TRACTEBEL Engineering
GDF SUEZ

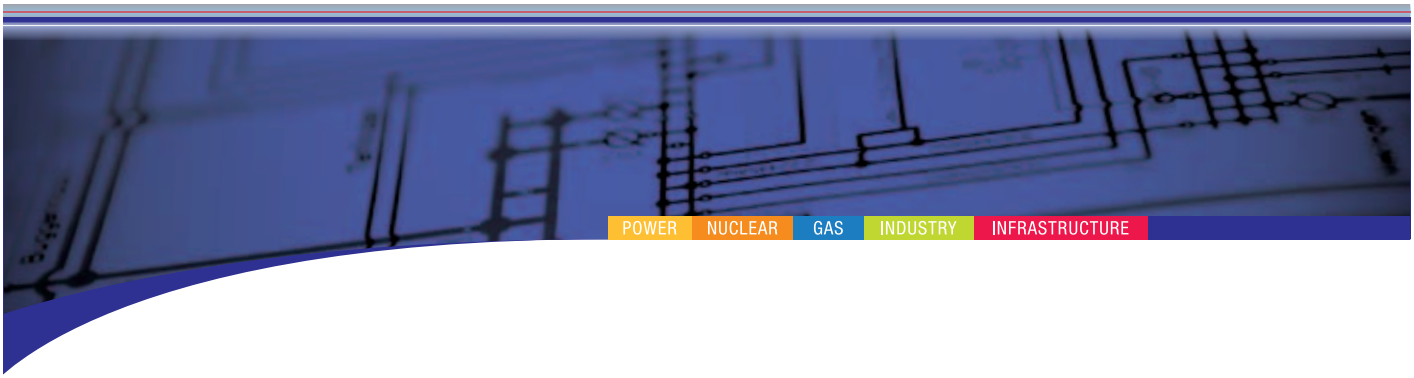
ACTUALISATION DU PLAN DIRECTEUR RÉVISÉ DES MOYENS DE PRODUCTION ET DE TRANSPORT D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE DE LA CEDEAO

Rapport Final Tome 2 : Plan optimal de développement et analyse du fonctionnement et de la stabilité du réseau de transport

Economic Community
Of West African States

Communauté Economique
Des Etats de l'Afrique de l'Ouest

General Secretariat / Secrétariat Général



SYSTEME D'ECHANGES D'ENERGIE ELECTRIQUE OUEST AFRICAIN

Octobre 2011

ACTUALISATION DU PLAN DIRECTEUR RÉVISÉ DES MOYENS DE PRODUCTION ET DE TRANSPORT D'ENERGIE ELECTRIQUE DE LA CEDEAO

Rapport Final Tome 2 : Plan optimal de développement et analyse du fonctionnement et de la stabilité du réseau de transport

TABLE DES MATIERES

1. INTRODUCTION 5

1.1. Contexte 5

1.2. Structure du Tome 2 du Rapport Final 6

2. ANALYSE ECONOMIQUE 7

2.1. Méthodologie générale 7

2.1.1. Principes méthodologiques 7
2.1.2. Techniques de simulation et d'optimisation 9
2.1.3. Prise en compte de l'impact des conditions hydrologiques 9
2.1.4. Difficultés d'exploitation actuelles dans les réseaux électriques de l'EEEOA .. 9

2.2. Données 11

2.2.1. Données générales 11
2.2.2. Combustibles 11
2.2.3. Prévision de la demande 18
2.2.4. Données de génération 33
2.2.5. Données de transport 57
2.2.6. Présentation des résultats 60

2.3. Scenario sans développement de nouvelles interconnexions 60

2.3.1. Mix énergétique 60
2.3.2. Coûts Marginaux moyens 62

2.4. Scenario sans limite de transit 65

2.4.1. Mix énergétique 65
2.4.2. Transit sur les lignes d'interconnexion 67
2.4.3. Scenario avec secteur minier. 68

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

2.5. Scénario de référence 68

2.5.1. Moyens de production mis en œuvre 69
2.5.2. Projets de production nationaux 71
2.5.3. Projets de production soutenus par les entités régionales 104
2.5.4. Grands projets de production régionaux 105
2.5.5. Projets régionaux de transport 109

2.6. Comparaison des scénarios 115

2.7. Etudes de sensibilité 116

2.7.1. Variante avec retard des projets de transports 116
2.7.2. Variante croissance faible de la demande 117
2.7.3. Variante renouvelable 118
2.7.4. Variante prix bas des combustibles 124
2.7.5. Variante prix haut des combustibles 125
2.7.6. Variante avec taux d'actualisation bas 126
2.7.7. Variante avec taux d'actualisation haut 127
2.7.8. Variante avec réduction des projets hydroélectriques candidats en Guinée 128
2.7.9. Synthèse des variantes 129

