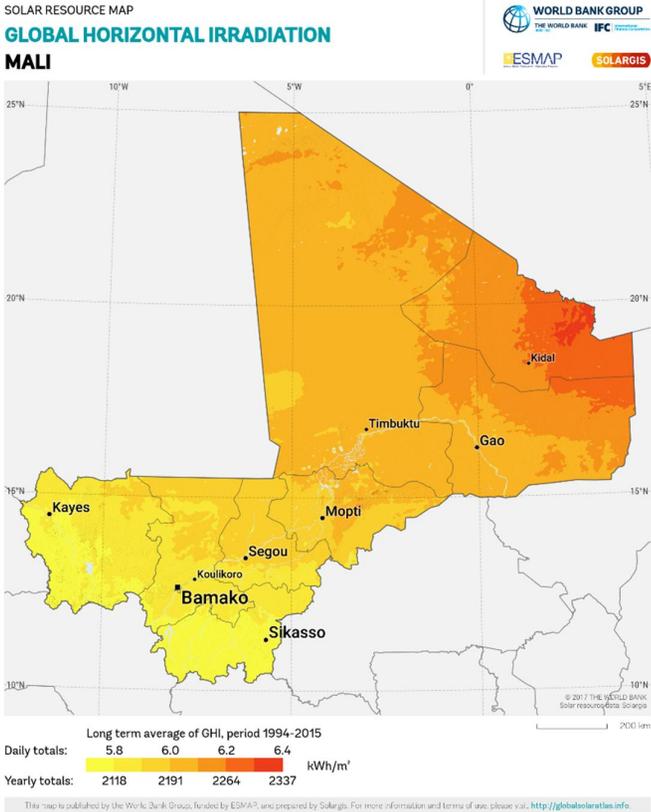
Version finale

Libéria



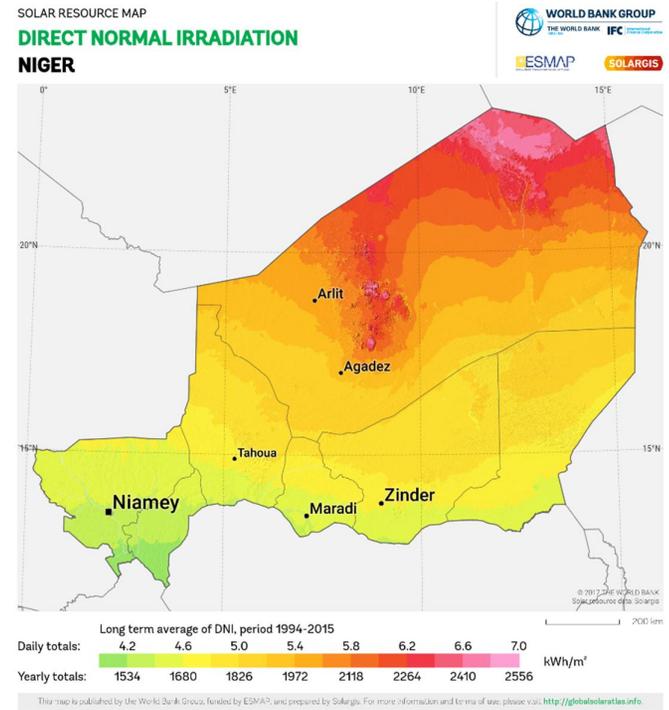
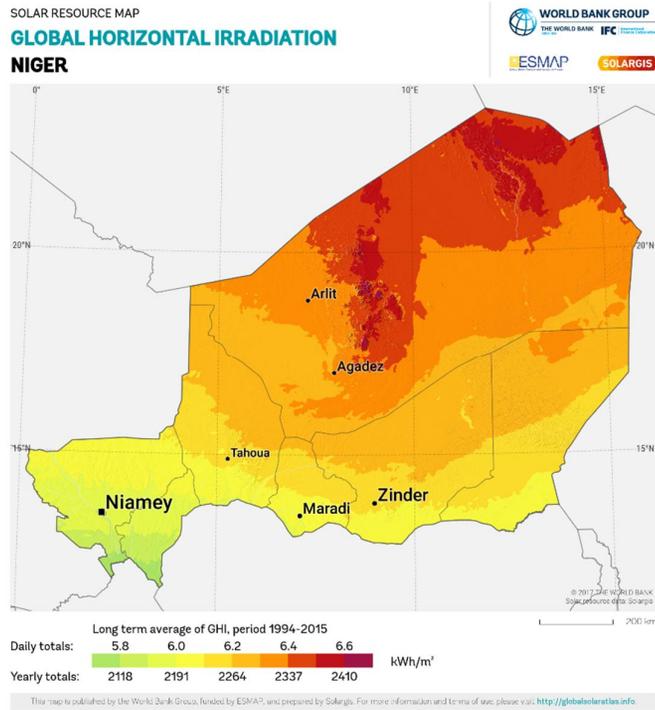
Version finale

Mali



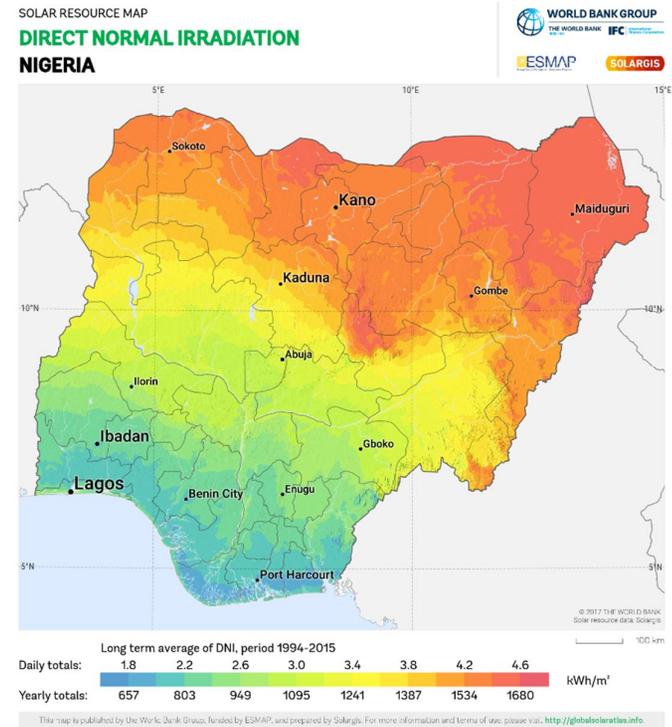
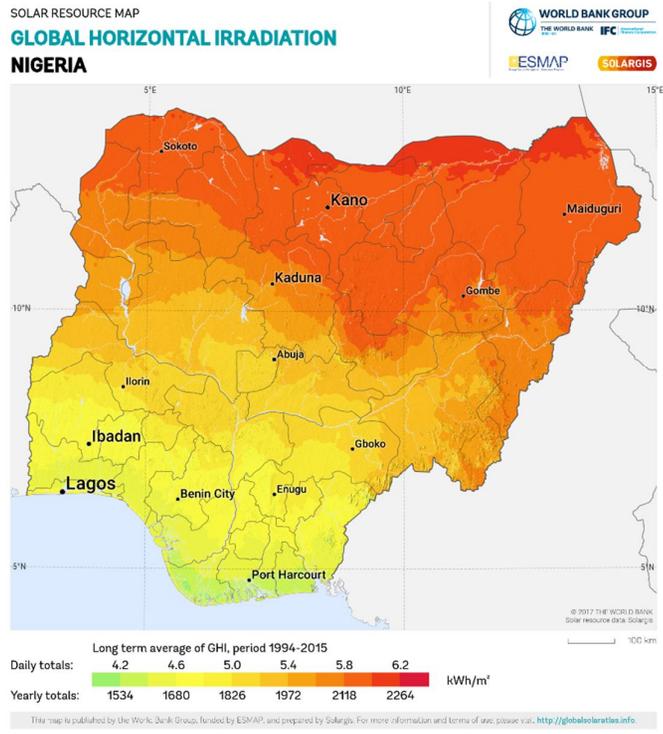
Version finale

Niger

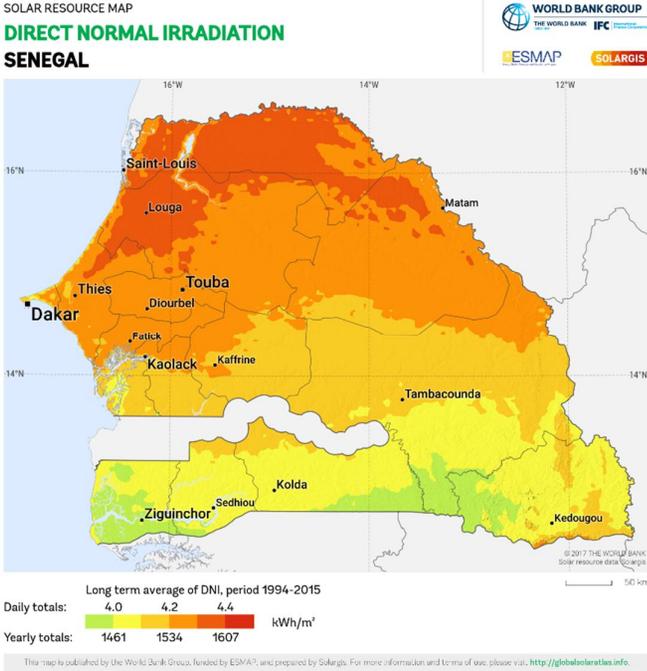
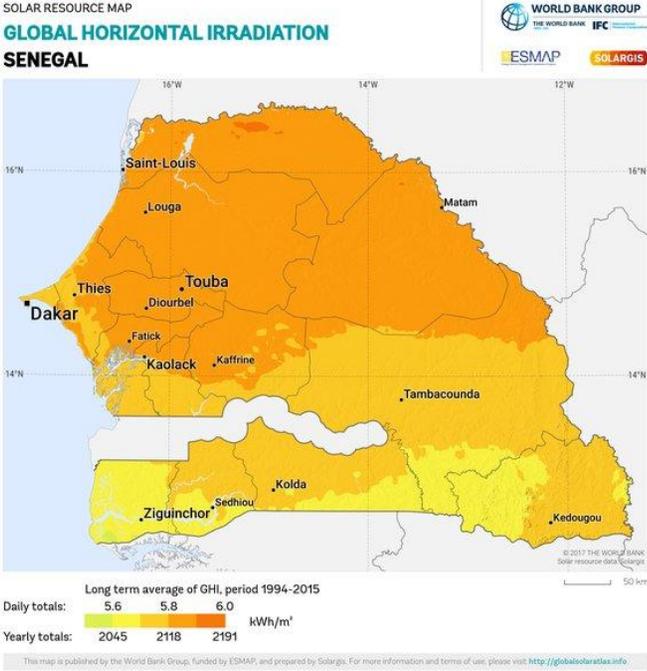


Version finale

Nigeria

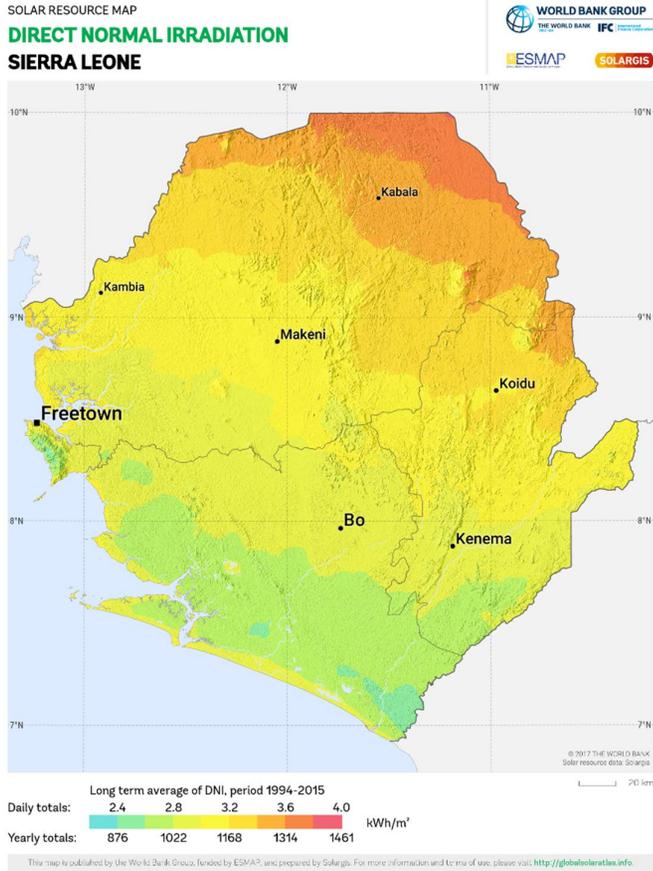
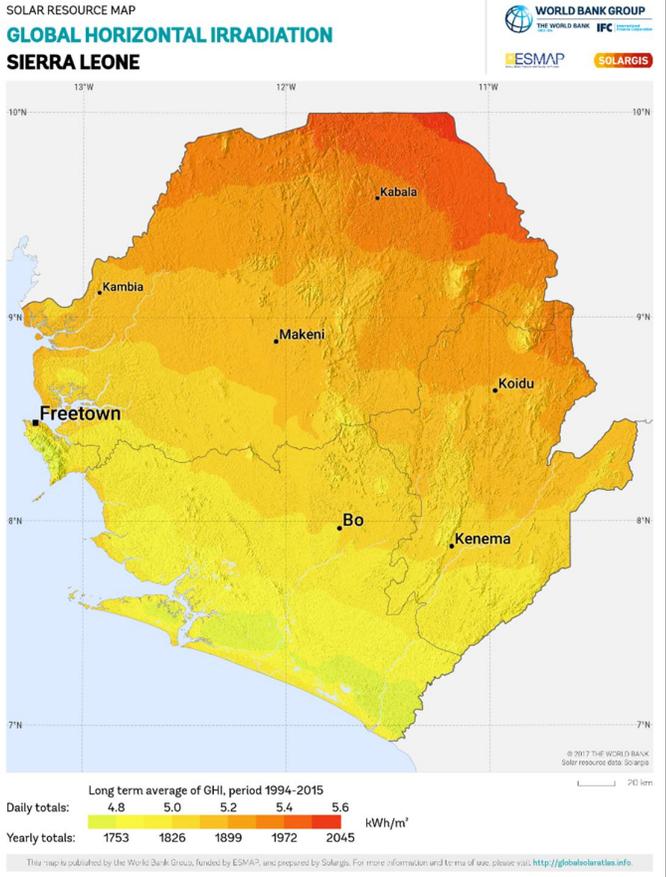


Sénégal



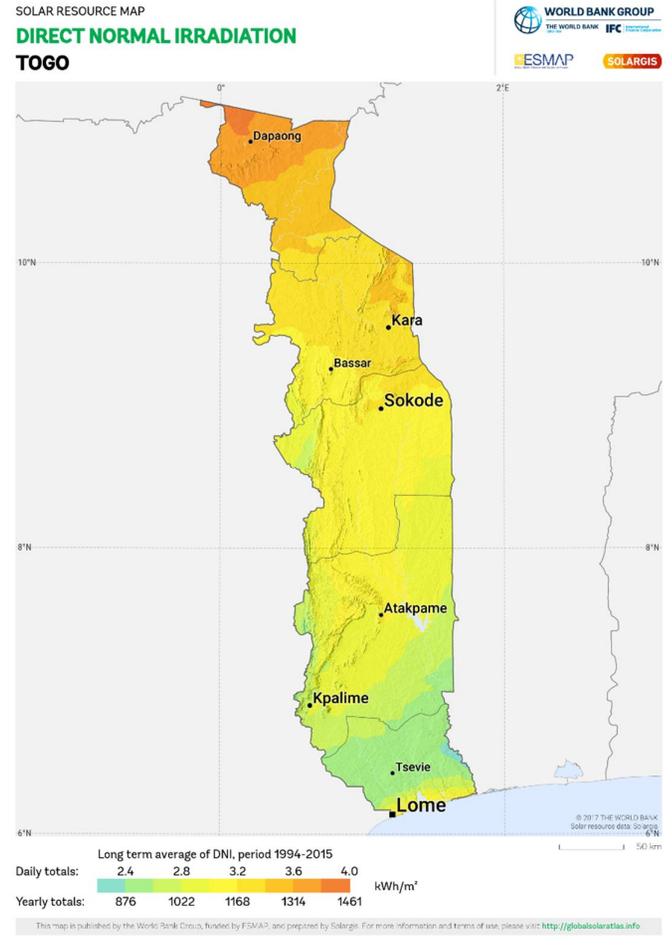
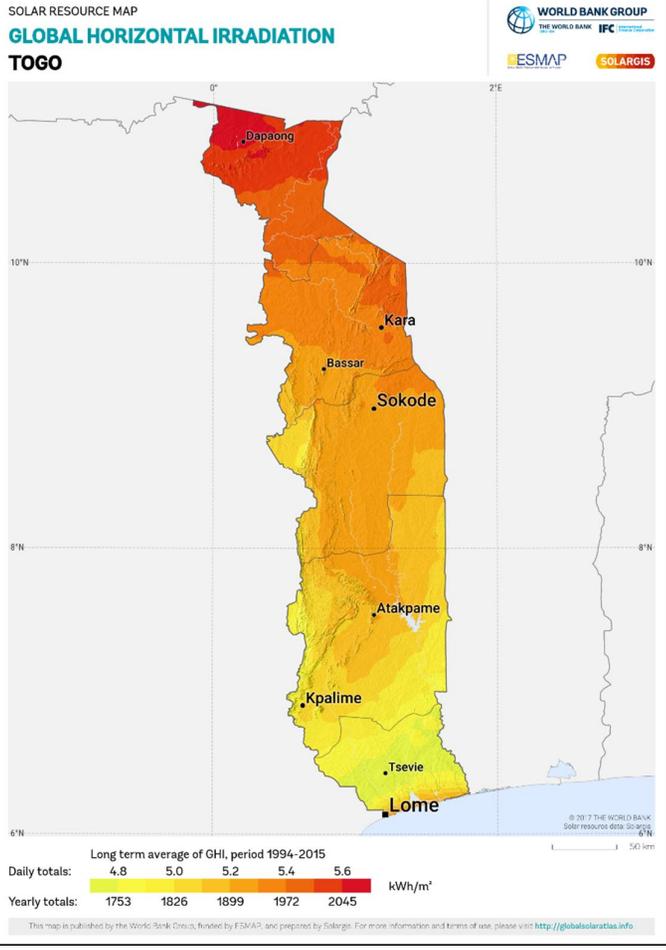
Version finale

Sierra Leone



Version finale

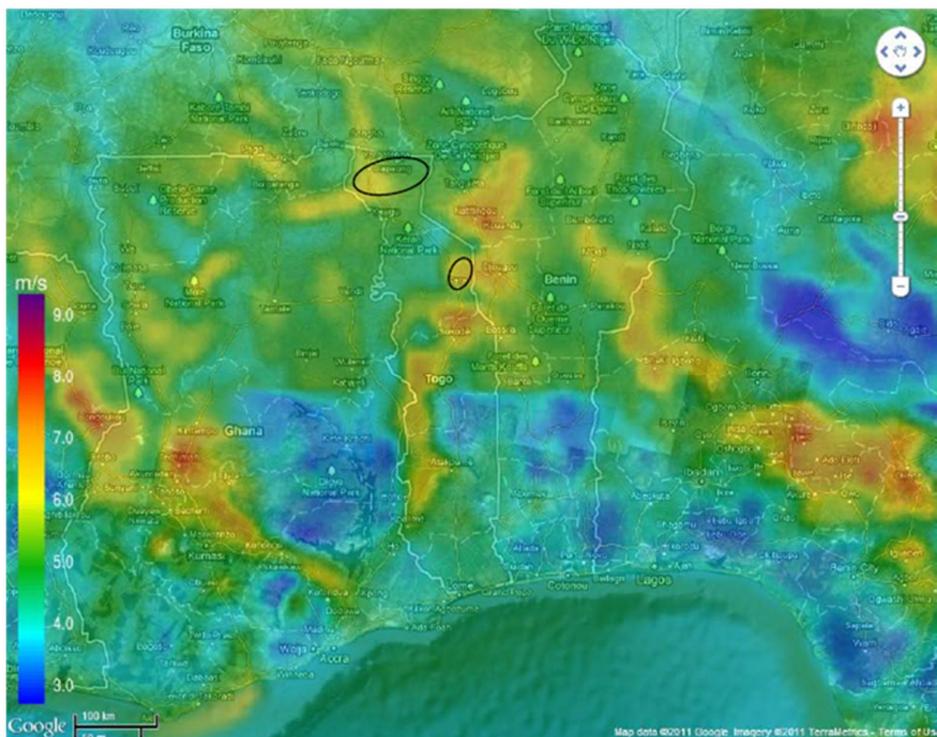
Togo



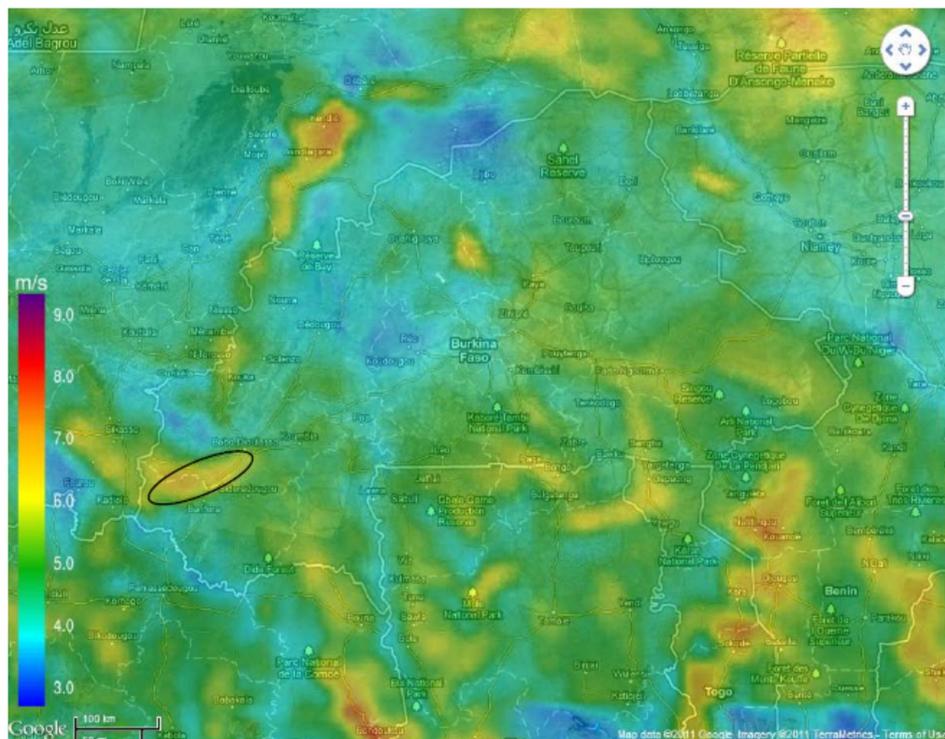
Version finale

ANNEXE E : ZONES À FORT POTENTIEL ÉOLIEN PAR PAYS

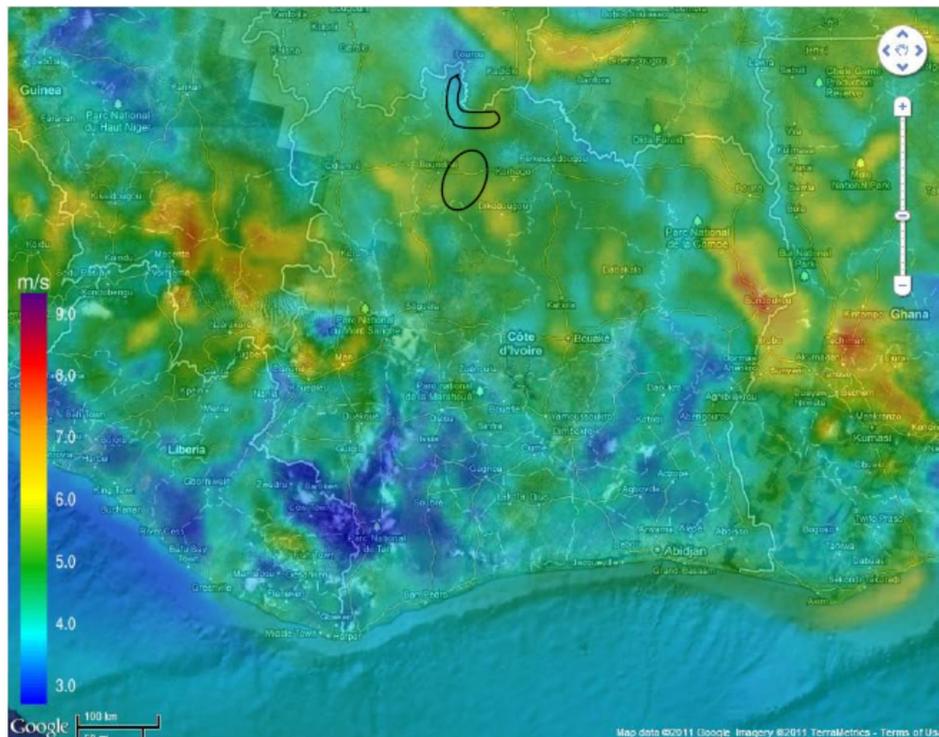
Benin et Togo



Burkina Faso

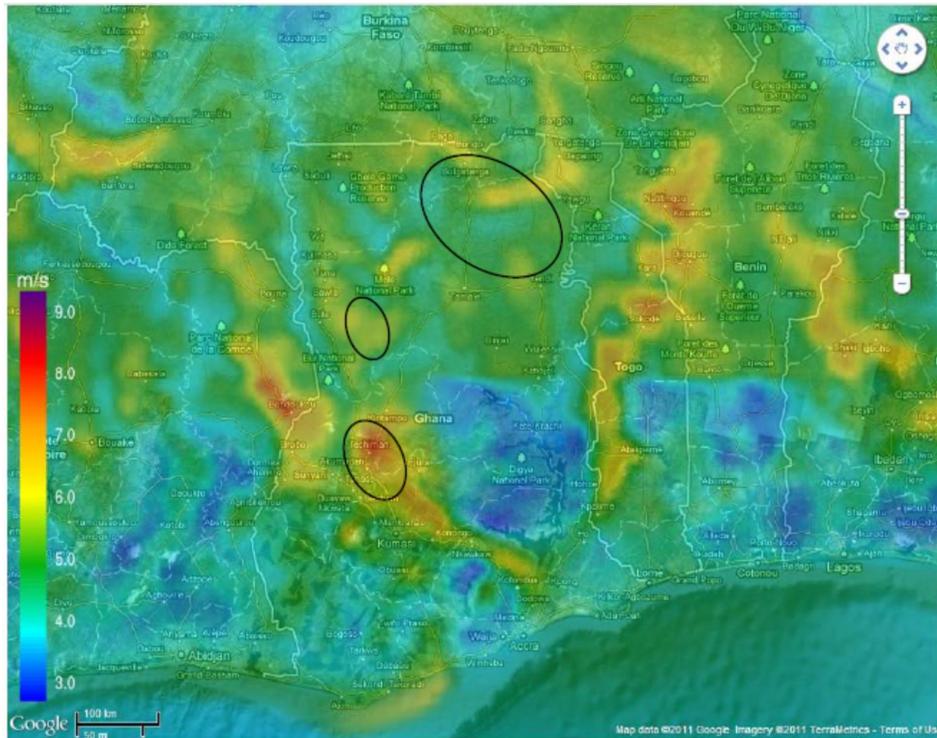


Côte d'Ivoire

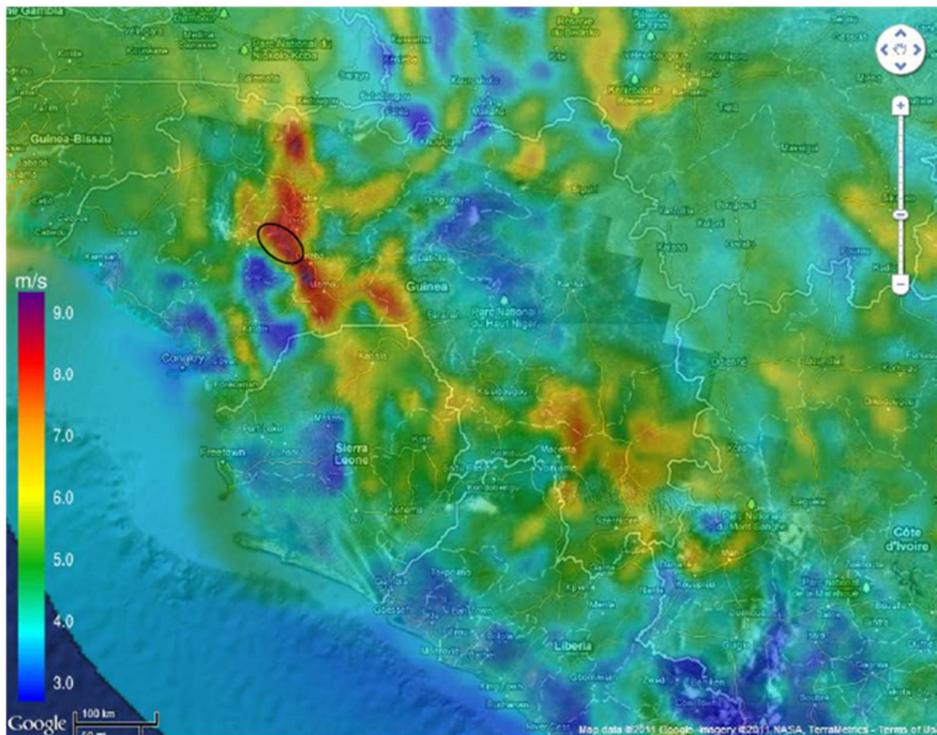


Version finale

Ghana

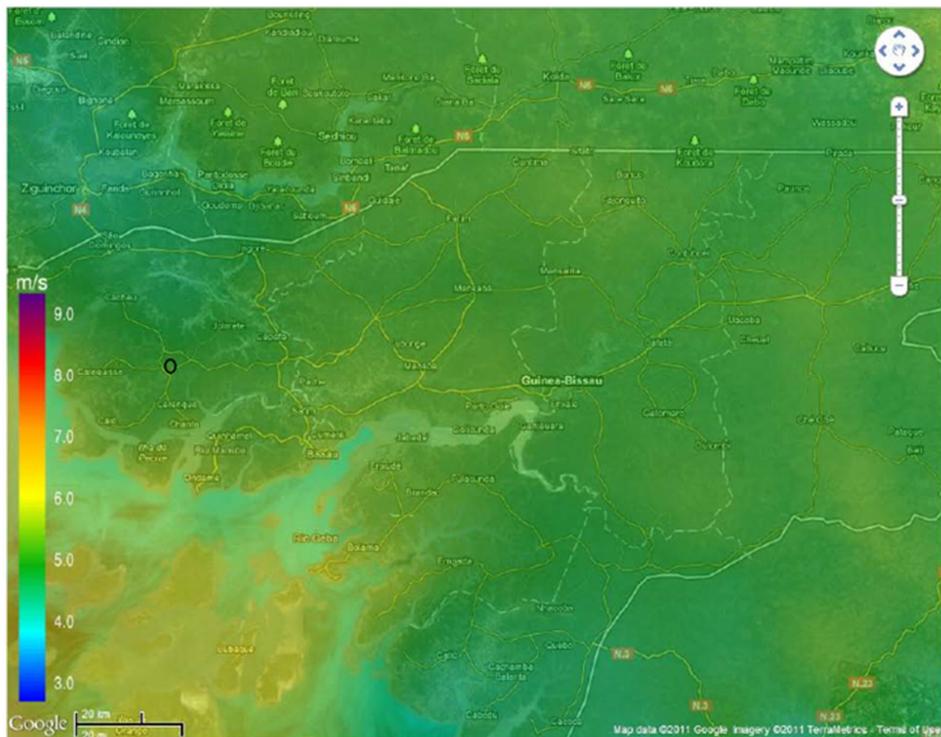


Guinée



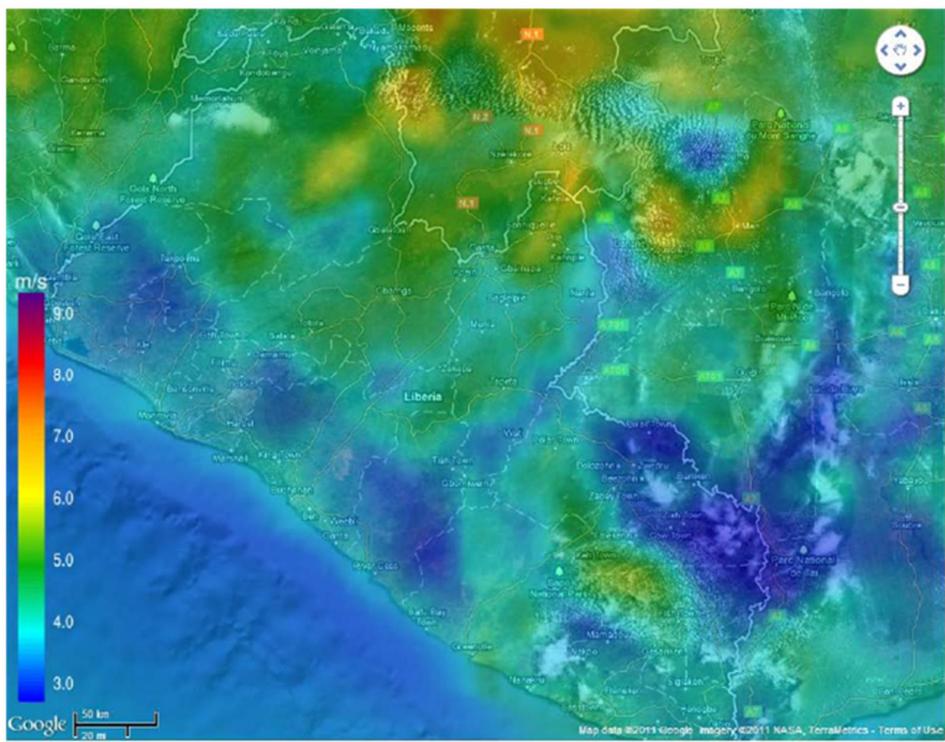
Version finale

Guinée Bissau



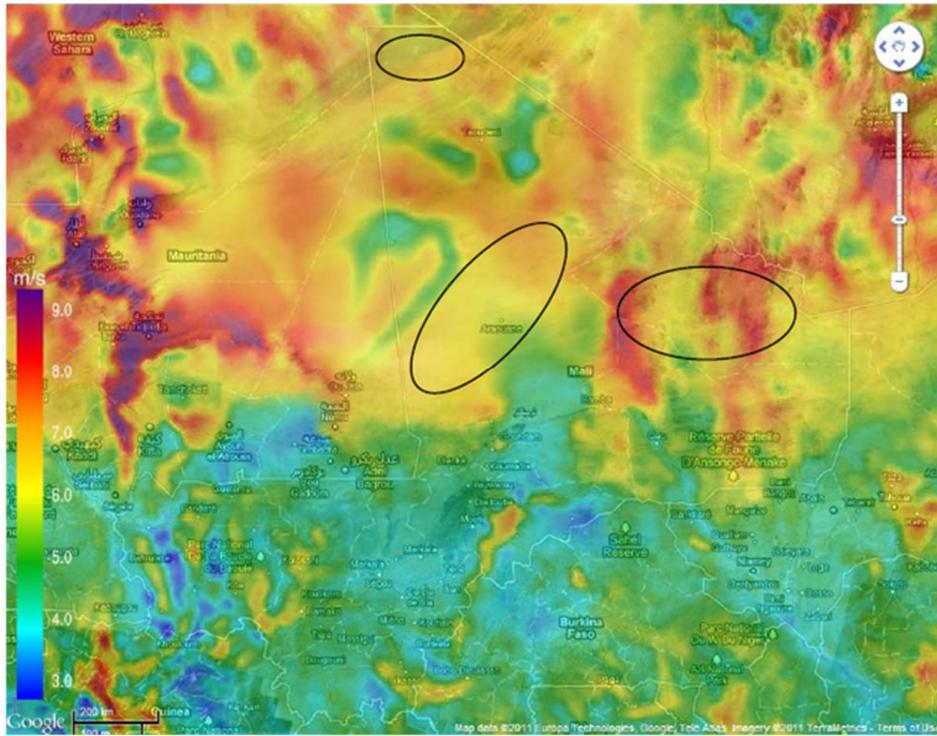
Version finale

Libéria

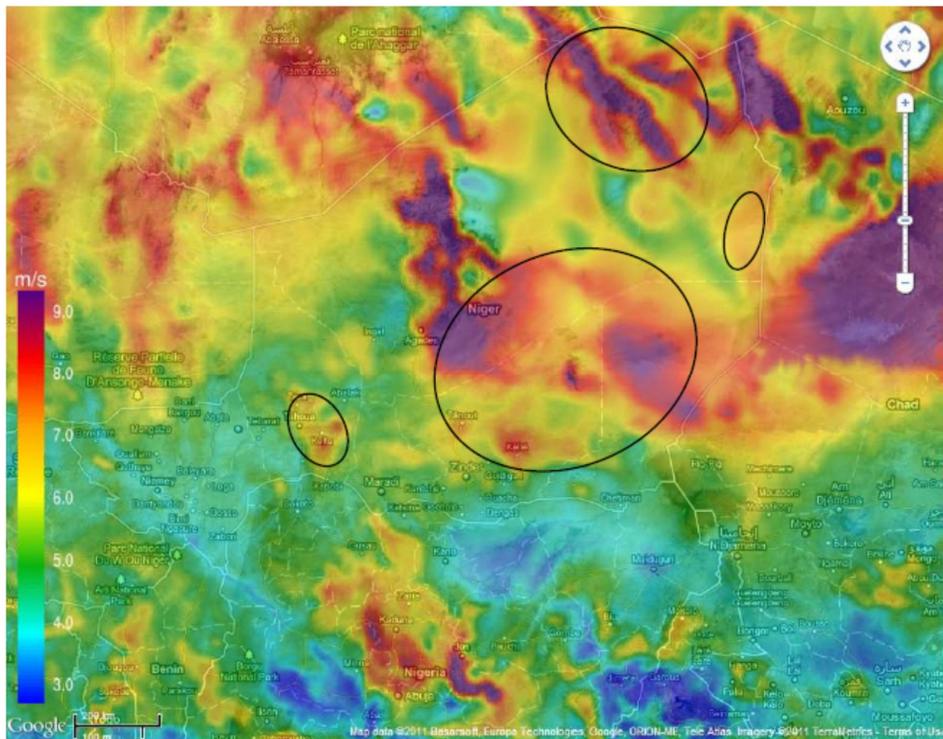


Version finale

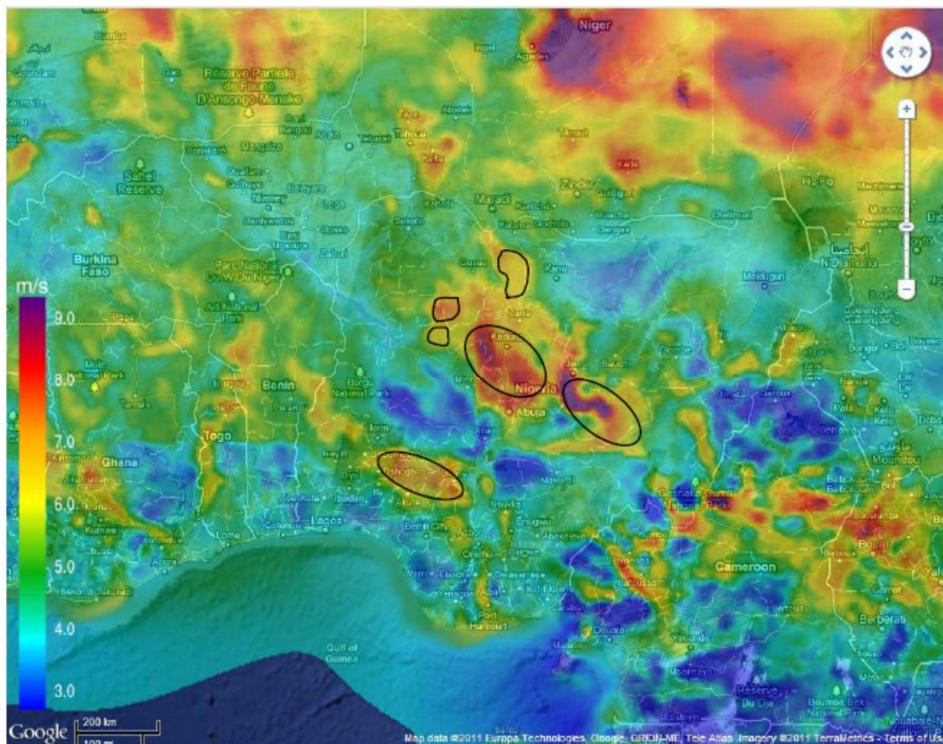
Mali



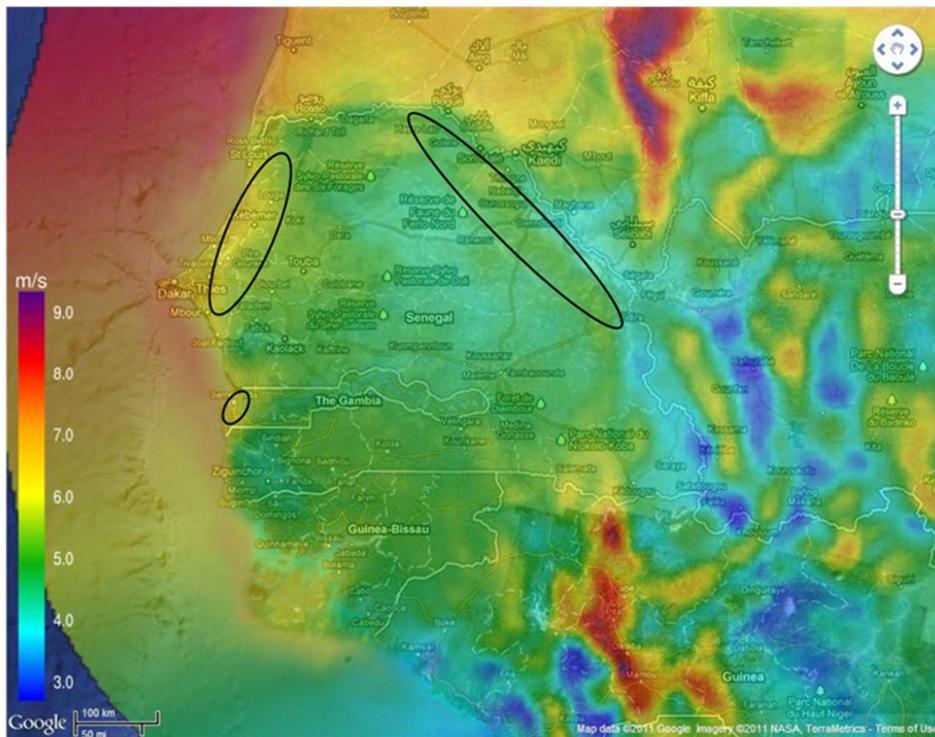
Niger



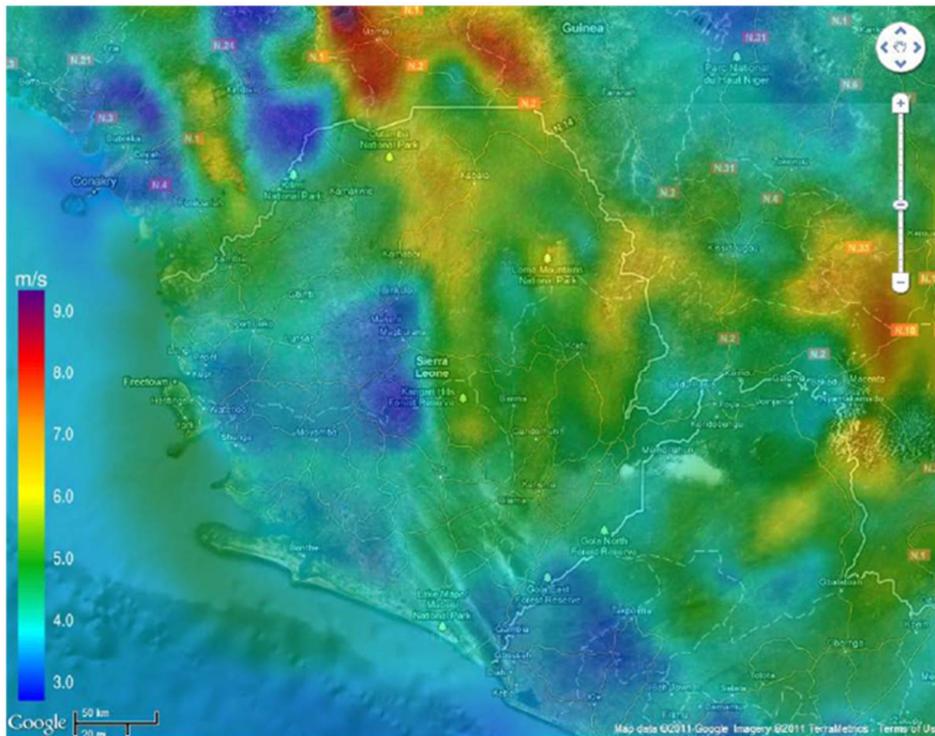
Nigéria



Sénégal et Gambie



Sierra Leone



Version finale

ANNEXE F : SCENARIOS THERMOFLOWS

ANNEXE G : COMPARAISON DES TECHNOLOGIES EN COMBUSTIBLE FOSSILE DISPONIBLES ET CARACTÉRISTIQUES DU COMBUSTIBLE

Comparaison des différentes technologies en combustible fossile disponibles

RECIPROCATING ENGINE (DIESEL, DUAL-FUEL & GASEOUS-FUEL) POWER GENERATION ORDERS, January – December 2016																										
Output Range (MW)	Units Ordered	Total Engine Output (MWe)	Type Of Generating Service				Engine Operating Speed Ranges (r/min)				Fuel					Western Europe	Eastern Russia & CIS	Middle East	Far East	Southeast Asia & Australia	Central Asia	North Africa	Central, West East & South Africa	North America	Central America & Caribbean	South America
			Standby	Peaking	Continuous	Below 300	300 - 600	720 - 1000	Above 1000	Diesel Fuel	Heavy Fuel	Dual Fuel	Liquid Biofuel	Natural Gas												
0.50 to 1.00	11 006	7806	6800	188	3940	0	0	1	11 005	10 229	1	0	0	698	2229	282	1747	1332	1103	475	67	634	2259	221	657	
1.01 to 2.00	11 077	15 529	6300	358	4419	0	0	12	11 065	9677	0	0	0	1372	2043	295	1941	2062	1506	229	43	718	1399	410	431	
2.01 to 3.50	2761	6896	1976	207	578	0	0	17	2744	2510	0	0	0	247	607	50	121	622	150	25	7	22	1096	19	42	
3.51 to 5.00	240	1047	47	0	193	0	0	23	217	60	1	0	0	179	67	41	15	23	14	14	13	0	51	1	1	
5.01 to 7.50	47	284	6	0	41	0	0	43	4	29	6	6	0	6	2	0	9	10	5	5	0	0	7	1	8	
7.51 to 10.00	97	893	2	0	95	0	0	95	2	9	11	40	0	37	12	0	5	2	25	11	0	11	1	4	26	
10.01 to 15.00	18	244	0	0	18	0	0	18	0	0	18	0	0	0	0	0	0	0	8	0	0	10	0	0	0	
15.01 to 20.00	141	2566	0	0	141	0	141	0	0	4	91	26	0	20	1	3	64	0	19	17	0	4	12	0	21	
20.01 to 30.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
30.01 and above	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Totals	25 387	35 266	15 130	754	9425	0	141	209	25 037	22 518	128	72	0	2559	4961	671	3902	4051	2830	776	130	1399	4825	656	1186	