2.8. Conclusion: Liste provisoire des projets prioritaires basée sur les critères économiques 129

2.8.1. Projets de production prioritaires 129
2.8.2. Projets de transport prioritaires 132

3. ANALYSE DE LA STABILITE ET DES PERFORMANCES DU RESEAU DE TRANSPORT 134

3.1. Introduction 134

3.2. Méthodologie 134

3.2.1. Analyse statique 134
3.2.2. Analyse dynamique 137

3.3. Hypothèses et modèle de construction 142

3.3.1. Description de modèle pour chaque pays 142
3.3.2. Modèle statique 146
3.3.3. Modèle dynamique 148

3.4. Simulations 152

3.4.1. Scénarios 152
3.4.2. Études statiques : Gestion de tension et compensation réactive 164
3.4.3. Études statiques: Analyse de contingences 168
3.4.4. Études statiques Analyse de courts-circuits 181
3.4.5. Études dynamiques: Stabilité petits signaux 183
3.4.6. Études dynamiques: Stabilité transitoire 206
3.4.7. Évaluation dynamique des marges de stabilité: contingences d'unité 209
3.4.8. Évaluation dynamique des marges de stabilité: Courts-circuits sur lignes 216

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

3.4.9. Évaluation dynamique des marges de stabilité: Capacités de transfert maximales 218

3.5. Exploitation du système et des centres de conduite 240

3.5.1. Directive 1: Réglage Fréquence-Puissance 240
3.5.2. Directive 2: Programmation des échanges et décomptes entre zones de réglage. 241
3.5.3. Directive 3: Sécurité de l'exploitation 242
3.5.4. Directive 5: Procédures d'urgence 243

3.6. Conclusions et recommandations 243

3.6.1. Modèle de construction et scénarios étudiés 244
3.6.2. Conclusions des études statiques 245
3.6.3. Conclusions des études dynamiques 246
3.6.4. Conclusions primordiales 250
3.6.5. Impact sur les résultats de l'étude économique 251

4. ANNEXE : ÉTUDES STATIQUES ANALYSE DE COURTS-CIRCUITS RÉSULTATS 256

5. ANNEXE : ÉTUDE DE STABILITÉ: ANALYSE DE LA STABILITÉ TRANSITOIRE: RÉSULTATS DES TEMPS CRITIQUES D'ÉLIMINATION 264

6. ANNEXE: NOTE POUR L'HARMONISATION DU SYSTÈME DE CHARGE PAR RELAIS DE SOUS-FREQUENCE AU GHANA, EN COTE D'IVOIRE, AU BURKINA FASO, AU TOGO ET AU BENIN 273

6.1. Introduction 273

6.2. Pratique Internationale pour systèmes UFLS 273

6.2.1. Directives Générales 273
6.2.2. Pratiques ENTSOE 274

6.3. Analyse de l'UFLS Existants au Ghana 276

6.3.1. Les caractéristiques qui respectent les pratiques internationales 276
6.3.2. Les caractéristiques qui ne respectent pas les pratiques internationales 276

6.4. Analyse de l'UFLS Existants au Burkina Faso 277

6.5. Analyse de l'UFLS Existants en Côte d'Ivoire 278

6.6. Analyse de l'UFLS existant au Togo/Bénin 278

6.7. Recommendations 278

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

1. INTRODUCTION

Le présent rapport constitue le Tome 2 du Rapport Final de 'L'Actualisation du Plan Directeur Révisé des moyens de production et de transport d'énergie électrique de la CEDEAO'.

Le Rapport Final se compose des parties suivantes :

Tome 1: Données de l'étude

Tome 2: Plan optimal de développement et Analyse du fonctionnement et de la stabilité du réseau de transport

Tome 3 : Développement du programme d'investissement et stratégie de mise en œuvre des projets prioritaires

Tome 4 : Synthèse du rapport

1.1. Contexte

Le système d'Echange d'Energie Electrique Ouest Africain (EEEOA) qui est une institution spécialisée de la CEDEAO constitue le cadre institutionnel du système électrique régional. L'objectif stratégique de l'EEEOA est basé sur une vision dynamique de l'intégration de l'exploitation des réseaux électriques nationaux dans un marché régional unifié. Ce marché régional unifié doit permettre d'assurer à moyen et long terme un approvisionnement d'électricité optimal, fiable et à un coût abordable aux populations des différents états membres.

L'objectif est de viser le bien économique collectif, grâce à une coopération à long terme dans le secteur de l'énergie et au développement des échanges transfrontaliers d'électricité.

La présente étude a pour but de mettre à jour le plan régional de production et de transport à l'attention du Secrétariat Général de l'EEEOA et de l'ensemble des secteurs électriques des états membres.

L'objectif de l'étude est, étant donné le contexte, de permettre aux différents acteurs du secteur de l'électricité d'avoir une vision claire, globale et cohérente sur le développement futur des infrastructures de production et de transport d'électricité dans la région et une base rationnelle de prise de décision pour leur mise en œuvre.