STEAM TURBINE POWER GENERATION ORDERS, January – December 2016																					
Output Range (MW)	Units Ordered	Total Engine Output (MWe)	Type Of Generating Service			Steam Turbine Types					Western Europe	Eastern Europe, Russia & CIS	Middle East	Far East	Southeast Asia & Australia	Central Asia	North Africa	Central, West, East & South Africa	North America	Central America & Caribbean	South America
			Standby	Peaking	Continuous	Condensing	Non-Condensing	Reheat	Extraction	Induction											
0.0 to 1.00	4	2	0	0	4	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0
1.01 to 5.00	11	19	0	0	11	2	9	0	0	0	0	0	0	0	10	0	0	0	0	0	1
5.01 to 10.00	5	42	0	0	5	4	1	0	1	0	2	0	0	1	1	0	0	0	1	0	0
10.01 to 30.00	9	155	0	0	9	8	1	0	4	0	1	0	3	1	0	0	2	0	2	0	0
30.01 to 60.00	13	562	0	1	3	11	0	0	4	4	2	0	1	1	2	4	0	0	2	1	0
60.01 to 120.00	6	490	0	2	4	6	0	2	0	3	0	0	1	0	0	0	0	2	2	0	1
120.01 to 200.00	16	2737	0	0	16	11	0	12	0	0	0	3	4	0	4	0	0	0	5	0	0
200.01 to 300.00	10	2423	0	0	10	8	0	4	2	0	0	2	2	0	0	0	2	0	2	0	0
300.01 to 500.00	7	1137	0	0	7	4	0	5	0	0	0	0	1	0	3	0	0	0	0	2	1
500.01 to 700.00	9	594	0	0	9	9	0	9	0	0	0	0	4	0	0	5	0	0	0	0	0
700.01 to 1000.00	5	4325	0	0	5	3	0	3	0	0	0	0	0	0	3	2	0	0	0	0	0
1000.01 and above	1	175	0	0	1	1	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Totals	96	12 661	0	3	84	67	15	36	11	7	6	5	16	5	24	11	4	2	17	3	3

GAS TURBINE POWER GENERATION ORDERS, January – December 2016																				
Output Range (MW)	Units Ordered	Total Engine Output (MWe)	Type Of Generating Service			Fuel				Western Europe	Eastern Europe, Russia & CIS	Middle East	Far East	Southeast Asia & Australia	Central Asia	North Africa	Central, West, East & South Africa	North America	Central America & Caribbean	South America
			Standby	Peaking	Continuous	Diesel Fuel	Heavy Fuel	Dual Fuel	Natural Gas											
1.00 to 2.00	67	86	60	0	7	28	26	7	6	1	0	0	65	1	0	0	0	0	0	0
2.01 to 3.50	47	125	41	0	6	15	15	13	4	0	4	0	43	0	0	0	0	0	0	0
3.51 to 5.00	49	176	37	0	10	10	23	6	7	0	3	0	39	0	0	0	0	5	0	0
5.01 to 7.50	50	293	2	0	46	2	0	7	39	6	3	16	8	1	0	0	6	8	0	0
7.51 to 10.00	30	214	0	0	17	0	0	1	16	6	0	0	6	0	0	0	5	0	0	0
10.01 to 15.00	19	243	0	1	18	0	0	0	19	8	0	3	5	0	0	0	0	0	3	0
15.01 to 20.00	20	286	1	0	11	0	0	4	8	0	2	0	4	0	0	0	5	0	1	0
20.01 to 30.00	12	302	0	0	12	0	0	7	5	3	0	2	2	0	0	0	5	0	0	0
30.01 to 60.00	135	5800	0	57	75	8	0	35	89	2	0	12	21	14	2	0	30	19	0	32
60.01 to 120.00	28	1719	0	2	17	0	0	4	15	0	0	2	15	1	2	0	4	0	4	0
120.01 to 180.00	11	601	0	5	6	0	1	1	9	0	4	0	2	0	0	5	0	0	0	0
180.01 and above	113	36 266	0	13	100	2	3	18	90	1	5	38	14	10	4	4	5	22	3	7
Totals	581	46 111	141	78	325	65	68	103	307	27	21	73	224	27	8	4	46	73	6	44

Composition des combustibles fossiles

Gaz Naturel

La composition typique attendue du gaz naturel au point de livraison de la centrale à considérer est repris dans le tableau ci-dessous :

Composition	Exigences de composition
	Mole Fraction %
Methane CH ₄	88.75
Ethane C ₂ H ₆	5.93
Propane C ₃ H ₈	1.28
i-Butane C ₄ H ₁₀	0.26
n-Butane C ₄ H ₁₀	0.26
i-Pentane C ₅ H ₁₂	0.09
n-Pentane C ₅ H ₁₂	0.06
Hexane C ₆ H ₁₄	0.06
CO ₂	2.55
Nitrogen N ₂	0.66
LHV (kCal/kg)	10 989

DDO et HFO

Les compositions du HFO et DDO ayant des impacts sur la performance, sur la fréquence des entretiens et sur les émissions, il faut en tenir compte lors du choix de l'origine des combustibles.

Ci-dessous des exigences de compositions typiques :

Paramètre	Exigences
Viscosity	2 to 11 cSt @40°C
Injection viscosity	2.8 cSt (engine requirement)
Density	Max 900 kg/m ³ @15°C
Water content	Max 0.3% Vol
Sulphur	Max 2% mass
Ash	Max 0.01% mass
Carbon Residue	Max 0.3
Flash point (PMCC)	Min 60°C
Hydrogen sulphide	Max 2 mg/kg
Acid number	Max 0.5 mg KOH/g
Oxidation stability	Max 25g/m ³
Pour point	Max 6°C
Cetane Index	Min 35
Total sediment existent by hot filtration	Max 0.10% mass
Appearance	Clear and bright
Lubricity corrected wear scar diameter	Max 520 µm
Paramètre	Exigences
Viscosity	Maximum 700 cSt at 50°C

Density	Maximum 1010 kg/m ³ at 15°C
CCAI	Maximum 870
Water	Maximum 0,5 % Vol.
Sulphur	Maximum 4,5 % mass
Hydrogen sulphide	Maximum 2,00 mg/kg
Total acid number	Maximum 2,5 mg KOH/g
Ash content	Maximum 0,015 % mass
Vanadium	Maximum 450 mg/kg
Sodium	Maximum 100 mg/kg
Aluminium + silicon (total)	Maximum 60 mg/kg
Carbon Residue	Maximum 20 % mass
Asphaltenes	Maximum 14 % mass
Flash point (PMCC)	Minimum 60 °C
Pour point	Maximum 30 °C
Total Sediment existent aged	Maximum 0,10 % mass
Calcium	Maximum 30 mg/kg
Zinc	Maximum 15 mg/kg
Phosphorus	Maximum 15 mg/kg

ANNEXE H: PARAMÈTRES DES INTERCONNEXIONS EXISTANTES

Cette section présente les paramètres des interconnexions existantes considérées dans le modèle.

Pays de départ	Poste de départ	Pays d'arrivée	Poste d'arrivée	Tension (kV)	Long. (km)	Puissance nominale (MVA)	R (% p.u.)	X (% p.u.)	B/2 (% p.u.)
Cote d'Ivoire	Ferkéssédougou 2_225	Mali	Sikasso RE_225	225	0	327	2.752	18.912	17.149
Cote d'Ivoire	Ferkéssédougou 1_225	Burkina Faso	Kodeni RE_225	225	0	327	2.576	17.699	16.050
Cote d'Ivoire	Riviera_225	Ghana	Prestea_225	225	210	327	2.439	16.759	15.022
Ghana	Aflao Ghana_161	Togo Benin	Lomé (Aflao) 1_161	161	0	128	0.273	0.626	0.137
Ghana	Asiekpe PST_161	Togo Benin	Lomé (Aflao) 1_161	161	0	128	3.940	8.890	1.935
Niger	Dosso_132	Nigeria	Birnin Kebbi_132	132	54	107.7	9.036	28.797	3.259
Niger	Gazaou_132	Nigeria	Katsina_132	132	0	82	8.470	18.330	1.705
Senegal	Bakel_225	Mali	Kayes_225	225	106	283	1.090	6.870	9.865
Senegal	Dagana_225	Mauritanie	Rosso_225	225	0	214	0.660	3.070	2.590
Togo Benin	Sakete_330	Nigeria	Ikeja_330	330	0	777	0.251	2.128	13.292
Togo Benin	Nangbéto_161	Togo Benin	Bohicon_161	161	0	178	4.320	13.270	2.850
Togo Benin	Momé Hagou_161	Togo Benin	Avakpa_161	161	0	128	4.050	10.530	2.000
Togo Benin	Kara_161	Togo Benin	Djougou_161	161	0	178	3.600	9.400	1.338
Togo Benin	Momé Hagou_161	Togo Benin	Maria Gleta 2_161	161	92	128	6.513	13.842	6.153

Version finale

ANNEXE I: PARAMÈTRES TECHNIQUES DES UNITÉS DE PRODUCTION

Cette section présente les paramètres techniques des unités de production existantes et décidées pour chaque pays. Les valeurs en rouge indiquent les hypothèses prises pour faire face à des lacunes et / ou à des ambiguïtés dans les données collectées. Dans ces cas, les valeurs suivantes ont été prises en compte :

- Facteur de puissance de 0.85 en production et 0.95 en absorption pour les unités conventionnelles, 0.95 en absorption et production pour les unités renouvelables ;
- Réactance sub-transitoire de 20 % p.u. pour les unités conventionnelles et de 100 % p.u. pour les unités renouvelables (pas de contribution au courant de court-circuit).

Bénin

Unité	Status	Type	Poste de connexion	Puissance nominale (MVA)	Tension nominale (kV)	Puissance active nominale (MW)	Puissance réactive nominale (Mvar)	Réactance sub-transitoire (% p.u.)	Puissance réactive min. (Mvar)	Puissance réactive max. (Mvar)	Puissance active max. (MW)
Akpakpa - Aggreko	exist.	Thermal	Akpakpa_15	38.89	15.00	35.00	16.95	20.00	-3.00	16.95	35.00
Akpakpa - SBEE	exist.	Thermal	Akpakpa_15	35.29	15.00	30.00	2.90	20.00	-9.86	18.59	12.00
CAI -TAG BID	exist.	Thermal	TB TAG BID_15.8	87.50	15.75	70.00	12.59	20.00	-27.30	52.50	70.00
Gbgamey - Aggreko	exist.	Thermal	Gbgamey Aggreko_15	17.78	15.00	16.00	9.92	20.00	-5.26	9.92	16.00
Maria Gleta - Aggreko	exist.	Thermal	Aggreko Maria Gleta_15.8	63.33	15.75	57.00	31.00	20.00	-16.43	31.00	50.00
Maria Gleta - TAG CEB	exist.	Thermal	Maria Gleta TAG CEB_15.8	29.41	15.75	25.00	14.00	20.00	-8.22	15.49	24.00
Natitingou - SBEE G1-3	exist.	Thermal	Natitingou SBEE Diesel_15	6.66	15.00	6.00	1.94	20.00	-1.97	2.90	6.00
Natitingou - SBEE G4-6	exist.	Thermal	Natitingou SBEE Diesel_15	6.66	15.00	6.00	2.90	20.00	-1.97	2.90	6.00
Parakou - MRI	exist.	Thermal	Parakou Thermal_15	18.89	15.00	17.00	8.23	20.00	-5.59	8.23	17.00
Parakou SBEE G1-3	exist.	Thermal	Parakou Thermal_15	28.11	15.00	25.30	12.25	20.00	-8.32	12.25	14.00
Porto-Novo G1-4	exist.	Thermal	Porto-Novo_15	8.89	15.00	8.00	1.94	20.00	-2.63	3.87	8.00
Porto-Novo G5-6	exist.	Thermal	Porto-Novo_15	4.44	15.00	4.00	3.87	20.00	-1.31	1.94	4.00
Vedoko - MRI	exist.	Thermal	Vedoko_15	28.89	15.00	26.00	15.49	20.00	-8.55	12.59	26.00
Yéripao	exist.	Hydro	N/A	0.53	15.00	0.48	37.50	20.00	-0.23	0.23	0.48
Maria Gleta - TAG BID	decid.	Thermal	N/A	62.50	15.75	50.00	52.50	20.00	-19.50	37.50	50.00

Burkina Faso

Unité	Status	Type	Poste de connexion	Puissance nominale (MVA)	Tension nominale (kV)	Puissance active nominale (MW)	Puissance réactive nominale (Mvar)	Réactance sub-transitoire (% p.u.)	Puissance réactive min. (Mvar)	Puissance réactive max. (Mvar)	Puissance active max. (MW)
BOBO II G1	exist.	Thermal	BOBO II G1_5.5	4.75	5.50	3.80	2.85	14.00	-0.38	2.85	3.40
BOBO II G2	exist.	Thermal	BOBO II G2_5.5	4.75	5.50	3.80	2.85	14.00	-0.38	2.85	3.40
BOBO II G3	exist.	Thermal	BOBO II G3_5.5	4.75	5.50	3.80	2.85	14.00	-0.38	2.85	3.40
BOBO II G4	exist.	Thermal	BOBO II G4_5.5	4.75	5.50	3.80	2.85	14.00	-0.38	2.85	3.40
BOBO II G5	exist.	Thermal	BOBO II G5_5.5	4.75	5.50	3.80	2.85	14.00	-0.38	2.85	3.40
BOBO II G6	exist.	Thermal	BOBO II G6_11	15.60	11.00	12.50	9.33	15.60	-4.00	7.50	10.00
BOBO II G7	exist.	Thermal	BOBO II G7_11	15.60	11.00	12.50	9.33	15.60	-4.00	7.50	10.00
BOBO II G8	exist.	Thermal	BOBO II G8_11	15.60	11.00	12.50	9.33	15.60	-4.00	7.50	10.00
BOBO II G9	exist.	Thermal	BOBO II G9_11	15.60	11.00	12.50	9.33	15.60	-4.00	7.50	10.00
Dedougou	exist.	Thermal	N/A	6.68	N/A	5.68	3.52	20.00	-1.87	3.52	4.40
Dori	exist.	Thermal	N/A	5.14	N/A	4.37	2.71	20.00	-1.44	2.71	3.00
Gaoua	exist.	Thermal	N/A	2.82	N/A	2.40	1.49	20.00	-0.79	1.49	1.90
Komsilga G1	exist.	Thermal	Komsilga G1_11	22.50	11.00	18.00	11.16	15.60	-5.92	11.16	14.00
Komsilga G2	exist.	Thermal	Komsilga G2_11	15.00	11.00	12.50	9.33	15.60	-4.00	7.50	11.00
Komsilga G3	exist.	Thermal	Komsilga G3_11	15.00	11.00	12.50	9.33	15.60	-4.00	7.50	11.00
Komsilga G4	exist.	Thermal	Komsilga G4_11	15.00	11.00	12.50	9.33	15.60	-4.00	7.50	11.00
Komsilga G5	exist.	Thermal	Komsilga G5_11	15.00	11.00	12.50	9.33	15.60	-4.00	7.50	11.00
Komsilga G6	exist.	Thermal	Komsilga G6_11	15.00	11.00	12.50	9.33	15.60	-4.00	7.50	11.00
Komsilga G7	exist.	Thermal	Komsilga G7_11	15.00	11.00	12.50	9.33	15.60	-4.00	7.50	11.00
Kossodo G1	exist.	Thermal	Kossodo G1_11	4.75	11.00	3.80	2.85	13.50	-1.25	2.85	3.50
Kossodo G2	exist.	Thermal	Kossodo G2_11	8.00	11.00	6.46	4.50	18.10	-2.12	4.84	5.10
Kossodo G3	exist.	Thermal	Kossodo G3_11	8.00	11.00	6.46	4.50	18.10	-2.12	4.84	5.10
Kossodo G4	exist.	Thermal	Kossodo G4_11	10.04	11.00	8.00	6.00	17.50	-2.63	6.00	6.40
Kossodo G5	exist.	Thermal	Kossodo G5_11	10.04	11.00	8.00	7.20	17.50	-0.80	6.00	6.40

Version finale

Unité	Status	Type	Poste de connexion	Puissance nominale (MVA)	Tension nominale (kV)	Puissance active nominale (MW)	Puissance réactive nominale (Mvar)	Réactance sub-transitoire (% p.u.)	Puissance réactive min. (Mvar)	Puissance réactive max. (Mvar)	Puissance active max. (MW)
Kossodo G6	exist.	Thermal	Kossodo G6_11	22.50	11.00	18.00	13.50	15.60	-1.80	13.50	14.00
Kossodo G7	exist.	Thermal	Kossodo G7_11	10.04	11.00	8.00	6.00	17.50	-2.63	6.00	6.40
Kossodo G8	exist.	Thermal	Kossodo G8_11	10.04	11.00	8.00	6.00	17.50	-2.63	6.00	6.40
Ouaga 1 G1	exist.	Thermal	Ouaga 1 G1_6.3	3.38	6.30	2.70	2.02	13.00	-0.89	2.02	2.50
Ouaga 1 G2	exist.	Thermal	Ouaga 1 G2_6.3	3.38	6.30	2.70	2.02	13.00	-0.89	2.02	2.50
Ouaga 2 G1	exist.	Thermal	Ouaga 2 G1_5.5	6.50	5.50	5.20	3.90	25.00	-1.71	3.90	3.40
Ouaga 2 G2	exist.	Thermal	Ouaga 2 G2_5.5	6.50	5.50	5.20	3.90	25.00	-1.71	3.90	3.40
Ouaga 2 G3	exist.	Thermal	Ouaga 2 G3_5.5	6.50	5.50	5.20	3.90	25.00	-1.71	3.90	3.40
Ouaga 2 G4	exist.	Thermal	Ouaga 2 G4_5.5	10.00	5.50	8.00	6.00	28.30	-2.63	6.00	5.30
Ouaga 2 G5	exist.	Thermal	Ouaga 2 G5_5.5	10.00	5.50	8.00	6.00	28.30	-2.63	6.00	5.30
Ouaga 2 G6	exist.	Thermal	Ouaga 2 G6_15	4.00	15.00	3.20	2.40	15.00	-1.05	2.40	2.10
Ouahigouya	exist.	Thermal	N/A	6.12	N/A	5.20	3.22	20.00	-1.71	3.22	3.70
Bagre G1	exist.	Hydro	Bagre G1_6.6	8.80	6.60	8.00	3.66	20.60	-3.66	3.66	8.00
Bagre G2	exist.	Hydro	Bagre G1_6.6	8.80	6.60	8.00	3.66	20.60	-3.66	3.66	8.00
Kompienga G1	exist.	Hydro	Kompienga G1_6.6	7.70	6.60	7.00	3.39	22.00	-3.39	3.39	7.00
Kompienga G2	exist.	Hydro	Kompienga G1_6.6	7.70	6.60	7.00	3.39	22.00	-3.39	3.39	7.00
Niofila G1	exist.	Hydro	Niofila G1_0.4	0.55	0.40	0.50	0.23	20.00	-0.20	0.23	0.50
Niofila G2	exist.	Hydro	Niofila G1_0.4	0.55	0.40	0.50	0.23	20.00	-0.20	0.23	0.50
Niofila G3	exist.	Hydro	Niofila G1_0.4	0.55	0.40	0.50	0.23	20.00	-0.20	0.23	0.50
Sol Zagtoui 1	exist.	PV	Sol Zagtoui 1_15	34.70	11.00	33.00	10.70	100.00	-3.30	10.70	33.00
Solaire Ziga	exist.	PV	N/A	1.16	N/A	1.10	0.36	100.00	-0.36	0.36	1.10
Tourni G1	exist.	Hydro	Niofila G1_0.4	0.27	0.40	0.25	0.10	20.00	0.00	0.10	0.25
Tourni G2	exist.	Hydro	Niofila G1_0.4	0.27	0.40	0.25	0.10	20.00	0.00	0.10	0.25
Fada Extension	decid.	Thermal	Fada Extension_6.6	9.00	11.00	7.50	4.65	20.00	-2.47	4.65	6.75
Kossodo	decid.	Thermal	N/A	58.82	11.00	50.00	30.99	20.00	-16.43	30.99	50.00
Samendeni	decid.	Hydro	N/A	3.25	N/A	2.76	1.71	20.00	-0.91	1.71	2.76