Cette mise à jour du plan directeur vise à intégrer les développements en cours dans une stratégie d'expansion à moyen et long termes des infrastructures régionales de production et de transport, demeurant toujours cohérente avec la vision de l'EEEOA.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

1.2. Structure du Tome 2 du Rapport Final

Le présent Tome 2 du Rapport Final décrit la seconde phase de l'étude consacrée à l'élaboration du Plan optimal de développement et à l'analyse du fonctionnement et de la stabilité du réseau de transport.

Ce rapport comprend les parties suivantes:

Le chapitre 2: Qui présente la méthodologie, les données et les résultats de l'étude économique. Cette étude a pour but de calculer un premier plan optimal d'investissement production – transport et d'établir une première liste des projets prioritaires,

Le chapitre 3: Qui présente les résultats des calculs des performances du réseau ainsi que ceux de l'analyse de la stabilité des ensembles interconnectés. Cette partie met en évidence les modifications à apporter à la première liste de projets prioritaires pour des raisons techniques.

Les données détaillées rassemblées durant la phase de collecte de données ont été présentées dans le premier rapport intermédiaire de l'étude publié en avril 2011.

Ces données ont été discutées avec les représentants de l'EEEOA et les représentants des ministères et des sociétés d'électricité des 14 pays membres, au cours de l'atelier organisé à Cotonou les 5, 6 et 7 Mai 2011.

Notons que dans le présent rapport les synthèses des données utilisées pour l'étude économique et pour les études de performance et de stabilité du réseau sont incluses respectivement dans les chapitres 2 et 3.

Ces synthèses tiennent compte des remarques et des modifications qui ont été apportées par les pays membres et par l'EEEOA lors de la présentation du premier rapport intermédiaire, lors de la première présentation du Plan optimal de développement qui a eu lieu les 15 et 16 Juillet 2011 à Cotonou et lors de la réunion de présentation de la liste prioritaire du 27 août 2011 à Cotonou.

La liste des projets d'interconnexion régionaux prioritaires présentée dans le présent rapport sera revue dans la phase suivante de l'étude pour tenir compte des impacts supplémentaires du point de vue des contraintes environnementales, financières et institutionnelles.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

2. ANALYSE ECONOMIQUE

2.1. Méthodologie générale

2.1.1. Principes méthodologiques

L'objectif de l'analyse économique est d'élaborer un premier programme d'investissements prioritaires sur la base des simulations technico-économiques des systèmes électriques de l'ensemble des pays de l'Afrique de l'ouest. Ce programme d'investissements prioritaires distinguera :

- les projets nationaux de production, les projets de production soutenus par des entités régionales (OMVS, OMVG) et les projets régionaux de production,
- les projets régionaux d'interconnexion.

La liste des investissements prioritaires est basée, dans un premier stade, sur la seule analyse économique. Ensuite, l'analyse systémique des flux de puissance, permettra de mieux adapter cette liste aux contraintes techniques de fonctionnement de réseau.

Notons que dans une phase ultérieure de l'étude, les impacts environnementaux, financiers et institutionnels seront également étudiés et la liste des investissements prioritaires sera adaptée en conséquence.

L'analyse économique détaillée ci-après comprend les étapes suivantes :

- L'établissement d'un scénario proposant l'évolution jusque 2025 des parcs de production nationaux tels que proposés dans les plans directeurs nationaux sans développement de nouvelles interconnexions (scénario1);
- L'établissement d'un scénario qui propose un développement optimal du parc de production à l'échelle de la région en supposant qu'aucune limite de transit de puissance ne s'applique entre les pays de la région. Ce scénario théorique met en évidence les projets de production régionaux les plus intéressants. La comparaison de ce second scénario avec le premier permet de dégager le gain maximal que l'on peut attendre des projets de production régionaux. (scénario 2);
- L'établissement d'un scénario de développement de référence obtenu en optimisant la production et le transport à l'échelle de la région, tout en tenant compte des limites de transit liées aux projets d'interconnexion. (scénario 3).
- La réalisation d'études de sensibilité par rapport à certains paramètres clés de façon à identifier l'impact à long terme de ces paramètres sur la liste des projets prioritaires dégagée par le scénario 3 de référence. Cette étude répond en particulier aux besoins exprimés par la banque européenne d'investissement (BEI) et par l'EEEOA. Les différents scénarios de l'analyse de sensibilité sont établis en partant du scénario 3 de référence et sont à comparer à ce dernier.

Les études de sensibilité réalisées correspondent à l'établissement des scénarios suivants:

- Un scénario de développement correspondant à l'hypothèse où les projets régionaux de transport planifiés ainsi que les projets OMVG sont retardés de deux ans (scénario 4),
- Un scénario de développement correspondant à la réalisation du scénario de croissance faible de la demande électrique (scénario 5),

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

- Un scénario de développement correspondant à l'hypothèse volontariste d'investissement en renouvelables de façon à ce que la quote-part du renouvelable dans la puissance totale installée de la région atteigne l'objectif de 10% d'ici à 2020. (scénario 6),
- Un scénario de développement correspondant à l'hypothèse basse du prix des combustibles (75 USD/bbl pour le pétrole brut) (scénario 7),
- Un scénario de développement correspondant à l'hypothèse haute du prix des combustibles (125 USD/bbl pour le pétrole brut) (scénario 8),
- Un scénario de développement correspondant à un taux d'actualisation de 8% (scénario 9),
- Un scénario de développement correspondant à un taux d'actualisation de 12% (scenario 10),
- Un scénario de développement correspondant à l'hypothèse d'une limitation de la capacité hydroélectrique totale que l'on peut installer en Guinée sur la période d'étude (scenario 11).