Côte d'Ivoire

Unité	Status	Type	Poste de connexion	Puissance nominale (MVA)	Tension nominale (kV)	Puissance active nominale (MW)	Puissance réactive nominale (Mvar)	Réactance sub-transitoire (% p.u.)	Puissance réactive min. (Mvar)	Puissance réactive max. (Mvar)	Puissance active max. (MW)
AGGREKO 1 CI	exist.	Thermal	Aggreko 1 CI_0.4	43.75	0.40	35.00	26.25	16.00	-26.26	26.25	35.00
AGGREKO 2 CI	exist.	Thermal	Aggreko 1 CI_0.4	37.50	0.40	30.00	22.50	16.00	-22.50	22.50	30.00
AGGREKO 3 CI	exist.	Thermal	Aggreko 3 CI_0.4	43.75	0.40	35.00	26.25	16.00	-26.25	26.25	35.00
AGGREKO 4 CI	exist.	Thermal	Aggreko 4 CI_0.4	62.50	0.40	50.00	37.50	18.00	-37.50	37.50	50.00
AGGREKO 5 CI	exist.	Thermal	Aggreko 5 CI_0.4	62.50	0.40	50.00	37.50	18.00	-37.50	37.50	50.00
Azito Tag 1	exist.	Thermal	Azito Tag 1_15.8	210.00	15.75	152.00	144.90	20.00	-80.00	120.00	148.00
Azito Tag 2	exist.	Thermal	Azito Tag 2_15.8	210.00	15.75	152.00	144.90	20.00	-80.00	120.00	148.00
Azito TAV	exist.	Thermal	Azito TAV_15.8	210.00	15.75	168.00	126.00	20.00	-80.00	120.00	168.00
Ciprel Tag 10	exist.	Thermal	Ciprel Tag 1_11	143.53	11.00	122.00	75.61	20.00	-40.10	75.61	117.00
Ciprel Tag 5	exist.	Thermal	Ciprel Tag 5_11	43.10	11.00	34.50	25.80	19.90	-14.85	23.00	33.00
Ciprel Tag 6	exist.	Thermal	Ciprel Tag 6_11	43.10	11.00	34.50	25.80	19.90	-14.85	23.00	33.00
Ciprel Tag 7	exist.	Thermal	Ciprel Tag 7_11	43.10	11.00	34.50	25.80	19.90	-14.85	23.00	33.00
Ciprel Tag 8	exist.	Thermal	Ciprel Tag 8_11	130.59	11.00	111.00	68.79	20.00	-36.48	68.79	111.00
Ciprel Tag 9	exist.	Thermal	Ciprel Tag 9_11	130.59	11.00	111.00	68.79	20.00	-36.48	68.79	111.00
Ciprel TAV	exist.	Thermal	Ciprel TAV_15	130.59	15.00	111.00	68.79	20.00	-36.48	68.79	111.00
Vridi1 Tag 1	exist.	Thermal	Vridi1 Tag 1_11	26.50	11.00	21.20	11.55	18.80	-9.00	17.00	21.20
Vridi1 Tag 2	exist.	Thermal	Vridi1 Tag 1_11	26.50	11.00	21.20	11.55	18.80	-9.00	17.00	21.20
Vridi1 Tag 3	exist.	Thermal	Vridi1 Tag 3_11	26.50	11.00	21.20	11.55	18.80	-9.00	17.00	21.20
Vridi1 Tag 4	exist.	Thermal	Vridi1 Tag 3_11	26.50	11.00	21.20	11.55	18.80	-9.00	17.00	21.20
Ayame1 G1	exist.	Hydro	Ayame1 G1_5.5	12.00	5.50	10.56	5.69	22.00	0.00	0.00	9.63
Ayame1 G2	exist.	Hydro	Ayame1 G2_5.5	12.00	5.50	10.56	5.69	22.00	0.00	0.00	9.63
Ayame2 G1	exist.	Hydro	Ayame2 G1_5.5	19.00	5.50	15.20	11.40	22.50	0.00	0.00	15.50
Ayame2 G2	exist.	Hydro	Ayame2 G2_5.5	19.00	5.50	15.20	11.40	22.50	0.00	0.00	15.50
Buyo G1	exist.	Hydro	Buyo G1_10.5	61.00	10.50	55.00	26.58	20.50	-31.00	30.00	55.00
Buyo G2	exist.	Hydro	Buyo G2_10.5	61.00	10.50	55.00	26.58	20.50	-31.00	30.00	55.00
Buyo G3	exist.	Hydro	Buyo G3_10.5	61.00	10.50	55.00	26.58	20.50	-31.00	30.00	55.00
Faye G1	exist.	Hydro	Faye G1_5.5	2.75	5.50	2.50	1.14	22.00	-0.25	1.14	2.50
Faye G2	exist.	Hydro	Faye G1_5.5	2.75	5.50	2.50	1.14	22.00	-0.25	1.14	2.50
Kossou G1	exist.	Hydro	Kossou G1_17	61.60	17.00	58.50	19.20	23.10	-17.00	23.00	58.50
Kossou G2	exist.	Hydro	Kossou G2_17	61.60	17.00	58.50	19.20	23.10	-17.00	23.00	58.50
Kossou G3	exist.	Hydro	Kossou G3_17	61.60	17.00	58.50	19.20	23.10	-17.00	23.00	58.50
Soubre G1	exist.	Hydro	Soubre G1_10.5	105.88	10.50	90.00	55.77	19.53	-55.77	55.77	90.00
Soubre G2	exist.	Hydro	Soubre G2_10.5	105.88	10.50	90.00	55.77	19.53	-55.77	55.77	90.00

Version finale

Unité	Status	Type	Poste de connexion	Puissance nominale (MVA)	Tension nominale (kV)	Puissance active nominale (MW)	Puissance réactive nominale (Mvar)	Réactance sub-transitoire (% p.u.)	Puissance réactive min. (Mvar)	Puissance réactive max. (Mvar)	Puissance active max. (MW)
Soubre G3	exist.	Hydro	Soubre G3_10.5	105.88	10.50	90.00	55.77	19.53	-55.77	55.77	90.00
Taabo G1	exist.	Hydro	Taabo G1_13.8	78.00	13.80	70.20	34.00	26.70	-20.00	25.00	70.20
Taabo G2	exist.	Hydro	Taabo G2_13.8	78.00	13.80	70.20	34.00	26.70	-20.00	0.00	70.20
Taabo G3	exist.	Hydro	Taabo G3_13.8	78.00	13.80	70.20	34.00	26.70	-20.00	25.00	70.20
Azito 4 G1	decid.	Thermal	Azito 4 G1_15.8	106.00	15.75	90.00	56.00	20.00	-29.60	56.00	90.00
Azito 4 G2	decid.	Thermal	Azito 4 G2_15.8	106.00	15.75	90.00	56.00	20.00	-26.90	56.00	90.00
Azito 4 TAV	decid.	Thermal	Azito 4 TAV_15.8	125.00	15.75	100.00	75.00	20.00	-32.90	75.00	100.00
Ciprel V TAG 1	decid.	Thermal	Ciprel V TAG_1_11	162.50	11.00	130.00	97.50	19.00	-42.73	80.57	120.00
Ciprel V TAG 2	decid.	Thermal	Ciprel V TAG_1_11	162.50	11.00	130.00	97.50	19.00	-42.73	80.57	120.00
Ciprel V TAV	decid.	Thermal	Ciprel V TAV_11	162.50	11.00	130.00	97.50	19.00	-42.73	80.57	110.00
Gribopopoli G1	decid.	Hydro	Gribopopoli G1_10.5	65.80	10.50	56.00	34.71	20.50	-18.40	34.71	51.00
Gribopopoli G2	decid.	Hydro	Gribopopoli G2_10.5	65.80	10.50	56.00	34.71	20.50	-18.40	34.71	51.00
Korhogo	decid.	PV	N/A	21.05	N/A	20.00	6.57	100.00	-6.57	6.57	20.00
Poro Power	decid.	PV	N/A	52.63	N/A	50.00	16.43	100.00	-16.43	16.43	50.00

Gambie

Unité	Status	Type	Poste de connexion	Puissance nominale (MVA)	Tension nominale (kV)	Puissance active nominale (MW)	Puissance réactive nominale (Mvar)	Réactance sub-transitoire (% p.u.)	Puissance réactive min. (Mvar)	Puissance réactive max. (Mvar)	Puissance active max. (MW)
Brikama I G1	exist.	Thermal	N/A	7.53	N/A	6.40	3.97	20.00	-2.10	3.97	5.50
Brikama I G2	exist.	Thermal	N/A	7.53	N/A	6.40	3.97	20.00	-2.10	3.97	5.50
Brikama I G3	exist.	Thermal	N/A	7.53	N/A	6.40	3.97	20.00	-2.10	3.97	5.50
Brikama I G4	exist.	Thermal	N/A	7.53	N/A	6.40	3.97	20.00	-2.10	3.97	5.50
Brikama I G5	exist.	Thermal	N/A	7.53	N/A	6.40	3.97	20.00	-2.10	3.97	5.50
Brikama I G6	exist.	Thermal	N/A	7.53	N/A	6.40	3.97	20.00	-2.10	3.97	5.50
Brikama II Wartsila	exist.	Thermal	N/A	10.59	N/A	9.00	5.58	20.00	-2.96	5.58	0.00
Kotu G1	exist.	Thermal	N/A	3.53	N/A	3.00	1.86	20.00	-0.99	1.86	3.00
Kotu G2	exist.	Thermal	N/A	3.53	N/A	3.00	1.86	20.00	-0.99	1.86	0.00
Kotu G3	exist.	Thermal	N/A	4.00	N/A	3.40	2.11	20.00	-1.12	2.11	5.50
Kotu G4	exist.	Thermal	N/A	7.53	N/A	6.40	3.97	20.00	-2.10	3.97	5.50
Kotu G6	exist.	Thermal	N/A	7.53	N/A	6.40	3.97	20.00	-2.10	3.97	5.50
Kotu G7	exist.	Thermal	N/A	7.53	N/A	6.40	3.97	20.00	-2.10	3.97	5.50
Kotu G8	exist.	Thermal	N/A	7.53	N/A	6.40	3.97	20.00	-2.10	3.97	5.50
Kotu G9	exist.	Thermal	N/A	7.53	N/A	6.40	3.97	20.00	-2.10	3.97	5.50
Brikama I G6 Rehabilitation	decid.	Thermal	N/A	7.53	N/A	6.40	3.97	20.00	-2.10	3.97	5.50
Brikama II Wartsila Rehabilitation	decid.	Thermal	N/A	9.41	N/A	8.00	4.96	20.00	-2.63	4.96	8.00
Brikama III G1	decid.	Thermal	N/A	11.76	N/A	10.00	6.20	20.00	-3.29	6.20	10.00
Brikama III G2	decid.	Thermal	N/A	11.76	N/A	10.00	6.20	20.00	-3.29	6.20	10.00
Kotu Expansion G1	decid.	Thermal	N/A	7.53	N/A	6.40	3.97	20.00	-2.10	3.97	5.50
Brikama Solar	decid.	PV	N/A	10.53	N/A	10.00	3.29	100.00	-3.29	3.29	10.00

Version finale

Ghana

Unité	Status	Type	Poste de connexion	Puissance nominale (MVA)	Tension nominale (kV)	Puissance active nominale (MW)	Puissance réactive nominale (Mvar)	Réactance sub-transitoire (% p.u.)	Puissance réactive min. (Mvar)	Puissance réactive max. (Mvar)	Puissance active max. (MW)
AKSA	exist.	Thermal	AKSA G1_13.8	22.62	15.00	18.10	13.00	23.50	-6.00	13.00	18.10
AKSA	exist.	Thermal	AKSA G1_13.8	22.62	15.00	18.10	13.00	23.50	-6.00	13.00	18.10
AKSA	exist.	Thermal	AKSA G1_13.8	22.62	15.00	18.10	13.00	23.50	-6.00	13.00	18.10
AKSA	exist.	Thermal	AKSA G1_13.8	22.62	15.00	18.10	13.00	23.50	-6.00	13.00	18.10
AKSA	exist.	Thermal	AKSA G2_13.8	22.62	15.00	18.10	13.00	23.50	-6.00	13.00	18.10
AKSA	exist.	Thermal	AKSA G2_13.8	22.62	15.00	18.10	13.00	23.50	-6.00	13.00	18.10
AKSA	exist.	Thermal	AKSA G2_13.8	22.62	15.00	18.10	13.00	23.50	-6.00	13.00	18.10
AKSA	exist.	Thermal	AKSA G2_13.8	22.62	15.00	18.10	13.00	23.50	-6.00	13.00	18.10
AKSA	exist.	Thermal	AKSA G3_13.8	22.62	15.00	18.10	13.00	23.50	-6.00	13.00	18.10
AKSA	exist.	Thermal	AKSA G3_13.8	22.62	15.00	18.10	13.00	23.50	-6.00	13.00	18.10
AKSA	exist.	Thermal	AKSA G3_13.8	22.62	15.00	18.10	13.00	23.50	-6.00	13.00	18.10
AKSA	exist.	Thermal	AKSA G3_13.8	22.62	15.00	18.10	13.00	23.50	-6.00	13.00	18.10
AKSA	exist.	Thermal	AKSA G4_13.8	22.62	15.00	18.10	13.00	23.50	-6.00	13.00	18.10
AKSA	exist.	Thermal	AKSA G4_13.8	22.62	15.00	18.10	13.00	23.50	-6.00	13.00	18.10
AKSA	exist.	Thermal	AKSA G4_13.8	22.62	15.00	18.10	13.00	23.50	-6.00	13.00	18.10
AKSA	exist.	Thermal	AKSA G4_13.8	22.62	15.00	18.10	13.00	23.50	-6.00	13.00	18.10
AKSA	exist.	Thermal	AKSA_13.8	22.62	15.00	18.10	13.00	23.50	-6.00	13.00	18.10
AKSA	exist.	Thermal	AKSA_13.8	22.62	15.00	18.10	13.00	23.50	-6.00	13.00	18.10
AKSA	exist.	Thermal	AKSA_13.8	22.62	15.00	18.10	13.00	23.50	-6.00	13.00	18.10
AMERI	exist.	Thermal	AMERI_13.8	31.25	13.80	25.00	15.50	14.80	-12.11	15.50	23.00
AMERI	exist.	Thermal	AMERI_13.8	31.25	13.80	25.00	15.50	14.80	-12.11	15.50	23.00
AMERI	exist.	Thermal	AMERI_13.8	31.25	13.80	25.00	15.50	14.80	-12.11	15.50	23.00
AMERI	exist.	Thermal	AMERI_13.8	31.25	13.80	25.00	15.50	14.80	-12.11	15.50	23.00
AMERI	exist.	Thermal	AMERI_13.8	31.25	13.80	25.00	15.50	14.80	-12.11	15.50	23.00
AMERI	exist.	Thermal	AMERI_13.8	31.25	13.80	25.00	15.50	14.80	-12.11	15.50	23.00
AMERI	exist.	Thermal	AMERI_13.8	31.25	13.80	25.00	15.50	14.80	-12.11	15.50	23.00
AMERI	exist.	Thermal	AMERI_13.8	31.25	13.80	25.00	15.50	14.80	-12.11	15.50	23.00
AMERI	exist.	Thermal	AMERI_13.8	31.25	13.80	25.00	15.50	14.80	-12.11	15.50	23.00
AMERI	exist.	Thermal	AMERI_13.8	31.25	13.80	25.00	15.50	14.80	-12.11	15.50	23.00
CENIT	exist.	Thermal	CENIT_13.8	141.75	14.40	126.00	65.00	17.90	-50.00	65.00	115.00
Karpower ship I	exist.	Thermal	Karpower ship I -1_13.8	23.00	13.80	18.30	13.70	14.80	-6.00	9.00	18.30
Karpower ship I	exist.	Thermal	Karpower ship I -1_13.8	23.00	13.80	18.30	13.70	14.80	-6.00	9.00	18.30
Karpower ship I	exist.	Thermal	Karpower ship I -1_13.8	23.00	13.80	18.30	13.70	14.80	-6.00	9.00	18.30

Version finale

Unité	Status	Type	Poste de connexion	Puissance nominale (MVA)	Tension nominale (kV)	Puissance active nominale (MW)	Puissance réactive nominale (Mvar)	Réactance sub-transitoire (% p.u.)	Puissance réactive min. (Mvar)	Puissance réactive max. (Mvar)	Puissance active max. (MW)
Sunon Asogli 1	exist.	Thermal	Sunon Asogli 1-1_13.8	36.30	13.80	29.00	21.75	14.80	-14.00	21.75	29.00
Sunon Asogli 1	exist.	Thermal	Sunon Asogli 1-2_13.8	36.30	13.80	29.00	21.75	14.80	-14.00	21.75	29.00
Sunon Asogli 1	exist.	Thermal	Sunon Asogli 1-3_13.8	36.30	13.80	29.00	21.75	14.80	-14.00	21.75	29.00
Sunon Asogli 1	exist.	Thermal	Sunon Asogli 1-4_13.8	36.30	13.80	29.00	21.75	14.80	-14.00	21.75	29.00
Sunon Asogli 1	exist.	Thermal	Sunon Asogli 1-5_13.8	36.30	13.80	29.00	21.75	14.80	-14.00	21.75	29.00
Sunon Asogli 1	exist.	Thermal	Sunon Asogli 1-6_13.8	36.30	13.80	29.00	21.75	14.80	-14.00	21.75	29.00
Sunon Asogli 2	exist.	Thermal	Sunon Asogli 2 G1_13.8	150.00	13.80	120.00	85.00	17.90	-50.00	85.00	120.00
Sunon Asogli 2	exist.	Thermal	Sunon Asogli 2 G2_13.8	150.00	13.80	120.00	85.00	17.90	-50.00	85.00	120.00
Sunon Asogli 2	exist.	Thermal	Sunon Asogli 2 G3_13.8	150.00	13.80	120.00	85.00	17.90	-50.00	85.00	120.00
TAPCo	exist.	Thermal	TAPCo 1_13.8	137.50	13.80	110.00	82.50	21.40	-40.00	68.00	110.00
TAPCo	exist.	Thermal	TAPCo 2_13.8	137.50	13.80	110.00	82.50	21.40	-40.00	68.00	110.00
TAPCo	exist.	Thermal	TAPCo 3_13.8	137.50	13.80	110.00	82.50	22.00	-40.00	68.00	110.00
TICo	exist.	Thermal	TICo 1_13.8	137.50	13.80	110.00	82.50	21.40	-40.00	68.00	110.00
TICo	exist.	Thermal	TICo 2_13.8	137.50	13.80	110.00	82.50	21.40	-40.00	68.00	110.00
TICo	exist.	Thermal	TICo_13.8	137.50	13.80	120.00	82.50	22.00	-40.00	68.00	110.00
TT1PP	exist.	Thermal	TT1PP_13.8	141.75	14.40	126.00	65.00	17.90	-50.00	65.00	100.00
TT2PP	exist.	Thermal	TT1PP Generation_161	15.18	11.00	12.90	7.99	17.10	-4.24	7.99	11.70
TT2PP	exist.	Thermal	TT1PP Generation_161	15.18	11.00	12.90	7.99	17.10	-4.24	7.99	11.70
TT2PP	exist.	Thermal	TT1PP Generation_161	9.29	11.00	7.90	4.90	17.10	-2.60	4.90	7.20
TT2PP	exist.	Thermal	TT1PP Generation_161	9.29	11.00	7.90	4.90	17.10	-2.60	4.90	7.20
TT2PP	exist.	Thermal	TT1PP Generation_161	9.29	11.00	7.90	4.90	17.10	-2.60	4.90	7.20
Akosombo	exist.	Hydro	Akosombo 1_14.4	211.18	14.40	179.50	111.24	21.00	-59.00	111.24	150.00
Akosombo	exist.	Hydro	Akosombo 2_14.4	211.18	14.40	179.50	111.24	21.00	-59.00	111.24	150.00
Akosombo	exist.	Hydro	Akosombo 3_14.4	211.18	14.40	179.50	111.24	21.00	-59.00	111.24	150.00
Akosombo	exist.	Hydro	Akosombo 4_14.4	211.18	14.40	179.50	111.24	21.00	-59.00	111.24	150.00
Akosombo	exist.	Hydro	Akosombo 5_14.4	211.18	14.40	179.50	111.24	21.00	-59.00	111.24	150.00
Akosombo	exist.	Hydro	Akosombo 6_14.4	211.18	14.40	179.50	111.24	21.00	-59.00	111.24	150.00
Bui	exist.	Hydro	Bui 1_14.4	147.80	14.40	133.00	64.40	27.00	-35.00	64.40	114.00
Bui	exist.	Hydro	Bui 2_14.4	147.80	14.40	133.00	64.40	27.00	-35.00	64.40	114.00
Bui	exist.	Hydro	Bui 3_14.4	147.80	14.40	133.00	64.40	27.00	-35.00	64.40	114.00
Kpong	exist.	Hydro	Kpong 1_13.8	51.00	13.80	45.90	22.00	27.00	-15.00	22.00	36.00
Kpong	exist.	Hydro	Kpong 2_13.8	51.00	13.80	45.90	22.00	27.00	-15.00	22.00	36.00
Kpong	exist.	Hydro	Kpong 3_13.8	51.00	13.80	45.90	22.00	27.00	-15.00	22.00	36.00
Kpong	exist.	Hydro	Kpong 4_13.8	51.00	13.80	45.90	22.00	27.00	-22.00	22.00	36.00
Winneba Solar	exist.	PV	Winneba A_34.5	21.05	34.50	20.00	6.57	100.00	-6.57	6.57	20.00

Version finale

Unité	Status	Type	Poste de connexion	Puissance nominale (MVA)	Tension nominale (kV)	Puissance active nominale (MW)	Puissance réactive nominale (Mvar)	Réactance sub-transitoire (% p.u.)	Puissance réactive min. (Mvar)	Puissance réactive max. (Mvar)	Puissance active max. (MW)
Navrongo Solar	exist.	PV	Navrongo_34.5	2.63	34.50	2.5	0.80	100.00	-0.80	0.80	2.5
CEN power	decid.	Thermal	CEN power GT1_14.4	133.00	13.80	120.00	58.00	21.40	-40.00	58.00	113.00
CEN power	decid.	Thermal	CEN power GT2_14.4	133.00	13.80	120.00	58.00	21.40	-40.00	58.00	113.00
CEN power	decid.	Thermal	CEN power ST1_14.4	133.00	13.80	120.00	58.00	21.40	-40.00	58.00	113.00
Kpone ST	decid.	Thermal	Kpone ST_13.8	130.00	13.80	120.00	68.00	16.40	-53.00	68.00	100.00