Les coûts et bénéfices de projets régionaux d'interconnexion proposés comme prioritaires et s'ajoutant aux projets déjà décidés et planifiés seront également examinés en comparant les scénarios où ces projets sont et ne sont pas implémentés.

L'étude économique ainsi décrite permettra de définir les premières listes des investissements prioritaires nationaux et régionaux en production. Elle permettra aussi de définir une première liste des investissements prioritaires régionaux en ouvrages de transport et d'interconnexion. Elle mettra en particulier en évidence les capacités optimales des ouvrages (capacités de production et d'interconnexions).

Comme mentionné ci-avant, les listes des investissements prioritaires nationaux et régionaux déduites de l'analyse économique seront ensuite revues en tenant compte des résultats de l'analyse technique du fonctionnement et de l'étude de stabilité des réseaux interconnectés. Cette analyse technique des réseaux comprend :

- Les études statiques et dynamiques pour la pointe de charge 2015 de deux situations représentatives (interconnexions des pays et limitation du développement des interconnexions),
- Les études statiques et dynamiques pour le creux de charge 2015 de deux situations représentatives (interconnexions des pays et limitation du développement des interconnexions),
- Études statiques pour les pointes de charge en 2020 et en 2025.

L'analyse technique des réseaux permettra de dégager les modifications éventuelles à apporter à la liste des investissements prioritaires pour assurer la faisabilité de l'exploitation des réseaux électriques.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

2.1.2. Techniques de simulation et d'optimisation

Ces optimisations se basent sur l'outil PRELE, développé par le Consultant et spécialement prévu à cet effet. Le modèle PRELE est conçu pour représenter dans la même modélisation les parcs de production et les réseaux de transport de tous les pays avec leurs interconnexions. Il optimise l'exploitation et si nécessaire les décisions d'investissement du système sur l'ensemble de la période d'étude en minimisant le coût total actualisé de ce système et en respectant les critères de planification imposés. Il prend en outre en compte les contraintes réelles telles que les délais de construction des différentes centrales, l'hydrologie (année sèche année humide), les disponibilités en termes de combustible par pays (Gaz, HFO, Diesel, LCO…), etc.

Les sorties de cette modélisation indiquent ainsi l'optimum entre l'utilisation des centrales existantes (durées d'utilisation, coûts de maintenance et de combustible) et le développement de nouvelles centrales thermiques, hydrauliques et renouvelables (types de centrale et capacités par pays, années de mise en service). Elles proposent de plus les flux de puissance optimaux entre les pays.

Le plan de développement optimisé à l'aide de l'outil PRELE tient compte des types d'unités nécessaires pour couvrir la demande compte tenu de diverses contraintes telles que la variabilité de la courbe de charge (pointe de charge, creux de charge), la variabilité des énergies primaires (année sèche, année humide, saison sèche, saison humide, disponibilité du gaz, …), mais aussi des contraintes liées au fonctionnement des unités (minimum techniques, must runs, etc.) . En particulier, il tient compte du minimum de centrales thermiques à installer pour faire face aux années les plus sèches. Il prend également en compte les temps de construction nécessaires, ce qui favorise les unités thermiques durant les premières années.

2.1.3. Prise en compte de l'impact des conditions hydrologiques

Il n'est pas utile de développer dans l'étude de sensibilité un ou plusieurs scénarios supplémentaires correspondant à des conditions hydrologiques d'année sèche. En effet, le risque dû à l'incertitude des conditions hydrologiques des projets hydroélectriques est déjà pris en compte directement dans la modélisation PRELE. Dans cette modélisation on a en effet introduit différents états du système relatifs aux situations d'années sèches, d'années de pluviosité normale, de saison sèche, de saison humide et de combinaisons de ces paramètres. Chaque état est caractérisé par sa probabilité d'occurrence. Les énergies productibles par chaque projet hydro-électrique dans ces différents états tiennent compte des statistiques d'hydrologie rassemblées durant la collecte des données. La solution de l'optimisation du système électrique tient donc compte directement de l'impact des différentes conditions d'hydrologie avec leur probabilité d'occurrence.

2.1.4. Difficultés d'exploitation actuelles dans les réseaux électriques de l'EEEOA

La phase de collecte d'information dans les différents états membres a mis en lumière de nombreuses difficultés d'exploitation actuelles dans les réseaux électriques des pays membres.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Ces difficultés sont dues à des causes diverses telles que la manque de combustible disponible lié à des problèmes de trésorerie (Sénégal) et la vétusté et le manque de maintenance des équipements existants (dans la plupart des pays). Il s'ensuit qu'une part significative de la capacité installée en unités de production dans la région est actuellement indisponible. Ceci soulève la question de la 'demande supprimée'. Des mesures techniques doivent être implémentées pour réduire progressivement cette demande non honorée, telles que l'implémentation de politiques adéquates de maintenance, la réhabilitation accélérée de certaines unités de production existantes, etc. Il est supposé dans les données de base que 'la demande supprimée' sera progressivement éliminée après une période de 6 ans. Même si cette hypothèse peut paraître optimiste dans le contexte actuel du secteur électrique dans la région, elle a cependant été conservée car les tendances à long terme que l'on recherche dans cette étude doivent rester cohérentes avec la croissance naturelle de la charge et la durée de l'étude ne dépasse pas 15 ans. D'ailleurs, l'étude de sensibilité sur la croissance de la charge doit permettre d'évaluer l'impact de niveaux de charge plus bas dans le futur.

Un autre problème qui se pose dans certains pays résulte de pertes 'non techniques' (fraudes) et le non payement des factures. Pour résoudre ce dernier problème, certains pays ont introduit systématiquement des tariffs prépayés.

En ce qui concerne l'exploitation des interconnexions actuelles, il faut signaler les problèmes suivants:

- Actuellement, dans l'ensemble des pays interconnectés constitué de la Côte d'Ivoire, du Burkina Faso, du Ghana, du Togo et du Bénin la réserve de puissance à court terme en exploitation est nettement insuffisante et même quasi inexistante suite au sous équipement des différents pays. Seul le Ghana peut aligner une certaine réserve opérationnelle grâce aux unités d'Akosombo. Il en résulte que en cas d'incident dans un pays, les interconnections ne peuvent pas assurer pleinement leur rôle de secours par manque de réserve opérationnelle dans les pays voisins. Il est donc urgent d'implémenter à très court terme dans ces pays des unités adéquates et/ou de dégager les fonds nécessaires pour développer une réserve au moins égale à la plus grosse unité de production de ces pays (notamment en Côte d'Ivoire et au Burkina Faso).
- Il y a actuellement déjà un risque d'oscillations lentes entre les parcs des pays mentionnés ci-dessus en cas de perte d'une grosse unité. Des mesures adéquates doivent être implémentées (installation et/ou réglage de PSS).
- Actuellement, l'interconnexion entre le Bénin et le Nigéria reste ouverte suite à des problèmes de réglage de puissance –fréquence au Nigéria. Le Nigéria a annoncé des mesures qui devraient permettre de stabiliser le réseau de ce pays dans un avenir proche. En attendant, le Benin est obligé de modifier de façon journalière son schéma d'exploitation et la localisation des points d'ouverture du bloc Ghana- Togo –Bénin avec la partie du réseau du Bénin qui reste connectée au réseau du Nigéria. Ceci est réalisé de façon a conserver en permanence une importation de 150 MW du Nigéria vers le Bénin (contrat d'importation). Dans un avenir proche, le Nigéria doit donc réussir prendre les mesures adéquates et faire les investissements nécessaires pour permettre de fermer cette interconnexion Bénin-Nigéria.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

2.2. Données

Ce chapitre décrit les données utilisées dans le cadre de l'étude économique. Ces données concernent les combustibles (coût et disponibilité), la prévision de la demande et les projets de production et de transport

2.2.1. Données générales

Le taux d'actualisation de base proposé est de 10%.

Les taux de change considérés dans l'étude sont de :

- 1€ =1.35 US$
- 1€=650FCFA

2.2.2. Combustibles

Actuellement en Afrique de l'Ouest, une large variété de combustibles sont utilisés à savoir, le diesel (DDO), le pétrole brut léger (LCO), le fuel lourd (HFO), le gaz naturel (GN) et dans une moindre mesure le charbon. Parmi les unités planifiées, en dehors des unités hydroélectriques, la majorité d'entre elles utiliseront le GN pour les pays de la Zone A et le HFO ou DDO pour les pays de la zone B. Plusieurs études proposent également l'utilisation de charbon.

Le gaz naturel utilisé par les pays de la Zone A provient soit de ressources locales soit de gaz importé par le gazoduc d'Afrique de l'Ouest (GAO). Les combustibles liquides proviennent en grande partie du Nigéria.

Dans un souci de diversification de mix énergétique, de réduction de dépendance au combustible liquide et de réduction du coût de combustible, d'autres combustibles seront considérés pour la production d'électricité dans le cadre du plan directeur, notamment le charbon.

2.2.2.1. PRIX DES COMBUSTIBLES

Les prix du pétrole brut (donc aussi le prix de ses dérivés) et du gaz naturel sont étroitement liés. Le charbon comme source d'énergie primaire pour la production d'électricité, est également lié au prix du pétrole brut. Néanmoins, la corrélation entre les prix du charbon et du pétrole brut est moins importante que celle liant les dérivés du pétrole, le gaz naturel et le pétrole brut.