Guinée

Unité	Status	Type	Poste de connexion	Puissance nominale (MVA)	Tension nominale (kV)	Puissance active nominale (MW)	Puissance réactive nominale (Mvar)	Réactance sub-transitoire (% p.u.)	Puissance réactive min. (Mvar)	Puissance réactive max. (Mvar)	Puissance active max. (MW)
G-Energie G1	exist.	Thermal	Kaloum_20 kV	25.0	11.50	21.25	13.17	17.90	-7.90	15.81	18.50
G-Energie G2	exist.	Thermal	Kaloum_20 kV	25.0	11.50	21.25	13.17	17.90	-7.90	15.81	18.50
Kaloum 1 G1	exist.	Thermal	Kaloum_20 kV	5.076	11.00	4.06	3.04	12.90	-1.83	3.65	3.7
Kaloum 1 G2	exist.	Thermal	Kaloum_20 kV	5.076	11.00	4.06	3.04	12.90	-1.83	3.65	3.7
Kaloum 1 G3	exist.	Thermal	Kaloum_20 kV	5.076	11.00	4.06	3.04	12.90	-1.83	3.65	3.7
Kaloum 1 G4	exist.	Thermal	Kaloum_20 kV	5.076	11.00	4.06	3.04	12.90	-1.83	3.65	3.7
Kaloum 1 G5	exist.	Thermal	Kaloum_20 kV	5.076	11.00	4.06	3.04	12.90	-1.83	3.65	3.7
Kaloum 1 G6	exist.	Thermal	Kaloum_20 kV	5.076	11.00	4.06	3.04	12.90	-1.83	3.65	3.7
Kaloum 2 G1	exist.	Thermal	Kaloum_20 kV	10.935	11.00	8.74	6.56	15.30	-3.94	7.87	7.5
Kaloum 2 G2	exist.	Thermal	Kaloum_20 kV	10.935	11.00	8.74	6.56	15.30	-3.94	7.87	7.5
Kaloum 2 G3	exist.	Thermal	Kaloum_20 kV	10.935	11.00	8.74	6.56	15.30	-3.94	7.87	7.5
Kaloum 3 G1	exist.	Thermal	Kaloum_20 kV	14.0	6.30	11.2	8.4	28.70	-5.04	10.08	10.00
Kaloum 3 G2	exist.	Thermal	Kaloum_20 kV	14.0	6.30	11.2	8.4	28.70	-5.04	10.08	10.00
Kaloum 3 G3	exist.	Thermal	Kaloum_20 kV	14.0	6.30	11.2	8.4	28.70	-5.04	10.08	10.00
Kaloum 3 G4	exist.	Thermal	Kaloum_20 kV	14.0	6.30	11.2	8.4	28.70	-5.04	10.08	10.00
Kaloum 5 G1	exist.	Thermal	Kaloum_20 kV	13.75	11.00	11.0	8.25	25.90	-4.95	9.9	10.00
Kaloum 5 G2	exist.	Thermal	Kaloum_20 kV	13.75	11.00	11.0	8.25	25.90	-4.95	9.9	10.00

Version finale

Unité	Status	Type	Poste de connexion	Puissance nominale (MVA)	Tension nominale (kV)	Puissance active nominale (MW)	Puissance réactive nominale (Mvar)	Réactance sub-transitoire (% p.u.)	Puissance réactive min. (Mvar)	Puissance réactive max. (Mvar)	Puissance active max. (MW)
Kaloum 5 G3	exist.	Thermal	Kaloum_20 kV	13.75	11.00	11.0	8.25	25.90	-4.95	9.9	10.00
Kipé G1	exist.	Thermal	Kipé_20 kV	10.935	11.00	8.74	6.56	15.30	-3.94	7.87	6.50
Kipé G2	exist.	Thermal	Kipé_20 kV	10.935	11.00	8.74	6.56	15.30	-3.94	7.87	6.50
Kipé G3	exist.	Thermal	Kipé_20 kV	10.935	11.00	8.74	6.56	15.30	-3.94	7.87	6.50
Kipé G4	exist.	Thermal	Kipé_20 kV	10.935	11.00	8.74	6.56	15.30	-3.94	7.87	6.50
Kipé G5	exist.	Thermal	Kipé_20 kV	10.935	11.00	8.74	6.56	15.30	-3.94	7.87	6.50
Kipé G6	exist.	Thermal	Kipé_20 kV	10.935	11.00	8.74	6.56	15.30	-3.94	7.87	6.50
ENDEAVOR	decidé	Thermal	ENDEAVOR_110 kV	10.935	11.00	8.74	6.56	15.30	-3.94	7.87	6.50
ENDEAVOR	decidé	Thermal	ENDEAVOR_110 kV	10.935	11.00	8.74	6.56	15.30	-3.94	7.87	6.50
ENDEAVOR	decidé	Thermal	ENDEAVOR_110 kV	10.935	11.00	8.74	6.56	15.30	-3.94	7.87	6.50
ENDEAVOR	decidé	Thermal	ENDEAVOR_110 kV	10.935	11.00	8.74	6.56	15.30	-3.94	7.87	6.50
ENDEAVOR	decidé	Thermal	ENDEAVOR_110 kV	10.935	11.00	8.74	6.56	15.30	-3.94	7.87	6.50
ENDEAVOR	decidé	Thermal	ENDEAVOR_110 kV	10.935	11.00	8.74	6.56	15.30	-3.94	7.87	6.50
Baneah G1	exist.	Hydro	Baneah_15 kV	2.78	3.15	2.50	1.21	18.50	-0.73	1.45	1.8
Baneah G2	exist.	Hydro	Baneah_15 kV	2.78	3.15	2.50	1.21	18.50	-0.73	1.45	1.8
Donkea G1	exist.	Hydro	Donkea_110 kV	8.50	6.30	7.50	3.71	18.00	-2.22	4.45	7.00
Donkea G2	exist.	Hydro	Donkea_110 kV	8.50	6.30	7.50	3.71	18.00	-2.22	4.45	7.00
Garafiri G1	exist.	Hydro	Garafiri_110 kV	31.50	5.65	25.00	16.59	21.10	-9.96	19.91	25.00
Garafiri G2	exist.	Hydro	Garafiri_110 kV	31.50	5.65	25.00	16.59	21.10	-9.96	19.91	25.00
Garafiri G3	exist.	Hydro	Garafiri_110 kV	31.50	5.65	25.00	16.59	21.10	-9.96	19.91	25.00
Grandes Chutes G1	exist.	Hydro	Grandes Chutes_60 kV	6.30	3.30	5.04	3.78	25.00	-2.27	4.54	4.5
Grandes Chutes G2	exist.	Hydro	Grandes Chutes_60 kV	6.30	3.30	5.04	3.78	25.00	-2.27	4.54	4.5
Grandes Chutes G3	exist.	Hydro	Grandes Chutes_60 kV	11.0	5.50	8.80	6.6	29.40	-3.96	7.92	8.0
Grandes Chutes G4	exist.	Hydro	Grandes Chutes_60 kV	11.0	5.50	8.80	6.6	29.40	-3.96	7.92	8.0
Kaleta G1	exist.	Hydro	Kaleta_225 kV	92.00	10.50	78.2	48.46	19.00	-29.08	58.16	78.2
Kaleta G2	exist.	Hydro	Kaleta_225 kV	92.00	10.50	78.2	48.46	19.00	-29.08	58.16	78.2

Version finale

Unité	Status	Type	Poste de connexion	Puissance nominale (MVA)	Tension nominale (kV)	Puissance active nominale (MW)	Puissance réactive nominale (Mvar)	Réactance sub-transitoire (% p.u.)	Puissance réactive min. (Mvar)	Puissance réactive max. (Mvar)	Puissance active max. (MW)
Kaleta G3	exist.	Hydro	Kaleta _225 kV	92.00	10.50	78.2	48.46	19.00	-29.08	58.16	78.2
Kinkon G1	exist.	Hydro	Kinkon _30 kV	1.00	6.30	0.80	0.6	14.18	-0.36	0.72	0.80
Kinkon G2	exist.	Hydro	Kinkon _30 kV	1.00	6.30	0.80	0.6	14.18	-0.36	0.72	0.80
Kinkon G3	exist.	Hydro	Kinkon _30 kV	1.00	6.30	0.80	0.6	14.18	-0.36	0.72	0.80
Kinkon G4	exist.	Hydro	Kinkon _30 kV	1.00	6.30	0.80	0.6	14.18	-0.36	0.72	0.80
Amaria G1	decid.	Hydro	Amaria _225 kV	88.24	13.8	75.00	46.48	19.00	-27.89	55.78	75.00
Amaria G2	decid.	Hydro	Amaria _225 kV	88.24	13.8	75.00	46.48	19.00	-27.89	55.78	75.00
Amaria G3	decid.	Hydro	Amaria _225 kV	88.24	13.8	75.00	46.48	19.00	-27.89	55.78	75.00
Amaria G4	decid.	Hydro	Amaria _225 kV	88.24	13.8	75.00	46.48	19.00	-27.89	55.78	75.00
Souapiti G1	decid.	Hydro	Souapiti _225 kV	140.00	13.80	112.50	73.75	20.00	-36.98	83.30	112.50
Souapiti G2	decid.	Hydro	Souapiti _225 kV	140.00	13.80	112.50	73.75	20.00	-36.98	83.30	112.50
Souapiti G3	decid.	Hydro	Souapiti _225 kV	140.00	13.80	112.50	73.75	20.00	-36.98	83.30	112.50
Souapiti G4	decid.	Hydro	Souapiti _225 kV	140.00	13.80	112.50	73.75	20.00	-36.98	83.30	112.50
Sougéta	decid.	RES	Souguéta_30 kV	31.58	N/A	30.00	9.86	100.00	-9.86	9.86	2.50
Khoummaguély	decid.	RES	Khoummaguély_110 kV	42.11	N/A	40.00	13.15	100.00	-13.15	13.15	20.00

Guinée Bissau

Unité	Status	Type	Poste de connexion	Puissance nominale (MVA)	Tension nominale (kV)	Puissance active nominale (MW)	Puissance réactive nominale (Mvar)	Réactance sub-transitoire (% p.u.)	Puissance réactive min. (Mvar)	Puissance réactive max. (Mvar)	Puissance active max. (MW)
Aggreko Rental GB	exist.	Thermal	N/A	15.00	N/A	15.00	9.30	20.00	-4.93	9.30	15.00
BADEA Diesel	decid.	Thermal	N/A	23.53	N/A	20.00	12.39	20.00	-6.57	12.39	20.00
Bor BOAD	decid.	Thermal	N/A	17.65	N/A	15.00	9.30	20.00	-4.93	9.30	15.00
BOAD Solar GB	decid.	PV	N/A	23.53	N/A	20.00	6.57	100.00	-6.57	6.57	20.00

Libéria

Unité	Status	Type	Poste de connexion	Puissance nominale (MVA)	Tension nominale (kV)	Puissance active nominale (MW)	Puissance réactive nominale (Mvar)	Réactance sub-transitoire (% p.u.)	Puissance réactive min. (Mvar)	Puissance réactive max. (Mvar)	Puissance active max. (MW)
Bushrod	exist.	Thermal	Monrovia_33	17.65	33.00	22.60	2.50	20.00	-2.50	2.50	4.00
Bushrod II	decid.	Thermal	Monrovia_33	56.47	33.00	48.00	29.75	20.00	-15.78	29.75	48.00
Mont Coffee G1	decid.	Hydro	Mont Coffee G1_10.5	25.00	10.50	20.00	15.00	21.00	-2.00	15.00	16.50
Mont Coffee G2	decid.	Hydro	Mont Coffee G2_10.5	25.00	10.50	20.00	15.00	21.00	-2.00	15.00	16.50
Mont Coffee G3	decid.	Hydro	Mont Coffee G3_10.5	25.00	10.50	20.00	15.00	21.00	-2.00	15.00	16.50
Mont Coffee G4	decid.	Hydro	Mont Coffee G4_10.5	25.00	10.50	20.00	15.00	21.00	-2.00	15.00	16.50

Mali

Unité	Status	Type	Poste de connexion	Puissance nominale (MVA)	Tension nominale (kV)	Puissance active nominale (MW)	Puissance réactive nominale (Mvar)	Réactance sub-transitoire (% p.u.)	Puissance réactive min. (Mvar)	Puissance réactive max. (Mvar)	Puissance active max. (MW)
AGGREKO Balingue	exist.	Thermal	AGGREKO Balingue_11	37.50	11.00	30.00	22.50	20.00	-9.86	22.50	30
AGGREKO Kati	exist.	Thermal	AGGREKO Kati_11	37.50	11.00	30.00	22.50	20.00	-9.86	22.50	22
Aggreko Dakar	exist.	Thermal	APR Dakar_30	47.00	30.00	40.00	24.68	20.00	-13.15	24.68	40
Balingue BID Extension G5	exist.	Thermal	Balingue BID G1_15	14.38	15.00	11.50	8.80	20.00	-3.78	8.80	8.1
Balingue BID Extension G6	exist.	Thermal	Balingue BID G1_15	14.38	15.00	11.50	8.80	20.00	-3.78	8.80	8.1
Balingue BID G1	exist.	Thermal	Balingue BID G1_15	15.00	15.00	12.15	8.80	20.00	-3.99	8.80	8.45
Balingue BID G2	exist.	Thermal	Balingue BID G1_15	15.00	15.00	12.15	8.80	20.00	-3.99	8.80	8.45
Balingue BID G3	exist.	Thermal	Balingue BID G1_15	15.00	15.00	12.15	8.80	20.00	-3.99	8.80	8.45
Balingue BID G4	exist.	Thermal	Balingue BID G1_15	15.00	15.00	12.15	8.80	20.00	-3.99	8.80	8.45
Balingue G1	exist.	Thermal	Balingue BID G1_15	17.65	15.00	15.00	9.30	15.70	-4.93	9.30	6.46
Balingue G2	exist.	Thermal	Balingue BID G1_15	17.65	15.00	15.00	9.30	15.70	-4.93	9.30	6.46
Balingue G3	exist.	Thermal	Balingue BID G1_15	17.65	15.00	15.00	9.30	15.70	-4.93	9.30	6.46
Balingue G4	exist.	Thermal	Balingue BID G1_15	17.65	15.00	15.00	9.30	15.70	-4.93	9.30	4.94
Dar Salam TAC	exist.	Thermal	Dar Salam TAC_11	26.96	11.00	24.60	11.03	16.70	-8.09	11.03	24.6
Aggreko Darsalam	exist.	Thermal	GPS Darsalam_11	13.75	11.00	11.00	8.25	20.00	-3.62	8.25	11
SES Koutiala	exist.	Thermal	SES Koutiala_11	12.50	11.00	10.00	7.50	20.00	-3.29	7.50	10
SES Sikasso	exist.	Thermal	SES Sikasso_11	12.50	11.00	10.00	7.50	20.00	-3.29	7.50	10
Felou G1	exist.	Hydro	Felou G1_11	25.00	11.00	21.50	15.00	27.00	-7.07	15.00	20
Felou G2	exist.	Hydro	Felou G2_11	25.00	11.00	21.50	15.00	27.00	-7.07	15.00	20
Felou G3	exist.	Hydro	Felou G3_11	25.00	11.00	21.50	15.00	27.00	-7.07	15.00	20
Manantali G1	exist.	Hydro	Manantali G1_11	47.06	11.00	40.00	24.79	20.00	-13.15	24.79	40
Manantali G2	exist.	Hydro	Manantali G2_11	47.06	11.00	40.00	24.79	20.00	-13.15	24.79	40
Manantali G3	exist.	Hydro	Manantali G3_11	47.06	11.00	40.00	24.79	20.00	-13.15	24.79	40
Manantali G4	exist.	Hydro	Manantali G4_11	47.06	11.00	40.00	24.79	20.00	-13.15	24.79	40

Version finale

Unité	Status	Type	Poste de connexion	Puissance nominale (MVA)	Tension nominale (kV)	Puissance active nominale (MW)	Puissance réactive nominale (Mvar)	Réactance sub-transitoire (% p.u.)	Puissance réactive min. (Mvar)	Puissance réactive max. (Mvar)	Puissance active max. (MW)
Manantali G5	exist.	Hydro	Manantali G5_11	47.06	11.00	40.00	24.79	20.00	-13.15	24.79	40
Selingue G1	exist.	Hydro	Selingue G1_8.7	13.60	8.66	12.15	6.84	27.00	-3.99	6.84	11.75
Selingue G2	exist.	Hydro	Selingue G1_8.7	13.60	8.66	12.15	6.84	27.00	-3.99	6.84	11.75
Selingue G3	exist.	Hydro	Selingue G1_8.7	13.60	8.66	12.15	6.84	27.00	-3.99	6.84	11.75
Selingue G4	exist.	Hydro	Selingue G1_8.7	13.60	8.66	12.15	6.84	27.00	-3.99	6.84	11.75
Sotuba 1 G1	exist.	Hydro	Sotuba 1 G1_2	3.40	2.00	2.85	3.50	33.00	-0.94	3.50	2.85
Sotuba 1 G2	exist.	Hydro	Sotuba 1 G1_2	3.40	2.00	2.85	3.50	33.00	-0.57	3.50	2.85
Albatros	decid.	Thermal	N/A	115.00	11.00	92.00	69.00	20.00	-30.24	69.00	92.00
Kenie G1	decid.	Hydro	Kenie G1_15.5	16.47	15.50	14.00	8.63	27.00	-4.60	8.63	14.00
Kenie G2	decid.	Hydro	Kenie G2_15.5	16.47	15.50	14.00	8.63	27.00	-4.60	8.63	14.00
Kenie G3	decid.	Hydro	Kenie G3_15.5	16.47	15.50	14.00	8.63	27.00	-4.60	8.63	14.00
Segou - SCATEC Solar	decid.	PV	SCATEC Solar_8.7	34.70	8.66	33.00	10.72	100.00	-10.80	10.72	33.00
Segou - Solar Kita	decid.	PV	Kita_225	52.60	11.00	50.00	16.33	100.00	-16.00	16.33	50.00

Niger

Unité	Status	Type	Poste de connexion	Puissance nominale (MVA)	Tension nominale (kV)	Puissance active nominale (MW)	Puissance réactive nominale (Mvar)	Réactance sub-transitoire (% p.u.)	Puissance réactive min. (Mvar)	Puissance réactive max. (Mvar)	Puissance active max. (MW)
Agadez	exist.	Thermal	N/A	2.22	N/A	1.89	1.17	14.80	-0.62	1.17	1.40
Aggreko 1A	exist.	Thermal	Aggreko 1A_20	2.82	0.40	2.40	1.80	14.80	-0.79	1.80	2.40
Aggreko 1A	exist.	Thermal	Aggreko 1A_20	3.53	0.40	3.00	0.96	14.80	-0.99	0.96	3.00
Aggreko 1A	exist.	Thermal	Aggreko 1A_20	2.82	0.40	2.40	1.80	14.80	-0.79	1.80	2.40
Aggreko 1A	exist.	Thermal	Aggreko 1A_20	3.53	0.40	3.00	0.96	14.80	-0.99	0.96	3.00
Aggreko 1B	exist.	Thermal	Aggreko 1A_20	2.82	0.40	2.40	1.80	14.80	-0.79	1.80	2.40
Aggreko 1B	exist.	Thermal	Aggreko 1A_20	3.53	0.40	3.00	0.96	14.80	-0.99	0.96	3.00
Aggreko 1B	exist.	Thermal	Aggreko 1A_20	2.82	0.40	2.40	1.80	14.80	-0.79	1.80	2.40
Aggreko 1B	exist.	Thermal	Aggreko 1A_20	3.53	0.40	3.00	0.96	14.80	-0.99	0.96	3.00
Aggreko 2	exist.	Thermal	Niamey 2D-2_20	3.53	0.40	3.00	0.96	14.80	-0.99	0.96	3.00
Aggreko 2	exist.	Thermal	Niamey 2D-2_20	2.82	0.40	2.40	1.80	14.80	-0.79	1.80	2.40
Aggreko 2	exist.	Thermal	Niamey 2D-2_20	3.53	0.40	3.00	0.96	14.80	-0.99	0.96	3.00
Aggreko 2	exist.	Thermal	Niamey 2D-2_20	2.82	0.40	2.40	1.80	14.80	-0.79	1.80	2.40
Diffa	exist.	Thermal	N/A	8.88	N/A	7.55	4.68	14.80	-2.48	4.68	6.66
Gaya	exist.	Thermal	N/A	0.34	N/A	0.29	0.18	14.80	-0.10	0.18	0.20
Gaya	exist.	Thermal	N/A	0.59	N/A	0.50	0.31	14.80	-0.17	0.31	0.42
Gorou Banda	exist.	Thermal	Goroubanda_11	23.53	11.00	20.00	15.00	14.80	-6.57	15.00	20.00
Gorou Banda	exist.	Thermal	Goroubanda_11	23.53	11.00	20.00	15.00	14.80	-6.57	15.00	20.00
Gorou Banda	exist.	Thermal	Goroubanda_11	23.53	11.00	20.00	15.00	14.80	-6.57	15.00	20.00
Gorou Banda	exist.	Thermal	Goroubanda_11	23.53	11.00	20.00	15.00	14.80	-6.57	15.00	20.00
Goudel	exist.	Thermal	Goudel G1_20	18.12	11.00	15.40	9.54	14.80	-5.06	9.54	12.60
Goudel	exist.	Thermal	Goudel G2_20	11.76	5.65	10.00	6.20	14.80	-3.29	6.20	9.00
Malbaza	exist.	Thermal	Malbaza_20	1.51	0.40	1.28	0.79	14.80	-0.42	0.79	0.75
Malbaza	exist.	Thermal	Malbaza_20	1.29	0.40	1.10	0.68	14.80	-0.36	0.68	0.80
Malbaza	exist.	Thermal	Malbaza_20	7.53	0.40	6.40	3.97	14.80	-2.10	3.97	6.00

Version finale

Unité	Status	Type	Poste de connexion	Puissance nominale (MVA)	Tension nominale (kV)	Puissance active nominale (MW)	Puissance réactive nominale (Mvar)	Réactance sub-transitoire (% p.u.)	Puissance réactive min. (Mvar)	Puissance réactive max. (Mvar)	Puissance active max. (MW)
Maradi	exist.	Thermal	Maradi_20	0.86	0.40	0.73	0.45	14.80	-0.24	0.45	0.70
Maradi	exist.	Thermal	Maradi_20	1.78	5.50	1.51	0.94	14.80	-0.50	0.94	1.20
Maradi	exist.	Thermal	Maradi_20	4.94	5.50	4.20	2.60	14.80	-1.38	2.60	3.40
Niaméy 2	exist.	Thermal	Niaméy 2D-2_20	13.53	10.50	11.50	7.13	22.00	-3.78	7.13	9.00
Niaméy 2	exist.	Thermal	Niaméy 2D-2_20	14.12	10.50	12.00	7.44	14.80	-3.94	7.44	9.00
Sonichar	exist.	Thermal	N/A	22.12	N/A	18.80	11.65	14.80	-6.18	11.65	18.80
Sonichar	exist.	Thermal	N/A	22.12	N/A	18.80	11.65	14.80	-6.18	11.65	18.80
Tahoua	exist.	Thermal	N/A	3.00	N/A	2.55	1.58	14.80	-0.84	1.58	1.50
Tahoua	exist.	Thermal	N/A	1.19	N/A	1.01	0.62	14.80	-0.33	0.62	0.80
Zinder	exist.	Thermal	Zinder_20	3.76	5.50	3.19	1.98	22.00	-1.05	1.98	2.60
Zinder	exist.	Thermal	Zinder_20	4.71	5.50	4.00	2.48	22.00	-1.31	2.48	3.20
Gorou Banda 2	decid.	Thermal	Goroubanda_11	23.53	11.00	20.00	15.00	14.80	-6.57	15.00	20.00
Salkadamna	decid.	Thermal	Salkadamna_11	58.82	11.00	50.00	30.99	14.80	-16.43	30.99	50.00
Salkadamna	decid.	Thermal	Salkadamna G2_11	58.82	11.00	50.00	30.99	14.80	-16.43	30.99	50.00
Salkadamna	decid.	Thermal	Salkadamna G3_11	58.82	11.00	50.00	30.99	14.80	-16.43	30.99	50.00
Salkadamna	decid.	Thermal	Salkadamna G4_11	58.82	11.00	50.00	30.99	14.80	-16.43	30.99	50.00
Sonichar	decid.	Thermal	N/A	80.94	N/A	68.80	42.64	14.80	-22.61	42.64	68.80
Gorou Banda PV	decid.	PV	Goroubanda_11	21.05	11.00	20.00	6.57	100.00	-6.57	6.57	20.00