Dans cette étude, il a été convenu que les prix internationaux des combustibles seront utilisés. De cette façon, on prend en compte les coûts d'opportunité des combustibles disponibles localement et on évite que le marché de l'électricité local ne soit biaisé par des combustibles "subventionnés". En cas d'échange de puissance entre les pays, on évite ainsi qu'un pays subventionne un autre pays en lui vendant de l'électricité en dessous de son prix réel (ou prix du marché).

Dans cette étude, une grande attention est portée à la différence des prix entre les combustibles en relatif et non à leur niveau absolu. Pour cette raison, le prix du pétrole brut est considéré constant durant toute l'étude.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Toutefois, plusieurs scénarios sont étudiés en fonction du prix de référence du pétrole brut. En effet, le prix du pétrole brut a été extrêmement volatile ces dernières années avec une forte augmentation jusqu'en août 2008, puis une forte diminution jusqu'à la fin de 2008, suivie par un faible taux de récupération. Récemment, les événements dans le monde arabe et au Japon ont provoqué une augmentation importante et rapide des prix du pétrole. Comme il est impossible de tirer une tendance à long terme sur laquelle tous les experts s'accordent, différents prix du pétrole brut sont étudiés:

- Scénario bas: 75 USD/bbl;
- Scénario de base (correspondant à la situation actuelle): 100 USD/bbl;
- Scénario haut: 125 USD/bbl.

Les prix des combustibles en Afrique de l'Ouest sont présentés pour deux conditions particulières, le rendu côtier et le rendu intérieur du continent. Le rendu côtier correspond à la livraison de combustible pour l'ensemble des pays côtiers du Sénégal au Nigeria tandis que le rendu intérieur du continent correspond à la livraison pour le Mali, le Burkina Faso et le Niger. Pour chacun des rendus, un prix moyen des combustibles hors taxes et hors subventions est présenté.

Les prix des combustibles aux frontières d'un pays exportateur sont estimés sur base d'une étude de corrélation. Il faut donc y rajouter les prix de transport maritime pour avoir le rendu côtier et les prix de transport terrestre pour le rendu intérieur du continent.

Les prix de transport sont estimés sur base de l'expérience du consultant et des publications de l'IEA de la façon suivante :

- Le coût du transport maritime de combustible liquide par pétrolier de 30 000 tonnes est estimé à 5.9 USD/kton/mile;
- Le coût du transport maritime du charbon entre l'Afrique du Sud ou la Colombie et l'Afrique de l'Ouest est estimé à 20 USD/tonne pour un navire de 40 000 tonnes ;
- Le coût du transport terrestre du combustible liquide par camion-citerne est estimé à 0.11USD/ton/km ;
- Concernant le coût de transport du gaz naturel, trois prix différents sont à considérer suivant la source :
  - GAO (WAGP) : 2 USD/MMBTU ;
  - Gaz indigène : de l'ordre de 0.1 USD/MMBTU ;
  - LNG : Liquéfaction: 0.9 – 1.3 USD/MMBTU; transport: 0.4 – 1.1 USD/MMBTU; Regazéification & Stockage: 0.3 – 0.5 USD/MMBTU.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Prenant en compte ces coûts de transport et les relations découlant de l'étude de corrélation, il est possible d'estimer un prix moyen rendu côtier et un prix moyen rendu intérieur du continent pour les différents combustibles (hors taxes et subsides) :

PRIX RENDU COTIER DES COMBUSTIBLES LIQUIDES						
OPEP	Fioul lourd (HFO)-3.5%		Diesel (DDO)		Pétrole brut léger (LCO)	
[USD/bbl]	[USD/bbl]	[USD/GJ]	[USD/bbl]	[USD/GJ]	[USD/bbl]	[USD/GJ]
75	58.8	9.7	92.6	16.2	75.9	13.3
100	78.2	12.9	125.1	21.9	101.2	17.8
125	97.6	16.0	157.7	27.6	126.5	22.3

Table 1 – Prix des combustibles liquides – rendu côtier

PRIX RENDU INTERIEUR CONTINENT DES COMBUSTIBLES LIQUIDES						
OPEP	Fioul lourd (HFO)-3.5%		Diesel (DDO)		Pétrole brut léger (LCO)	
[USD/bbl]	[USD/bbl]	[USD/GJ]	[USD/bbl]	[USD/GJ]	[USD/bbl]	[USD/GJ]
75	79.7	13.1	111.1	19.5	92.3	15.1
100	99.1	16.3	143.6	25.2	115.8	18.9
125	118.5	19.5	176.2	30.9	139.3	22.8