Version finale

Nigéria

Unité	Status	Type	Poste de connexion	Puissance nominale (MVA)	Tension nominale (kV)	Puissance active nominale (MW)	Puissance réactive nominale (Mvar)	Réactance sub-transitoire (% p.u.)	Puissance réactive min. (Mvar)	Puissance réactive max. (Mvar)	Puissance active max. (MW)
AES Ebute barge	exist.	Thermal	AES Ebute barge_10.5	38.60	10.50	31.00	23.17	20.00	-3.09	23.17	31.00
AES Ebute barge	exist.	Thermal	AES Ebute barge_10.5	38.60	10.50	31.00	23.17	20.00	-3.09	23.17	31.00
AES Ebute barge	exist.	Thermal	AES Ebute barge_10.5	38.60	10.50	31.00	23.17	20.00	-3.09	23.17	31.00
AES Ebute barge	exist.	Thermal	AES Ebute barge_10.5	39.50	10.50	31.00	23.70	20.00	-3.16	23.70	31.00
AES Ebute barge	exist.	Thermal	AES Ebute barge_10.5	39.50	10.50	31.00	23.70	20.00	-3.16	23.70	31.00
AES Ebute barge	exist.	Thermal	AES Ebute barge_10.5	39.50	10.50	31.00	23.70	20.00	-3.16	23.70	31.00
AES Ebute barge	exist.	Thermal	AES Ebute barge_10.5	40.50	10.50	31.00	27.34	20.00	-3.64	27.34	31.00
AES Ebute barge	exist.	Thermal	AES Ebute barge_10.5	40.50	10.50	31.00	27.34	20.00	-3.64	27.34	31.00
AES Ebute barge	exist.	Thermal	AES Ebute barge_10.5	40.50	10.50	31.00	27.34	20.00	-3.64	27.34	31.00
AES Ebute barge	exist.	Thermal	AES Ebute barge_10.5	40.50	10.50	31.00	27.34	20.00	-3.64	27.34	31.00
Afam IV	exist.	Thermal	Afam IV_10.5	94.00	11.50	75.00	56.25	20.00	-24.65	56.25	0.00
Afam IV	exist.	Thermal	Afam IV_10.5	94.00	11.50	75.00	56.25	20.00	-24.65	56.25	0.00
Afam IV	exist.	Thermal	Afam IV_11.5	94.00	11.50	75.00	56.25	20.00	-24.65	56.25	0.00
Afam IV	exist.	Thermal	Afam IV_11.5	94.00	11.50	75.00	56.25	20.00	-24.65	56.25	0.00
Afam IV	exist.	Thermal	Afam IV_11.5	94.00	11.50	75.00	56.25	20.00	-24.65	56.25	0.00
Afam IV	exist.	Thermal	Afam IV_11.5	94.00	11.50	75.00	56.25	20.00	-24.65	56.25	0.00
Afam V	exist.	Thermal	Afam V_15.8	162.70	11.50	138.30	85.00	20.00	-45.00	85.00	0.00
Afam V	exist.	Thermal	Afam V_15.8	162.70	11.50	138.30	85.00	20.00	-45.00	85.00	0.00
Afam VI	exist.	Thermal	N/A	176.00	11.50	166.00	90.00	20.00	-50.00	90.00	150.00
Afam VI	exist.	Thermal	N/A	176.00	11.50	166.00	90.00	20.00	-50.00	90.00	150.00
Afam VI	exist.	Thermal	N/A	176.00	11.50	166.00	90.00	20.00	-50.00	90.00	150.00
Afam VI	exist.	Thermal	N/A	270.59	11.50	230.00	142.54	20.00	-75.60	90.00	200.00
Alaogi NIPP	exist.	Thermal	Alaogi NIPP_15	141.25	15.00	120.00	60.00	20.00	-39.44	60.00	120.00
Alaogi NIPP	exist.	Thermal	Alaogi NIPP_15	141.25	15.00	120.00	60.00	20.00	-39.44	60.00	120.00
Alaogi NIPP	exist.	Thermal	Alaogi NIPP_15	141.25	15.00	120.00	60.00	20.00	-39.44	60.00	120.00
Alaogi NIPP	exist.	Thermal	Alaogi NIPP_15	141.25	15.00	120.00	60.00	16.40	-39.44	60.00	120.00

Version finale

Unité	Status	Type	Poste de connexion	Puissance nominale (MVA)	Tension nominale (kV)	Puissance active nominale (MW)	Puissance réactive nominale (Mvar)	Réactance sub-transitoire (% p.u.)	Puissance réactive min. (Mvar)	Puissance réactive max. (Mvar)	Puissance active max. (MW)
Calabar / Odukpani NIPP	exist.	Thermal	Calabar / Odukpani NIPP_15	141.25	15.00	113.00	84.40	20.00	-56.30	84.40	113.00
Calabar / Odukpani NIPP	exist.	Thermal	Calabar / Odukpani NIPP_15	141.25	15.00	113.00	84.40	20.00	-56.30	84.40	0.00
Calabar / Odukpani NIPP	exist.	Thermal	Calabar / Odukpani NIPP_15	141.25	15.00	113.00	84.40	20.00	-56.30	84.40	0.00
Calabar / Odukpani NIPP	exist.	Thermal	Calabar / Odukpani NIPP_15	141.25	15.00	113.00	84.40	20.00	-56.30	84.40	0.00
Calabar / Odukpani NIPP	exist.	Thermal	Calabar / Odukpani NIPP_15	141.25	15.00	113.00	84.40	20.00	-56.30	84.40	0.00
Delta II	exist.	Thermal	Delta II_11.5	25.00	11.50	24.00	14.87	20.00	-7.89	14.87	12.26
Delta II	exist.	Thermal	Delta II_11.5	25.00	11.50	24.00	14.87	20.00	-7.89	14.87	12.26
Delta II	exist.	Thermal	Delta II_11.5	25.00	11.50	24.00	14.87	20.00	-7.89	14.87	12.26
Delta II	exist.	Thermal	Delta II_11.5	25.00	11.50	24.00	14.87	20.00	-7.89	14.87	12.26
Delta II	exist.	Thermal	Delta II_11.5	25.00	11.50	24.00	14.87	20.00	-7.89	14.87	12.26
Delta II	exist.	Thermal	Delta II_11.5	25.00	11.50	24.00	14.87	20.00	-7.89	14.87	12.26
Delta III	exist.	Thermal	Delta III_11.5	25.00	11.50	24.00	14.87	20.00	-7.89	14.87	12.26
Delta III	exist.	Thermal	Delta III_11.5	25.00	11.50	24.00	14.87	20.00	-7.89	14.87	12.26
Delta III	exist.	Thermal	Delta III_11.5	25.00	11.50	24.00	14.87	20.00	-7.89	14.87	12.26
Delta III	exist.	Thermal	Delta III_11.5	25.00	11.50	24.00	14.87	20.00	-7.89	14.87	12.26
Delta III	exist.	Thermal	Delta III_11.5	25.00	11.50	24.00	14.87	20.00	-7.89	14.87	12.26
Delta IV	exist.	Thermal	Delta IV_11.5	117.65	11.50	100.00	60.00	20.00	-30.00	60.00	60.64
Delta IV	exist.	Thermal	Delta IV_11.5	117.65	11.50	100.00	60.00	20.00	-30.00	60.00	60.64
Delta IV	exist.	Thermal	Delta IV_11.5	117.65	11.50	100.00	60.00	20.00	-30.00	60.00	60.64
Delta IV	exist.	Thermal	Delta IV_11.5	117.65	11.50	100.00	60.00	20.00	-30.00	60.00	60.64
Delta IV	exist.	Thermal	Delta IV_11.5	117.65	11.50	100.00	60.00	20.00	-30.00	60.00	60.64
Egbin	exist.	Thermal	Egbin_16	246.00	16.00	220.00	106.55	20.00	-72.31	106.55	147.00
Egbin	exist.	Thermal	Egbin_16	246.00	16.00	220.00	106.55	20.00	-72.31	106.55	147.00

Version finale

Unité	Status	Type	Poste de connexion	Puissance nominale (MVA)	Tension nominale (kV)	Puissance active nominale (MW)	Puissance réactive nominale (Mvar)	Réactance sub-transitoire (% p.u.)	Puissance réactive min. (Mvar)	Puissance réactive max. (Mvar)	Puissance active max. (MW)
Egbin	exist.	Thermal	Egbin_16	246.00	16.00	220.00	106.55	20.00	-72.31	106.55	147.00
Egbin	exist.	Thermal	Egbin_16	246.00	16.00	220.00	106.55	20.00	-72.31	106.55	147.00
Egbin	exist.	Thermal	Egbin_16	246.00	16.00	220.00	106.55	20.00	-72.31	106.55	147.00
Egbin	exist.	Thermal	Egbin_16	246.00	16.00	220.00	106.55	20.00	-72.31	106.55	147.00
Gbarain - GT2 NIPP	exist.	Thermal	Gbarain - GT2 NIPP_15	141.25	15.00	113.00	84.40	20.00	-56.30	84.40	113.00
Geregu FGN1	exist.	Thermal	Geregu FGN1_15.8	174.00	10.50	138.00	85.00	20.00	-45.00	85.00	138.00
Geregu FGN1	exist.	Thermal	Geregu FGN1_15.8	174.00	10.50	138.00	85.00	20.00	-45.00	85.00	138.00
Geregu FGN1	exist.	Thermal	Geregu FGN1_15.8	174.00	10.50	138.00	85.00	20.00	-45.00	85.00	138.00
Geregu NIPP1	exist.	Thermal	Geregu NIPP1_15.8	175.00	10.50	145.00	85.00	20.00	-70.00	85.00	145.00
Geregu NIPP1	exist.	Thermal	Geregu NIPP1_15.8	175.00	10.50	145.00	85.00	20.00	-70.00	85.00	145.00
Geregu NIPP1	exist.	Thermal	Geregu NIPP1_15.8	175.00	10.50	145.00	85.00	20.00	-70.00	85.00	145.00
Ibom 1	exist.	Thermal	Ibom 1_11.5	46.00	11.50	39.00	24.00	20.00	-20.00	24.00	32.00
Ibom 1	exist.	Thermal	Ibom 1_11.5	46.00	11.50	39.00	24.00	20.00	-20.00	24.00	32.00
Ibom 1	exist.	Thermal	Ibom 1_15	141.25	15.00	113.00	60.00	20.00	-40.00	60.00	90.00
Ihovbor (Eyaen)	exist.	Thermal	Ihovbor (Eyaen)_15	141.25	15.00	150.00	60.00	20.00	-40.00	60.00	113.00
Ihovbor (Eyaen)	exist.	Thermal	Ihovbor (Eyaen)_15	141.25	15.00	150.00	60.00	20.00	-40.00	60.00	113.00
Ihovbor (Eyaen)	exist.	Thermal	Ihovbor (Eyaen)_15	141.25	15.00	150.00	60.00	20.00	-40.00	60.00	113.00
Okpai	exist.	Thermal	Okpai_15.8	176.47	11.50	150.00	92.96	20.00	-49.30	92.96	150.00
Okpai	exist.	Thermal	Okpai_15.8	176.47	11.50	150.00	92.96	20.00	-49.30	92.96	150.00
Okpai	exist.	Thermal	Okpai_15.8	176.47	11.50	150.00	92.96	20.00	-49.30	92.96	150.00
Olorunsogo 1	exist.	Thermal	Olorunsogo 1_10.5	52.30	10.50	42.10	31.40	14.80	-12.00	31.40	36.63
Olorunsogo 1	exist.	Thermal	Olorunsogo 1_10.5	52.30	10.50	42.10	31.40	14.80	-12.00	31.40	36.63
Olorunsogo 1	exist.	Thermal	Olorunsogo 1_10.5	52.30	10.50	42.10	31.40	14.80	-12.00	31.40	36.63
Olorunsogo 1	exist.	Thermal	Olorunsogo 1_10.5	52.30	10.50	42.10	31.40	14.80	-12.00	31.40	36.63
Olorunsogo 1	exist.	Thermal	Olorunsogo 1_10.5	52.30	10.50	42.10	31.40	14.80	-12.00	31.40	36.63
Olorunsogo 1	exist.	Thermal	Olorunsogo 1_10.5	52.30	10.50	42.10	31.40	14.80	-12.00	31.40	36.63

Unité	Status	Type	Poste de connexion	Puissance nominale (MVA)	Tension nominale (kV)	Puissance active nominale (MW)	Puissance réactive nominale (Mvar)	Réactance sub-transitoire (% p.u.)	Puissance réactive min. (Mvar)	Puissance réactive max. (Mvar)	Puissance active max. (MW)
Olorunsogo 1	exist.	Thermal	Olorunsogo 1_10.5	52.30	10.50	42.10	31.40	14.80	-12.00	31.40	36.63
Olorunsogo 1	exist.	Thermal	Olorunsogo 1_10.5	52.30	10.50	42.10	31.40	14.80	-12.00	31.40	36.63
Olorunsogo 2	exist.	Thermal	Olorunsogo 2_15	150.00	10.50	120.00	70.50	20.00	-25.00	70.50	78.88
Olorunsogo 2	exist.	Thermal	Olorunsogo 2_15	150.00	10.50	120.00	70.50	20.00	-25.00	70.50	78.88
Olorunsogo 2	exist.	Thermal	N/A	150.00	10.50	120.00	70.50	20.00	-25.00	70.50	78.88
Olorunsogo 2	exist.	Thermal	Olorunsogo 2_15	150.00	10.50	120.00	70.50	20.00	-25.00	70.50	78.88
Olorunsogo 2	exist.	Thermal	Olorunsogo 2_15	150.00	10.50	120.00	70.50	20.00	-25.00	70.50	78.88
Olorunsogo 2	exist.	Thermal	N/A	150.00	10.50	120.00	70.50	20.00	-25.00	70.50	78.88
Omoku IPP G1	exist.	Thermal	Omoku IPP G1_11.5	29.41	11.50	25.00	15.49	20.00	-8.22	15.49	25.00
Omoku IPP G2	exist.	Thermal	Omoku IPP G2_11.5	29.41	11.50	25.00	15.49	20.00	-8.22	15.49	25.00
Omoku IPP G3	exist.	Thermal	N/A	29.41	11.50	25.00	15.49	20.00	-8.22	15.49	25.00
Omoku IPP G4	exist.	Thermal	N/A	29.41	11.50	25.00	15.49	20.00	-8.22	15.49	0.00
Omoku IPP G5	exist.	Thermal	N/A	29.41	11.50	25.00	15.49	20.00	-8.22	15.49	0.00
Omoku IPP G6	exist.	Thermal	N/A	29.41	11.50	25.00	15.49	20.00	-8.22	15.49	0.00
Omotosho 1	exist.	Thermal	Omotosho 1_10.5	49.41	10.50	42.00	26.03	20.00	-13.80	26.03	42.00
Omotosho 1	exist.	Thermal	Omotosho 1_10.5	49.41	10.50	42.00	26.03	20.00	-13.80	26.03	42.00
Omotosho 1	exist.	Thermal	Omotosho 1_10.5	49.41	10.50	42.00	26.03	20.00	-13.80	26.03	42.00
Omotosho 1	exist.	Thermal	Omotosho 1_10.5	49.41	10.50	42.00	26.03	20.00	-13.80	26.03	42.00
Omotosho 1	exist.	Thermal	Omotosho 1_10.5	49.41	10.50	42.00	26.03	20.00	-13.80	26.03	42.00
Omotosho 1	exist.	Thermal	Omotosho 1_10.5	49.41	10.50	42.00	26.03	20.00	-13.80	26.03	42.00
Omotosho 1	exist.	Thermal	Omotosho 1_10.5	49.41	10.50	42.00	26.03	20.00	-13.80	26.03	42.00
Omotosho 1	exist.	Thermal	Omotosho 1_10.5	49.41	10.50	42.00	26.03	20.00	-13.80	26.03	42.00
Omotosho 2 NIPP	exist.	Thermal	Omotosho 2 NIPP_15	148.24	10.50	126.00	78.09	20.00	-41.41	78.09	126.00
Omotosho 2 NIPP	exist.	Thermal	Omotosho 2 NIPP_15	148.24	10.50	126.00	78.09	20.00	-41.41	78.09	126.00
Omotosho 2 NIPP	exist.	Thermal	Omotosho 2 NIPP_15	148.24	10.50	126.00	78.09	20.00	-41.41	78.09	126.00
Omotosho 2 NIPP	exist.	Thermal	Omotosho 2 NIPP_15	148.24	10.50	126.00	78.09	20.00	-41.41	78.09	126.00

Unité	Status	Type	Poste de connexion	Puissance nominale (MVA)	Tension nominale (kV)	Puissance active nominale (MW)	Puissance réactive nominale (Mvar)	Réactance sub-transitoire (% p.u.)	Puissance réactive min. (Mvar)	Puissance réactive max. (Mvar)	Puissance active max. (MW)
Paras Energy	exist.	Thermal	N/A	11.25	11.00	9.00	6.75	14.00	-2.96	6.75	9.00
Paras Energy	exist.	Thermal	N/A	11.25	11.00	9.00	6.75	14.00	-2.96	6.75	9.00
Paras Energy	exist.	Thermal	N/A	11.25	11.00	9.00	6.75	27.00	-2.96	6.75	9.00
Paras Energy	exist.	Thermal	N/A	11.25	11.00	9.00	6.75	27.00	-2.96	6.75	9.00
Paras Energy	exist.	Thermal	N/A	11.25	11.00	9.00	6.75	14.00	-2.96	6.75	9.00
Paras Energy	exist.	Thermal	N/A	11.25	11.00	9.00	6.75	14.00	-2.96	6.75	9.00
Rivers IPP	exist.	Thermal	N/A	224.71	10.50	191.00	118.37	19.00	-62.78	118.37	160.00
Sapele	exist.	Thermal	Sapele_15.8	134.00	15.75	88.00	54.54	20.00	-28.92	54.54	54.54
Sapele	exist.	Thermal	Sapele_15.8	134.00	15.75	88.00	54.54	20.00	-28.92	54.54	54.54
Sapele	exist.	Thermal	Sapele_15.8	134.00	15.75	88.00	54.54	20.00	-28.92	54.54	54.54
Sapele	exist.	Thermal	Sapele_15.8	134.00	15.75	88.00	54.54	20.00	-28.92	54.54	54.54
Sapele	exist.	Thermal	Sapele_15.8	134.00	15.75	88.00	54.54	20.00	-28.92	54.54	54.54
Sapele	exist.	Thermal	Sapele_15.8	134.00	15.75	88.00	54.54	20.00	-28.92	54.54	54.54
Sapele Ogorode 1	exist.	Thermal	Sapele Ogorode 1_15	141.25	15.00	113.00	84.75	20.00	-37.14	84.75	113.00
Sapele Ogorode 1	exist.	Thermal	Sapele Ogorode 1_15	141.25	15.00	113.00	84.75	20.00	-37.14	84.75	0.00
Sapele Ogorode 1	exist.	Thermal	Sapele Ogorode 1_15	141.25	15.00	113.00	84.75	20.00	-37.14	84.75	0.00
Sapele Ogorode 1	exist.	Thermal	Sapele Ogorode 1_15	141.25	15.00	113.00	84.75	20.00	-37.14	84.75	0.00
Trans Amadi G1-4	exist.	Thermal	N/A	117.65		100.00	61.97	20.00	-32.87	61.97	75.00
Jebba	exist.	Hydro	Jebba_16	119.00	16.00	101.00	49.00	24.00	-30.00	49.00	84.00
Jebba	exist.	Hydro	Jebba_16	119.00	16.00	101.00	49.00	20.00	-30.00	49.00	84.00
Jebba	exist.	Hydro	Jebba_16	119.00	16.00	101.00	49.00	20.00	-30.00	49.00	84.00
Jebba	exist.	Hydro	Jebba_16	119.00	16.00	101.00	49.00	20.00	-30.00	49.00	84.00
Jebba	exist.	Hydro	Jebba_16	119.00	16.00	101.00	49.00	20.00	-30.00	49.00	84.00
Jebba	exist.	Hydro	Jebba_16	119.00	16.00	101.00	49.00	20.00	-30.00	49.00	84.00
Kainji G10	exist.	Hydro	Kainji G1_16	94.12	16.00	80.00	49.58	20.00	-26.29	49.58	40.00
Kainji G11	exist.	Hydro	Kainji G11_16	117.65	16.00	100.00	61.97	20.00	-32.87	61.97	50.00

Version finale

Unité	Status	Type	Poste de connexion	Puissance nominale (MVA)	Tension nominale (kV)	Puissance active nominale (MW)	Puissance réactive nominale (Mvar)	Réactance sub-transitoire (% p.u.)	Puissance réactive min. (Mvar)	Puissance réactive max. (Mvar)	Puissance active max. (MW)
Kainji G12	exist.	Hydro	Kainji G12_16	117.65	16.00	100.00	61.97	20.00	-32.87	61.97	50.00
Kainji G5	exist.	Hydro	Kainji G5_16	141.18	16.00	120.00	74.37	20.00	-39.44	74.37	0.00
Kainji G6	exist.	Hydro	Kainji G6_16	141.18	16.00	120.00	74.37	20.00	-39.44	74.37	0.00
Kainji G7	exist.	Hydro	Kainji G7_16	94.12	16.00	80.00	49.58	20.00	-26.29	49.58	40.00
Kainji G8	exist.	Hydro	Kainji G8_16	94.12	16.00	80.00	49.58	20.00	-26.29	49.58	40.00
Kainji G9	exist.	Hydro	Kainji G9_16	94.12	16.00	80.00	49.58	20.00	-26.29	49.58	40.00
Shiroro	exist.	Hydro	Shiroro_15.7	176.50	15.65	150.00	100.00	20.00	-70.00	100.00	150.00
Shiroro	exist.	Hydro	Shiroro_15.7	176.50	15.65	150.00	100.00	20.00	-70.00	100.00	100.00
Shiroro	exist.	Hydro	Shiroro_15.7	176.50	15.65	150.00	100.00	20.00	-70.00	100.00	100.00
Shiroro	exist.	Hydro	Shiroro_15.7	176.50	15.65	150.00	100.00	20.00	-70.00	100.00	100.00
Egbema 1 NIPP	decid.	Thermal	Egbema 1 NIPP_15	141.25	15.00	113.00	84.40	20.00	-56.30	84.40	113.00
Egbema 1 NIPP	decid.	Thermal	Egbema 1 NIPP_15	141.25	15.00	113.00	84.40	20.00	-56.30	84.40	113.00
Egbema 1 NIPP	decid.	Thermal	Egbema 1 NIPP_15	141.25	15.00	113.00	84.40	20.00	-56.30	84.40	113.00
Gbarain - Ubie 1	decid.	Thermal	Gbarain - Ubie 1_15	141.25	15.00	113.00	84.40	20.00	-56.30	84.40	113.00
Omoku NIPP	decid.	Thermal	Omoku NIPP_15	141.25	15.00	113.00	84.75	20.00	-11.30	84.75	113.00
Omoku NIPP	decid.	Thermal	Omoku NIPP_15	141.25	15.00	113.00	84.75	20.00	-11.30	84.75	113.00
Gurara G1-2	decid.	Hydro	N/A	35.29	11.50	30.00	33.54	20.00	-9.86	33.54	30.00
Kaduna IPP	decid.	Thermal	N/A	252.94	N/A	215.00	133.25	20.00	-70.67	133.25	215.00
Alaoji 2 + NIPP	decid.	Thermal	N/A	335.29	N/A	285.00	176.63	21.00	-93.67	176.63	285.00

Sénégal

Unité	Status	Type	Poste de connexion	Puissance nominale (MVA)	Tension nominale (kV)	Puissance active nominale (MW)	Puissance réactive nominale (Mvar)	Réactance sub-transitoire (% p.u.)	Puissance réactive min. (Mvar)	Puissance réactive max. (Mvar)	Puissance active max. (MW)
Bel Air C6	exist.	Thermal	Belair_15	16.45	15.00	16.50	10.23	20.00	-5.42	10.23	15.00
Bel Air C6	exist.	Thermal	Belair_15	16.45	15.00	16.50	10.23	20.00	-5.42	10.23	15.00

Unité	Status	Type	Poste de connexion	Puissance nominale (MVA)	Tension nominale (kV)	Puissance active nominale (MW)	Puissance réactive nominale (Mvar)	Réactance sub-transitoire (% p.u.)	Puissance réactive min. (Mvar)	Puissance réactive max. (Mvar)	Puissance active max. (MW)
Bel Air C6	exist.	Thermal	Belair_15	16.45	15.00	16.50	10.23	20.00	-5.42	10.23	15.00
Bel Air C6	exist.	Thermal	Belair_15	16.45	15.00	16.50	10.23	20.00	-5.42	10.23	15.00
Bel Air C6	exist.	Thermal	Belair_15	16.45	15.00	16.50	10.23	20.00	-5.42	10.23	15.00
Bel Air C6	exist.	Thermal	Belair_15	16.45	15.00	16.50	10.23	20.00	-5.42	10.23	15.00
Boutoute 1	exist.	Thermal	Zuiguinchor_225	22.12	225.00	18.80	11.65	20.00	-6.18	11.65	18.80
Boutoute 2	exist.	Thermal	Zuiguinchor_225	12.50	225.00	10.00	7.50	20.00	-3.29	7.50	10.00
Cap des Biches - IPP Contour Global	exist.	Thermal	Cap des Biches - IPP Contour Global G1_11	19.29	11.00	16.40	10.16	22.10	-5.39	10.16	16.40
Cap des Biches - IPP Contour Global	exist.	Thermal	Cap des Biches - IPP Contour Global G2_11	19.29	11.00	16.40	10.16	22.10	-5.39	10.16	16.40
Cap des Biches - IPP Contour Global	exist.	Thermal	Cap des Biches - IPP Contour Global G3_11	19.29	11.00	16.40	10.16	22.10	-5.39	10.16	16.40
Cap des Biches - IPP Contour Global	exist.	Thermal	Cap des Biches - IPP Contour Global G4_11	19.29	11.00	16.40	10.16	22.10	-5.39	10.16	16.40
Cap des Biches - IPP Contour Global	exist.	Thermal	Cap des Biches - IPP Contour Global G5_11	19.29	11.00	16.40	10.16	22.10	-5.39	10.16	16.40
Cap des Biches C4	exist.	Thermal	Cap des Biches C4 G1_11.5	24.71	11.50	21.00	13.01	20.00	-6.90	13.01	17.50
Cap des Biches C4	exist.	Thermal	Cap des Biches C4 G2_11.5	24.71	11.50	21.00	13.01	20.00	-6.90	13.01	17.50
Cap des Biches C4	exist.	Thermal	Cap des Biches C4 G3_11.5	27.06	11.50	23.00	14.25	20.00	-7.56	14.25	20.00
Cap des Biches C4	exist.	Thermal	Cap des Biches C4 G4_11.5	17.65	11.50	15.00	9.30	20.00	-4.93	9.30	13.00
Cap des Biches C4	exist.	Thermal	Cap des Biches C4 G5_11.5	17.65	11.50	15.00	9.30	20.00	-4.93	9.30	13.00
Kaolack / Kahone	exist.	Thermal	Kaolack / Kahone_15	17.65	15.00	15.00	9.30	20.00	-4.93	9.30	15.00
Kaolack / Kahone	exist.	Thermal	Kaolack / Kahone_15	17.65	15.00	15.00	9.30	20.00	-4.93	9.30	15.00
Kaolack / Kahone	exist.	Thermal	Kaolack / Kahone G3_15	17.65	15.00	15.00	9.30	20.00	-4.93	9.30	15.00
Kaolack / Kahone	exist.	Thermal	Kaolack / Kahone G4_15	17.65	15.00	15.00	9.30	20.00	-4.93	9.30	15.00
Kaolack / Kahone	exist.	Thermal	Kaolack / Kahone G5_15	17.65	15.00	15.00	9.30	20.00	-4.93	9.30	15.00
Kaolack / Kahone	exist.	Thermal	Kaolack / Kahone G5_15	17.65	15.00	15.00	9.30	20.00	-4.93	9.30	15.00
Kounoune	exist.	Thermal	Kounoune_15	50.59	15.00	43.00	26.65	20.00	-14.13	26.65	43.00
Tobene IPP	exist.	Thermal	Tobene IPP 1_15	24.71	15.00	21.00	13.01	22.10	-6.90	13.01	21.00
Tobene IPP	exist.	Thermal	Tobene IPP 2_15	24.71	15.00	21.00	13.01	22.10	-6.90	13.01	21.00

Version finale

Unité	Status	Type	Poste de connexion	Puissance nominale (MVA)	Tension nominale (kV)	Puissance active nominale (MW)	Puissance réactive nominale (Mvar)	Réactance sub-transitoire (% p.u.)	Puissance réactive min. (Mvar)	Puissance réactive max. (Mvar)	Puissance active max. (MW)
Tobene IPP	exist.	Thermal	Tobene IPP 3_15	24.71	15.00	21.00	13.01	22.10	-6.90	13.01	21.00
Tobene IPP	exist.	Thermal	Tobene IPP 4_15	24.71	15.00	21.00	13.01	22.10	-6.90	13.01	21.00
Tobene IPP	exist.	Thermal	Tobene IPP 5_15	24.71	15.00	21.00	13.01	22.10	-6.90	13.01	21.00
Bokhol	exist.	PV	Dagana_30	21.05	30.00	20.00	6.57	100.00	-6.57	6.00	20.00
Malicounda	exist.	PV	Touba_225	23.16	225.00	22.00	7.23	100.00	-7.23	7.23	11.00
Mékhé - Senergy PV	exist.	PV	Mékhé - Senergy PV_30	31.58	30.00	30.00	9.86	100.00	-9.86	9.53	29.00
Mérina Dakhar - Tenergy PV	exist.	PV	Mérina Dakhar - Tenergy PV_30	31.58	30.00	30.00	9.86	100.00	-9.86	6.57	20.00
Sendou IPP CES	decid.	Thermal	Sendou IPP CES_6.6	135.29	6.66	115.00	71.27	27.60	-37.80	71.27	115.00
Diass PV	decid.	PV	Diass_30	15.79	30.00	15.00	4.93	100.00	-4.93	4.93	15.00
Sakal EDS-Eximag PV	decid.	PV	Sakal_225	21.05	225.00	20.00	6.57	100.00	-6.57	6.57	20.00

Sierra Leone

Unité	Status	Type	Poste de connexion	Puissance nominale (MVA)	Tension nominale (kV)	Puissance active nominale (MW)	Puissance réactive nominale (Mvar)	Réactance sub-transitoire (% p.u.)	Puissance réactive min. (Mvar)	Puissance réactive max. (Mvar)	Puissance active max. (MW)
Bumbuna	exist.	Hydro	Bumbuna G1_13.8	32.50	13.80	25.00	18.75	21.00	-2.50	18.75	25.00
Bumbuna	exist.	Hydro	Bumbuna G2_13.8	32.50	13.80	25.00	18.75	21.00	-2.50	18.75	25.00
Bumbuna II	decid.	Hydro	Bumbuna_10.3	85.88	13.80	73.00	45.24	20.00	-23.99	45.24	73.00
Bankasoka, Charlotte, Makali	exist.	Hydro	Kenema_33	6.25	33.00	5.00	9999.00	20.00	-0.50	3.75	5.00
Freetown	exist.	Thermal	Freetown_161	43.53	33.00	37.00	22.93	20.00	-12.16	22.93	37.00
Dodo	exist.	Hydro	Kenema_33	7.50	33.00	6.00	4.50	27.00	-0.60	4.50	6.00

Togo

Unité	Status	Type	Poste de connexion	Puissance nominale (MVA)	Tension nominale (kV)	Puissance active nominale (MW)	Puissance réactive nominale (Mvar)	Réactance sub-transitoire (% p.u.)	Puissance réactive min. (Mvar)	Puissance réactive max. (Mvar)	Puissance active max. (MW)
Kara	exist.	Thermal	Kara_15	17.78	15.00	16.00	7.75	20.00	-5.26	7.75	4.00
Lomé - Contour Global	exist.	Thermal	Contour Global Gen_15	18.47	15.00	16.62	8.05	15.50	-5.46	8.05	15.00
Lomé - Contour Global	exist.	Thermal	Contour Global Gen_15	18.47	15.00	16.62	8.05	15.50	-5.46	8.05	15.00
Lomé - Contour Global	exist.	Thermal	Contour Global Gen_15	18.47	15.00	16.62	8.05	15.50	-5.46	8.05	15.00
Lomé - Contour Global	exist.	Thermal	Contour Global Gen_15	18.47	15.00	16.62	8.05	15.50	-5.46	8.05	15.00
Lomé - Contour Global	exist.	Thermal	Contour Global Gen_15	18.47	15.00	16.62	8.05	15.50	-5.46	8.05	15.00
Lomé - Contour Global	exist.	Thermal	Contour Global Gen_15	18.47	15.00	16.62	8.05	15.50	-5.46	8.05	15.00
Lomé CEET	exist.	Thermal	Lomé CEET_15	18.82	15.00	16.00	0.23	20.00	-5.26	9.92	5.00
Lomé Port - TAG CEB	exist.	Thermal	Lomé Port TAG CEB_15	25.00	15.00	16.00	15.00	21.00	-9.00	15.00	5.00
Sokodé	exist.	Thermal	Sokode Diesel_15	4.44	15.00	4.00	1.94	20.00	-1.31	1.94	1.50
Nangbéto	exist.	Hydro	Nangbéto 1_10.3	38.59	10.30	32.80	20.33	18.50	-15.00	20.33	32.80
Nangbéto	exist.	Hydro	Nangbéto 2_10.3	38.59	10.30	32.80	20.33	18.50	-15.00	20.33	32.80
Lomé	decid.	Thermal	N/A	47.06	N/A	40.00	24.79	20.00	-13.15	24.79	40.00

ANNEXE J : LISTE DES PROJETS NATIONAUX

Pays	Type	Élément	Longueur [km]	Dimensionnement	Année de mise en service	Commentaire
Côte d'Ivoire	LI	AKOUBE ZEUDJI-BINGERVILLE_400	50	ALM570 (2 conducteurs/phase)	2018-2022	
Côte d'Ivoire	LI	BAKRE-AKOUBE ZEUDJI_400	46	ALM570 (2 conducteurs/phase)	2018-2022	
Côte d'Ivoire	LI	BAKRE-AZITO_400	10	ALM570 (2 conducteurs/phase)	2018-2022	
Côte d'Ivoire	LI	AZITO-AKOUBE-ZEUDJI_400	52	ALM570 (2 conducteurs/phase)	2018-2022	
Côte d'Ivoire	LI	BAKRE-BINGERVILLE_400	45	ALM570 (2 conducteurs/phase)	2018-2022	
Côte d'Ivoire	LI	AKOUBE ZEUDJI-SAN PEDRO_400	330	Biterne ALM570 (2 conductor/phase)	2021	
Côte d'Ivoire	LI	ANANI-BINGERVILLE_1_225	18	ALM570	2018-2022	
Côte d'Ivoire	LI	ANANI-BINGERVILLE_2_225	18	ALM570	2018-2022	
Côte d'Ivoire	LI	RIVIERA-BINGERVILLE_225	10	ALM570	2018-2022	
Côte d'Ivoire	LI	BINGERVILLE-PRESTEA_225	200	ALM570	2018-2022	
Côte d'Ivoire	LI	AKOUBE ZEUDJI-ABOBO_1_225	38	ALM570	2018-2022	
Côte d'Ivoire	LI	AKOUBE ZEUDJI-ABOBO_2_225	38	ALM570	2018-2022	
Côte d'Ivoire	LI	AKOUBE ZEUDJI-TAABO_1_225	132	ALM570	2018-2022	
Côte d'Ivoire	LI	AKOUBE ZEUDJI-TAABO_2_225	132	ALM570	2018-2022	
Côte d'Ivoire	LI	LABOA-BOUNDIALI_225	165	ALM570	2018-2022	
Côte d'Ivoire	LI	BOUNDIALI-FERKE_225	152	ALM570	2018-2022	
Côte d'Ivoire	LI	SEREBOU-BONDOUKOU_225	142	ALM570	2018-2022	
Côte d'Ivoire	LI	BOUAKE2-SEREBOU_225	132	ALM570	2018-2022	
Côte d'Ivoire	LI	AZITO-BAKRE_225	10	ALM570	2018-2022	
Côte d'Ivoire	LI	VRIDI-BAKRE_225	5	ALM570	2018-2022	
Côte d'Ivoire	LI	ADZOPE-AKOUBE-ZEUDJI_225	100	ALM570	2018-2022	
Côte d'Ivoire	LI	SONGON-AKOUBE ZEUDJI_225	25	ALM570	2018-2022	
Côte d'Ivoire	LI	ANYAMA-AKOUBE ZEUDJI_225	10	ALM570	2018-2022	
Côte d'Ivoire	LI	BUYO-DUEKOUE_225	110	ALM570	2018-2022	
Côte d'Ivoire	LI	DUEKOUE-MAN_225	86	ALM570	2018-2022	
Côte d'Ivoire	LI	ZAGNE-TOULEPLEU_225	165	ALM570	2018-2022	
Côte d'Ivoire	LI	SAN PEDRO-SOUBRE_225	128	ALM570	2018-2022	
Côte d'Ivoire	LI	SOUBRE-BUYO_225	79	ALM570	2018-2022	
Côte d'Ivoire	LI	DUEKOUE-ZAGNE_225	77	ALM570	2018-2022	
Côte d'Ivoire	LI	SAN PEDRO 1-SAN PEDRO_2_225	10	ALM570	2018-2022	
Côte d'Ivoire	LI	TAABO-YAMOOUSSOUKRO_225	80	ALM570	2018-2022	
Côte d'Ivoire	LI	YAMOOUSSOUKRO-KOSSOU_225	50	ALM570	2018-2022	
Côte d'Ivoire	LI	KOSSOU-BOUAKE3_225	110	ALM570	2018-2022	
Côte d'Ivoire	LI	BOUAKE3-BOUAKE2_225	10	ALM570	2018-2022	

Version finale

Côte d'Ivoire	LI	BUYO-DALOA_225	87	ALM570	2018-2022
Côte d'Ivoire	LI	SEREBOU-DABAKALA_225	67	ALM570	2018-2022
Côte d'Ivoire	LI	DABAKALA-KONG_225	98	ALM570	2018-2022
Côte d'Ivoire	LI	VRIDI-RIVIERA_225	18.3	ALM570	2018-2022
Côte d'Ivoire	LI	ANYAMA-ADZOPE_225	100	ALM570	2018-2022
Côte d'Ivoire	LI	ATTAKRO-ADZOPE_225	75	ALM570	2018-2022
Côte d'Ivoire	LI	SAN PEDRO-SOUBRE_225	128	ALM570	2018-2022
Côte d'Ivoire	LI	KATIOLA-FERKE_225	12	ALM570	2018-2022
Côte d'Ivoire	LI	KONG-FERKE_225	85	ALM570	2018-2022
Côte d'Ivoire	LI	ZAGNE-TOULEPLEU_225	165	ALM570	2018-2022
Côte d'Ivoire	LI	SAN PEDRO 1-SAN PEDRO 2_225	10	ALM570	2018-2022
Côte d'Ivoire	LI	GRIBO-POPOLI-SAN PEDRO_225	3	ALM570	2018-2022
Côte d'Ivoire	LI	BOUNA-BONDOUKOU_90	180	ALM228	2018-2022
Côte d'Ivoire	LI	TANDA-AGNIBILEKRO_90	84	ALM228	2018-2022
Côte d'Ivoire	LI	TANDA-BONDOUKOU_90	52	ALM228	2018-2022
Côte d'Ivoire	LI	LABOA-TOUBA_90	65	ALM228	2018-2022
Côte d'Ivoire	LI	TOUBA-MAN_90	100	ALM228	2018-2022
Côte d'Ivoire	LI	DALOA-VAVOUA_90	57	ALM228	2018-2022
Côte d'Ivoire	LI	VAVOUA-ZUENOULA_90	56	ALM228	2018-2022
Côte d'Ivoire	LI	MANKONO-SEGUELA_90	71	ALM228	2018-2022
Côte d'Ivoire	LI	ZUENOULA-MANKONO_90	82	ALM228	2018-2022
Côte d'Ivoire	LI	BOUAKE1-BOUAKE3_90	20	ALM228	2018-2022
Côte d'Ivoire	LI	DAOUKRO-ATTAKRO_90	53	ALM228	2018-2022
Côte d'Ivoire	LI	SEREBOU-DAOUKRO_90	103	ALM228	2018-2022
Côte d'Ivoire	LI	AYAME 1-ABENGOUROU_90	156	ALM228	2018-2022
Côte d'Ivoire	LI	AYAME 1-AYAME 2_90	4	ALM228	2018-2022
Côte d'Ivoire	LI	LABOA-TOUBA_90	78	ALM228	2018-2022
Côte d'Ivoire	LI	MARABADIASSA-KATIOLA_90	39	ALM228	2018-2022
Côte d'Ivoire	LI	BOUAKE1-BOUAKE3_90	20	ALM228	2018-2022
Côte d'Ivoire	LI	YAMOÛSSOUKRO1-YAMOÛSSOUKRO2_90	7	ALM228	2018-2022
Côte d'Ivoire	LI	CENTRALE-PYLONE_90	N/A	ALM228	2018-2022
Côte d'Ivoire	LI	PYLONE-VERS KORHOGO_90	N/A	ALM228	2018-2022
Côte d'Ivoire	LI	TAABO-AGBOVILLE_90	118	ALM225	2018-2022
Côte d'Ivoire	LI	MANKONO-MARABADIASSA_90	57	ALM228	2018-2022
Côte d'Ivoire	LI	TOULEPLEU-MINE ITY_90	57	ALM228	2018-2022
Côte d'Ivoire	LI	SINGROBO-TAABO_90	3	ALM 228	2018-2022
Côte d'Ivoire	TF	400/225 AKOUBE ZEUDJI N°1	-	200	2018-2022
Côte d'Ivoire	TF	400/225 AKOUBE ZEUDJI N°2	-	200	2018-2022
Côte d'Ivoire	TF	400/225 SAN PEDRO2 N°1	-	200	2018-2022
Côte d'Ivoire	TF	400/225 SAN PEDRO2 N°2	-	200	2018-2022
Côte d'Ivoire	TF	400/225 BINGERVILLE N4	-	350	2018-2022
Côte d'Ivoire	TF	400/225 BINGERVILLE N5	-	350	2018-2022

Version finale

Côte d'Ivoire	TF	400/225 BINGERVILLE N6	-	350	2018-2022
Côte d'Ivoire	TF	400/225 AKOUBE-ZEUDJI N1	-	350	2018-2022
Côte d'Ivoire	TF	400/225 AKOUBE-ZEUDJI N2	-	350	2018-2022
Côte d'Ivoire	TF	400/225 BAKRE N1	-	350	2018-2022
Côte d'Ivoire	TF	400/225 BAKRE N2	-	350	2018-2022
Côte d'Ivoire	TF	400/225 SAN PEDRO N1	-	200	2018-2022
Côte d'Ivoire	TF	400/225 SAN PEDRO N2	-	200	2018-2022
Côte d'Ivoire	TF	330/225 BINGERVILLE N1	-	350	2018-2022
Côte d'Ivoire	TF	330/225 BINGERVILLE N2	-	350	2018-2022
Côte d'Ivoire	TF	330/225 BINGERVILLE N3	-	350	2018-2022
Côte d'Ivoire	TF	225/90 AKOUBE ZEUDJI N°1	-	100	2018-2022
Côte d'Ivoire	TF	225/90 AKOUBE ZEUDJI N°2	-	100	2018-2022
Côte d'Ivoire	TF	225/93 (4) LABOA N°2	-	70	2018-2022
Côte d'Ivoire	TF	225/90 BOUNDIALI	-	100	2018-2022
Côte d'Ivoire	TF	225/90 BOUNDIALI	-	100	2018-2022
Côte d'Ivoire	TF	225/90 BONDOUKOU N1	-	70	2018-2022
Côte d'Ivoire	TF	225/90 BONDOUKOU N2	-	70	2018-2022
Côte d'Ivoire	TF	225/90 YOPOUGON1 N°1	-	100	2018-2022
Côte d'Ivoire	TF	225/90 YOPOUGON1 N°2	-	100	2018-2022
Côte d'Ivoire	TF	225/90 TREICHVILLE N°1	-	100	2018-2022
Côte d'Ivoire	TF	225/90 TREICHVILLE N°2	-	100	2018-2022
Côte d'Ivoire	TF	225/90 (1) ABOBO N°1	-	100	2018-2022
Côte d'Ivoire	TF	225/90 (1) ABOBO N°2	-	100	2018-2022
Côte d'Ivoire	TF	225/90 (1) ABOBO N°3	-	100	2018-2022
Côte d'Ivoire	TF	225/90 (1) ABOBO N°4	-	100	2018-2022
Côte d'Ivoire	TF	225/90 BONDOUKOU N°1	-	100	2018-2022
Côte d'Ivoire	TF	225/90 BONDOUKOU N°2	-	100	2018-2022
Côte d'Ivoire	TF	225/90 SEREBOU N°1	-	100	2018-2022
Côte d'Ivoire	TF	225/90 SEREBOU N°2	-	100	2018-2022
Côte d'Ivoire	TF	225/90 TOULEPLEU	-	100	2018-2022
Côte d'Ivoire	TF	225/90 (2) SAN PEDRO 1	-	100	2018-2022
Côte d'Ivoire	TF	225/90 DIVO	-	100	2018-2022
Côte d'Ivoire	TF	225/93 SEREBOU N°1	-	70	2018-2022
Côte d'Ivoire	TF	225/93 SEREBOU N°2	-	70	2018-2022
Côte d'Ivoire	TF	225/93 BONDOUKOU N°1	-	70	2018-2022
Côte d'Ivoire	TF	225/93 BONDOUKOU N°2	-	70	2018-2022
Côte d'Ivoire	TF	225/93 (2) MAN N°2	-	70	2018-2022
Côte d'Ivoire	TF	225/93 (2) SOUBRE N°2	-	70	2018-2022
Côte d'Ivoire	TF	225/90 (3) TAABO N°1	-	100	2018-2022
Côte d'Ivoire	TF	225/90 (3) TAABO N°2	-	100	2018-2022
Côte d'Ivoire	TF	225/90 SAN PEDRO N°1	-	100	2018-2022
Côte d'Ivoire	TF	225/90 SAN PEDRO N°2	-	100	2018-2022
Côte d'Ivoire	TF	225/93 (5) BUYO N°2	-	70	2018-2022