TABLE 2 – Prix des combustibles liquides – rendu intérieur du continent

PRIX RENDU COTIER DU GAZ NATUREL						
OPEP	Gaz naturel (GAO)		Gaz naturel (local)		Gaz naturel (LNG)	
[USD/bbl]	[USD/MMBTU]	[USD/GJ]	[USD/MMBTU]	[USD/GJ]	[USD/MMBTU]	[USD/GJ]
75	8.6	8.2	6.7	6.4	9.4	8.9
100	10.9	10.3	8.9	8.5	11.6	11.0
125	13.1	12.4	11.2	10.6	13.8	13.1

Table 3 – Prix du gaz naturel – rendu côtier

PRIX DU CHARBON - RENDU COTIER		
OPEP [USD/bbl]	[USD /tonne]	[USD/GJ]
75	86.3	3.8
100	105.4	4.6
125	124.5	5.4

Table 4 – Prix du charbon – rendu côtier

2.2.2.2. DISPONIBILITÉ DES COMBUSTIBLES

2.2.2.2.1. Disponibilité du gaz naturel

Ce chapitre présente les différentes possibilités d'approvisionnement en gaz naturel pour les différents pays de la CEDEAO. Trois sources sont actuellement envisageables : le gaz nigérian transporté par le gazoduc ouest africain (GAO), les ressources indigènes de certains pays et, à long terme, le LNG.

Gazoduc ouest africain

Trois pays sont actuellement desservis par le gazoduc ouest africain. Il s'agit du Bénin, du Togo et du Ghana. Ce gazoduc transportant le gaz nigérian sur une distance de 678 km est exploité commercialement depuis début 2011. En mars 2011, la première station de compression de Lagos a été mise en service permettant un approvisionnement de gaz sous pression.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Dans les années à venir, des investissements supplémentaires vont êtres réalisés dans les stations de compression et dans la production de gaz. Ces investissements vont permettre d'augmenter la quantité de gaz disponible dans le gazoduc. La figure ci-dessous reprend le phasage attendu.

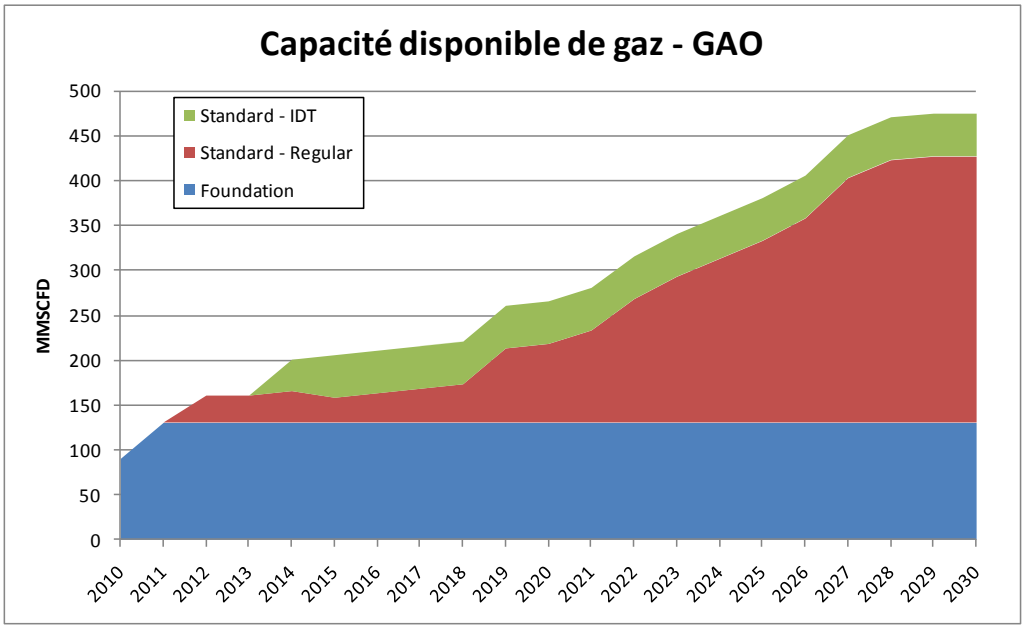


Figure 1 – Gaz disponible – GAO

Actuellement, seul le Ghana est approvisionné par le Nigéria suivant un contrat de 120 MPC/J. En tant que membres fondateurs, le Togo et le Bénin peuvent également prétendre à un approvisionnement (5 MPC/J par pays). Cependant, des problèmes techniques au Nigéria restreignent le gaz disponible et début 2011, seuls 90 MPC/J vers le Ghana sont disponibles.

Le consultant suppose que la situation sera rétablie d'ici fin 2011 et que le programme d'investissement annoncé par GAO sera respecté permettant d'augmenter le gaz disponible.

En plus des quantités de gaz réservées aux membres fondateurs, respectivement 120, 5 et 5 MPC/J pour le Ghana, le Togo et le Bénin, les quantités supplémentaires seront disponibles à la vente sur un marché ouvert. Le Consultant propose l'hypothèse de répartir les quantités disponibles en fonction de la capacité des stations des pays concernés : Ghana (234MPC/J + 130 MPC/J), Benin (100 MPC/J) and Togo (100 MPC/J).