Version finale

Côte d'Ivoire	TF	225/90 YAMOOUSSOUKRO2 N°1	-	100	2018-2022	
Côte d'Ivoire	TF	225/90 YAMOOUSSOUKRO2 N°2	-	100	2018-2022	
Côte d'Ivoire	TF	225/90 BOUAKE3 N°1	-	100	2018-2022	
Côte d'Ivoire	TF	225/90 BOUAKE3 N°2	-	100	2018-2022	
Côte d'Ivoire	TF	225/93 (6)KOSSOU N°2	-	70	2018-2022	
Côte d'Ivoire	TF	225/90 DALOA	-	100	2018-2022	
Côte d'Ivoire	TF	225/90 GAGNOA N°1	-	100	2018-2022	
Côte d'Ivoire	TF	225/90 GAGNOA N°2	-	100	2018-2022	
Côte d'Ivoire	TF	225/93 FERKE	-	70	2018-2022	
Côte d'Ivoire	TF	225/93 BOUAKE 2 N°2	-	70	2018-2022	
Côte d'Ivoire	TF	225/90 FERKE N1	-	100	2018-2022	
Côte d'Ivoire	TF	225/90 FERKE N2	-	100	2018-2022	
Côte d'Ivoire	TF	225/90 MAN	-	100	2018-2022	
Côte d'Ivoire	TF	225/90 BOUAKE 2	-	100	2018-2022	
Côte d'Ivoire	TF	225/90 LABOA	-	70	2018-2022	
Côte d'Ivoire	TF	225/90 BUYO	-	70	2018-2022	
Côte d'Ivoire	TF	225/90 BOUNDIALI	-	100	2018-2022	
Côte d'Ivoire	TF	225/90 BIA-SUD N1	-	100	2018-2022	
Côte d'Ivoire	TF	225/90 BIA-SUD N2	-	100	2018-2022	
Côte d'Ivoire	TF	225/90 ATTAKRO N1	-	70	2018-2022	
Côte d'Ivoire	TF	225/90 ATTAKRO N2	-	70	2018-2022	
Côte d'Ivoire	TF	225/90 KATIOLA N1	-	70	2018-2022	
Côte d'Ivoire	TF	225/90 KATIOLA N2	-	70	2018-2022	
Côte d'Ivoire	TF	225/90 KORHOGO N1	-	70	2018-2022	
Côte d'Ivoire	TF	225/90 KORHOGO N2	-	70	2018-2022	
Côte d'Ivoire	TF	225/90 YAMOOUSSOUKRO N1	-	100	2018-2022	
Côte d'Ivoire	TF	225/90 YAMOOUSSOUKRO N2	-	100	2018-2022	
Côte d'Ivoire	TF	225/90 BOUAKE3 N1	-	100	2018-2022	
Côte d'Ivoire	TF	225/90 BOUAKE3 N2	-	100	2018-2022	
Côte d'Ivoire	TF	225/90 DALOA N1	-	100	2018-2022	
Côte d'Ivoire	SVC	SVC FERKE - 225 kV	-	50	2018	
Côte d'Ivoire	SVC	SVC MAN - 225 kV	-	50	2019	
Côte d'Ivoire	SVC	SVC BONDOUKOU - 90 kV	-	50	2020	
Côte d'Ivoire	REAC	Réactance BONDOUKOU - 90 kV	-	50	2019	Nombre de plots?
Côte d'Ivoire	REAC	Condensateur DABOU – 90kV	-	7.2	2018	3 plots?
Côte d'Ivoire	REAC	Condensateur DALOA - 90 kV	-	14.4	2019	6 plots?
Côte d'Ivoire	REAC	Condensateur TOUBA - 90 kV	-	14.4	2019	6 plots?
Côte d'Ivoire	REAC	Condensateur BOUNA - 90 kV	-	4.8	2021	2 plots?
Côte d'Ivoire	REAC	Condensateur ADZOPE - 90 kV	-	7.2	2021	3 plots?
Côte d'Ivoire	REAC	Condensateur DIVO - 90 kV	-	12	2020	5 plots?
Côte d'Ivoire	REAC	Condensateur SEQUELA - 90 kV	-	4.8	2020	2 plots?
Côte d'Ivoire	REAC	Condensateur TONGON - 90 kV	-	4.8	2020	2 plots?

Version finale

Côte d'Ivoire	REAC	Condensateur YOPOUGON1-90kV	-	7.2	2018	30 kV connection; 3 plots?
Côte d'Ivoire	REAC	Condensateur YOPOUGON1-90kV	-	7.2	2018	15 kV connection; 3 plots?
Côte d'Ivoire	REAC	Condensateur ZAGNE - 90 kV	-	12	2020	5 plots?
Ghana	LI	Prestea-Kumasi 330 kV	N/A		2018	
Ghana	LI	Aboadze-Dunkwa-Kumasi- Kintampo- Tamale-Bolgatanga 330 kV	N/A		2019	
Ghana	LI	Sunyani-Berekum 161 kV	N/A		2018	
Ghana	LI	Asawinso-Juabeso-Mim 161 kV	N/A		2018 ou 2019?	
Ghana	LI	Coupure de la ligne 161kV Akosombo-Nkawkaw à Tafo	N/A		Retardé	Distance de coupure?
Ghana	LI	Renforcement des lignes (2) Achimota-Accra East-Volta	-	213 à 488 MVA	2019	
Ghana	TF	Renforcement des transformateurs Tarkwa, Akwatia, Konongo, Asawinso, Asiekke, tamales, New Tarkwa, Sunyani, New Tema, Cape Coast, Kpandu et Winneba.	-	N/A	2019	
Ghana	REAC	Dunkwa, Kumasi, Bolgatanga réactances	-		2019	
Ghana	SS	Nouvelle soustation Pokuase 330 kV	-		2019	
Ghana	SS	en coupure de Aboadze-Volta				
Ghana	SS	Nouvelle soustation à Accra?	-		2018	Connection?
Ghana	SS	Nouvelle soustation GIS à Accra Central	-		2019	Même projet que Accra?
Mali	LI	Sikasso-Bougouni-Bamako 225 kV	N/A		2021	Double terme?
Mali	LI	Doublement Manantali-Bamako	-		2021	
Mali	LI	Renforcement Manantali-Kayes	-		N/A	
Burkina Faso	LI	Ligne double terme Kossodo-Poste Ouaga Est-	N/A		2020	
Burkina Faso	LI	Poste Patte d'Oie - 90 kV				
Burkina Faso	LI	Kossodo-Ziniaré 90 kV	25		2020	
Burkina Faso	LI	Passage vers 90 kV de la ligne Zagtouli-Koudougou	100		2020	
Burkina Faso	LI	Kaya-Ziniaré 90 kV double terme	70		2020	
Burkina Faso	LI	Pa- Diebougou 90 kV	N/A		N/A	
Burkina Faso	LI	Wona-Dedougou 90 kV	60		2020	
Burkina Faso	LI	Zano-Koupela 132 kV	55		2020	
Burkina Faso	TF	Ouga I 90/15 kV	-	40 MVA	2018	Projet solaire Zagtouli
Burkina Faso	TF	Zano 132/33 kV	-	40 MVA	2018	
Togo-Bénin	LI	Davié-Notsé_161	54.5	178.4705152	2025	
Togo-Bénin	LI	Davié-Légbassito_161 n°1	14	178.4705152	2018	
Togo-Bénin	LI	Davié-Légbassito_161 n°2	14	178.4705152	2018	
Togo-Bénin	LI	Notsé-Atakpamé_161	70	178.4705152	2025	
Togo-Bénin	LI	Atakpamé-Kara_161	250	178.4705152	2025	
Togo-Bénin	LI	Kara-Bandjeli_161	75	178.4705152	2022	
Togo-Bénin	LI	Kara-Mango_161	164	178.4705152	2020	

Version finale

Togo-Bénin	LI	Mango-Dapaong_161	78	178.4705152	2020	
Togo-Bénin	LI	Dapaong-Cincassé_161	50	178.4705152	2022	
Togo-Bénin	LI	Dapaong-Porga_161	100	178.4705152	2022	
Togo-Bénin	LI	Porga-Tangieta-Natitingou_161	110	178.4705152	2022	
Togo-Bénin	LI	Bembereke-Kandi_161	114	178.4705152	2018	
Togo-Bénin	LI	Kandi-Guene-Malanville_161	90	178.4705152	2018	
Togo-Bénin	LI	Onigbolo-Parakou_161 n°1	280	178.4705152	2018	
Togo-Bénin	LI	Onigbolo-Parakou_161 n°2	280	178.4705152	2018	
Togo-Bénin	LI	Dapaong-Mandouri_161	N/A	178.4705152	2020	
Togo-Bénin	LI	Atakpamé-Lomé_161	N/A	178.4705152	2021	
Togo-Bénin	LI	Notse-Adjarala	N/A	128	N/A	
Togo-Bénin	LI	Adjarala-Ava n°2	N/A	128	N/A	
Togo-Bénin	TF	ATAKPAME – T3_161 / ATAKPAME – T3_20	-	16	2019	
Togo-Bénin	TF	BANDJELI – T1_161 / BANDJELI – T1_34	-	20	2022	
Togo-Bénin	TF	BANDJELI – T2_161 / BANDJELI – T2_34	-	20	2022	
Togo-Bénin	TF	BEMBEREKE – T1_161 / BEMBEREKE – T1_34	-	20	2018	
Togo-Bénin	TF	BEMBEREKE – T2_161 / BEMBEREKE – T2_34	-	20	2018	
Togo-Bénin	TF	BLITTA – T1_161 / BLITTA – T1_34	-	20	2022	
Togo-Bénin	TF	BLITTA – T2_161 / BLITTA – T2_34	-	20	2022	
Togo-Bénin	TF	CINKASSE - T1_161 / CINKASSE - T1_0.4	-	16	2022	
Togo-Bénin	TF	DAPAONG -T1_161 / DAPAONG - T1_22	-	16	2022	
Togo-Bénin	TF	DAPAONG -T2_161 / DAPAONG - T2_34,5	-	16	2022	
Togo-Bénin	TF	KANDI – T1_161 / KANDI – T1_34	-	20	2018	
Togo-Bénin	TF	KANDI – T2_161 / KANDI – T2_34	-	20	2018	
Togo-Bénin	TF	LEGBASSITO – TR1_161 / LEGBASSITO – TR1_20	-	50	2018	
Togo-Bénin	TF	LEGBASSITO – TR2_161 / LEGBASSITO – TR2_20	-	50	2018	
Togo-Bénin	TF	MALANVILLE – T1_161 / MALANVILLE – T1	-	20	2018	
Togo-Bénin	TF	MANGO – TR1_161 / MANGO – TR1_20	-	20	2020	
Togo-Bénin	TF	MANGO – TR2_161 / MANGO – TR2_20	-	20	2020	
Togo-Bénin	TF	NATITINGOU – T1_161 / NATITINGOU –T1_20	-	20	2022	
Togo-Bénin	TF	NOTSE – T1_161 / NOTSE – T1_33	-	12.5	2025	
Togo-Bénin	TF	PORGA – T1_161 / PORGA – T1_20	-	20	2022	
Togo-Bénin	TF	TANGUIETA – T1_161 / TANGUIETA – T1_20	-	20	2022	
Gambie	TF	Brikama 225/30 kV	-	2 x 75 MVA	2021	OMVG
Gambie	TF	Soma 225/30 kV	-	2 x 15 MVA	2021	OMVG
Guinée Bissau	TF	Bissau 225/30 kV	-	3 x 20 MVA	2021	OMVG
Guinée	LI	Linsan-Fomi 225 kV	N/A	250 MVA	2020	Double terme?
Guinée	LI	Linsan – Kisougoudou 225 kV (Boucle de Guinée)	N/A		N/A	Double terme?

Version finale

Guinée	LI	Kisigoudou – N'Zérékoré 225 kV (Boucle de Guinée)	N/A		N/A	Double terre?
Guinée	LI	Maneah-Linsan 225 kV	N/A		N/A	Double terre?
Guinée	TF	Linsan 225/110 kV	-	2 x 75 MVA	2021	OMVG
Guinée	TF	N'Zérékore 225/110 kV	-	40 MVA	2020	CLSG
Niger	LI	Salkadmana-Niamey 330 kV	400	760 MVA	2021	
Niger	LI	Kandadji- Gouroubanda 132 kV	190	107.7 MVA	2022	Double terre
Niger	LI	Salkadmana-Tahoua 132 kV	60	107.7 MVA	2021	
Niger	LI	Dosso-Balleyara 132 kV	85		2020	
Niger	LI	Renforcement réseau HT Niamey?	N/A		2020	Quelles lignes?
Sénégal	LI	Tanaf-Ziguichor 225 kV	N/A		N/A	
Sénégal	LI	Mbour-Kayar_225	N/A		2018	
Sénégal	LI	Mbour-Kayar_225	N/A		2018	
Sénégal	LI	OLAM-Sendou_225	N/A		2018	
Sénégal	LI	Mbour-OLAM_225	N/A		2018	
Sénégal	LI	Sendou-Kounoune_225	12		2018	
Sénégal	LI	Sendou-Kounoune_225	12		2018	
Sénégal	LI	Tobene-Kounoune_225	53		2018	
Sénégal	LI	Fatick-SAPCO_225	N/A		2018	
Sénégal	LI	SAPCO-MBOUR_225	N/A		2018	
Sénégal	LI	Tobene-Kounoune_225	53		2019	
Sénégal	LI	Fatick-Kaolack_225	40		2020	
Sénégal	LI	Africa Energy-Tobene_225	30		2020	
Sénégal	LI	Africa Energy-Tobene_225	30		2020	
Sénégal	LI	Mboro-Tobene_225	200		2020	
Sénégal	LI	Mboro-Tobene_225	200		2020	
Sénégal	LI	Bakel-Tambacounda_225	N/A		2021	
Sénégal	LI	Cap Des Biches-Kounoune_90	6.5		2020	
Sénégal	LI	Hann-Patte d'Oie_90	1.2		2020	
Sénégal	LI	Hann-Patte d'Oie_90	1.2		2026	
Sénégal	LI	Hann-Patte d'Oie_90	1.2		2030	
Sénégal	REAC	Réactance KAOLACK 225 kV	-	20 MVAR	N/A	
Sénégal	REAC	Réactance TOUBA 225 kV	-	25 MVAR	N/A	
Sénégal	REAC	Réactance KOUNOUNE 225 kV	-	25 MVAR	N/A	
Sierra Leone	TF	Kamakwie 225/33 kV	-	40 MVA	2020	CLSG
Sierra Leone	TF	Yiben 225/33 kV	-	40 MVA	2020	CLSG
Sierra Leone	TF	Bumbuna 225/161 kV	-	2 x 70 MVA	2020	CLSG
Sierra Leone	TF	Bikongore 225/33 kV	-	40 MVA	2020	CLSG
Sierra Leone	TF	Kenema 225/33 kV	-	40 MVA	2020	CLSG
Libéria	TF	Mano 225/33 kV	-	40 MVA	2020	CLSG
Libéria	TF	Monrovia 225/33 kV	-	70 MVA	2020	CLSG
Libéria	TF	Buchanan 225/33 kV	-	40 MVA	2020	CLSG
Libéria	TF	Yekepa 225/33 kV	-	40 MVA	2020	CLSG

Version finale

Mauritanie	LI	Noukchott-Nouadhibou 225 kV	N/A		2020	Double terre?
Mauritanie	LI	Noukchott-St Louis- Tobene 225 kV	N/A		2020	Double terre?
Nigéria	LI	Owerri-Ahoadá-Yenegoa 1x132kv circuit	N/A	N/A	2020	
Nigéria	LI	Alaoji-Umuahia 2x132kV circuits	N/A	N/A	2020	
Nigéria	LI	Mbalano-Okigwe 1x132kv circuit	N/A	N/A	2020	
Nigéria	LI	2nd Benin-Onitsha 1x330kv circuit	N/A	N/A	2020	
Nigéria	LI	3rd Benin - Onitsha 2x330KV circuits	N/A	N/A	2020	
Nigéria	LI	Onitsha - Oba - Nnewi - Ideato-Okigwe 2x132kv circuits	N/A	N/A	2020	
Nigéria	LI	Nsukka - Ayangba 2x132KV circuits	N/A	N/A	2020	
Nigéria	LI	Owerri - Abo Mbase 2x132KV circuits	N/A	N/A	2020	
Nigéria	LI	Onitsha-Ifitedunu 2x132kV circuits	N/A	N/A	2020	
Nigéria	LI	Umuahia-Ohafia 1x132kV circuit	N/A	N/A	2020	
Nigéria	LI	Umuahia - Mbalano 1x132kV circuit	N/A	N/A	2020	
Nigéria	LI	Ohafia - Arochukwu 1x132kV circuit	N/A	N/A	2020	
Nigéria	LI	Abakaliki - Amasiri 2x132kV circuits	N/A	N/A	2020	
Nigéria	LI	Ugwuaji-Nnewe 2x132kV circuits	N/A	N/A	2020	
Nigéria	LI	Nnewe-Mpu 2x132kV circuits	N/A	N/A	2020	
Nigéria	LI	Akure-Ado Ekiti 1x132kv circuit	N/A	N/A	2020	
Nigéria	LI	Tine Ikeja West - Ayobo 2x132kV circuits	N/A	N/A	2020	
Nigéria	LI	Benin North-Oshogbo 2x330KV circuits - 1 circuit LILO at New Akure substation	N/A	N/A	2020	
Nigéria	LI	New Abeokuta - Igboora - Lanlate 2x132kv circuits - Tee-off at Igboora- Igangán	N/A	N/A	2020	
Nigéria	LI	Ganmó - Ogbomosho 2x132kV circuits	N/A	N/A	2020	
Nigéria	LI	Ikorodu - Odogunyan - Shagamu 2x132kV circuits	N/A	N/A	2020	
Nigéria	LI	Omotosho-Epe-Aja 2x330KV circuits.	N/A	N/A	2020	
Nigéria	LI	Oshogbo- Ede 2x132KV circuits	N/A	N/A	2020	
Nigéria	LI	Erukan - Omotosho 2x330KV circuits	N/A	N/A	2020	
Nigéria	LI	Obajana-Okeagbe 2x132kV circuits	N/A	N/A	2020	
Nigéria	LI	Owerri-Ahoadá-Yenegoa 2x132kv circuits	N/A	N/A	2020	
Nigéria	LI	Afam-Port Harcourt 2x132kV circuits - LILO at Port Harcourt main TS	N/A	N/A	2020	
Nigéria	LI	3rd Benin - Onitsha 2x330KV circuits	N/A	N/A	2020	
Nigéria	LI	2nd Benin-Onitsha 1x330kv circuit	N/A	N/A	2020	
Nigéria	LI	Afam IV - Afam II 1x132kV circuit	N/A	N/A	2020	
Nigéria	LI	Alscon - Ibom Power 2x132kV circuits	N/A	N/A	2020	
Nigéria	LI	Obudu - Ogoja 2x132KV circuits	N/A	N/A	2020	
Nigéria	LI	Yenagoa - Oporoma 2x132kv circuits	50	N/A	2020	
Nigéria	LI	Delta-Port Harcourt 2x330kV circuits	N/A	N/A	2020	
Nigéria	TF	330/132/33kV à Onitsha and Benin.	-	150 MVA	2020	

Version finale

Nigéria	TF	132/33kv à Aboh -Mbaïse	-	2 x 60 MVA	2020	
Nigéria	TF	330/132KV à Olorunsogo	-	2 x 150 MVA	2020	provisoire
Nigéria	TF	330/132/33kv à Onitsha	-	150 MVA	2020	deuxième unité supplémentaire?
Nigéria	TF	132/33kv à Ukpilla, Edo Stàe	-	60 MVA	2020	
Nigéria	TF	Amukpe	-	1x30/40MVA	2020	
Nigéria	TF	330/132/33kv à Afam TS pour réhabilitation	-	1 x 150MVA	2020	
Nigéria	SS	Sous-stations à Imo - Rivers - Bayelsa States	-	N/A	2020	
Nigéria	SS	Umuahia	-	2x30/40MVA, 132/33kV	2020	
Nigéria	SS	Ideato	-	2x60 MVA, 132/33 kV	2020	
Nigéria	SS	Arochukwu	-	2x30/40MVA, 132/33kV	2020	
Nigéria	SS	Okigwe	-	2x30/40MVA 132/33kV	2020	
Nigéria	SS	Ohafia	-	2x30/40MVA 132/33kV	2020	
Nigéria	SS	Mbalano.	-	2x30/40MVA 132/33kV	2020	
Nigéria	SS	Nnewi	-	2x60 MVA 132kV	2020	
Nigéria	SS	Oba	-	2x60 MVA, 132/33 kV	2020	
Nigéria	SS	Ifitedunu	-	2 x 60MVA 132/33kV	2020	
Nigéria	SS	Amasiri, Afikpo	-	2x60MVA,132/33kV	2020	
Nigéria	SS	Mpu	-	2x60MVA,132/33kV	2020	
Nigéria	SS	Nnenwe	-	2x60MVA, 132/33kV	2020	
Nigéria	SS	Odogunyan	-	2 x 60MVA, 132/33kV	2020	
Nigéria	SS	Ayobo	-	2 x 60MVA, 132/33kV	2020	
Nigéria	SS	New Akure	-	2X150MVA,330/132KV + 2x60MVA, 132/33kV	2020	
Nigéria	SS	Ogbomosho	-	2 x60MVA 132/33kV	2020	
Nigéria	SS	Lanlate	-	2x30/40 MVA, 132/33 kV	2020	
Nigéria	SS	Igangan	-	2x60MVA 132/33KV	2020	
Nigéria	SS	Ede	-	2X60MVA	2020	niveaux de tension?
Nigéria	SS	Omotosho	-	2x 150MVA, 330/132KV + 2x60MVA, 132/33kV	2020	
Nigéria	SS	Okeagbe, Ondo State	-	2x60MVA 132/33kV	2020	
Nigéria	SS	Ose LGA Headquarters, Ondo State	-	2x60MVA, 132/33kV	2020	
Nigéria	SS	Calabar	-	2x150MVA, 330/132/33kV	2020	
Nigéria	SS	Ughelli Power Plant	-	1x60MVA	2020	
Nigéria	SS	Ogoja	-	2x30/40MVA, 132/33kV	2020	
Nigéria	SS	Oporoma	-	2x 60MVA, 132/33KV	2020	

Version finale

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