Cette répartition est illustrée dans le graphique ci-dessous.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

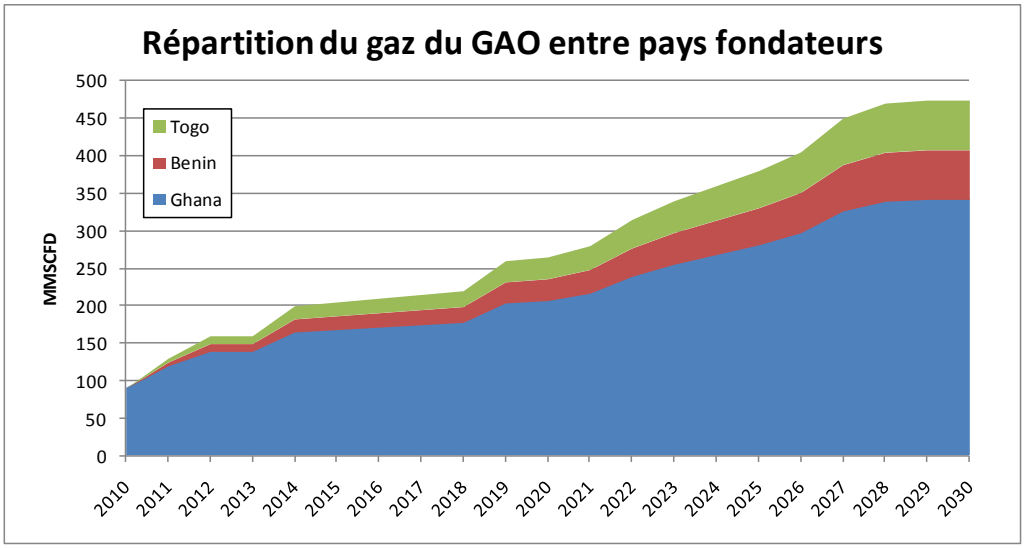


Figure 2 – Distribution du gaz du GAO entre les pays fondateurs

Gaz indigène

Une autre source de gaz considérée dans le plan directeur correspond aux réserves indigènes des pays producteurs. Le Nigéria, la Côte d'Ivoire et le Ghana disposent de réserve off-shore. Le Sénégal dispose de faibles réserves on shore.

Le Nigéria est de loin le pays qui dispose des plus grandes réserves de gaz en Afrique de l'ouest. La figure ci-dessous reprend les prévisions de production de gaz et la répartition du gaz par usage.

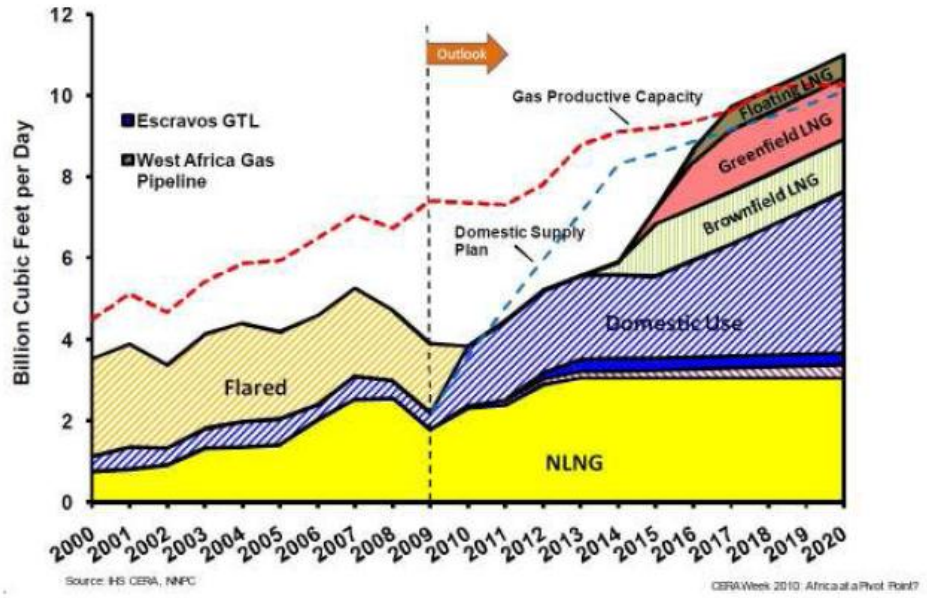


Figure 3 – Prévision de production et de consommation du gaz nigérian par usage

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Le Ghana a récemment mis en production son premier champ pétrolier offshore (Jubilee Field) qui produit du gaz associé. Ce gaz associé sera disponible à la côte dans les environs de Domini à la fin 2011. Suite à d'importante découvertes de gisements de gaz et de pétrole ces dernières années, la société pétrolière du Ghana, GNPC, prévoit une augmentation importante de la production de gaz dans les années à venir allant de 80 MPC/J en 2011 jusque 300 à 500 MPC/J en 2026.

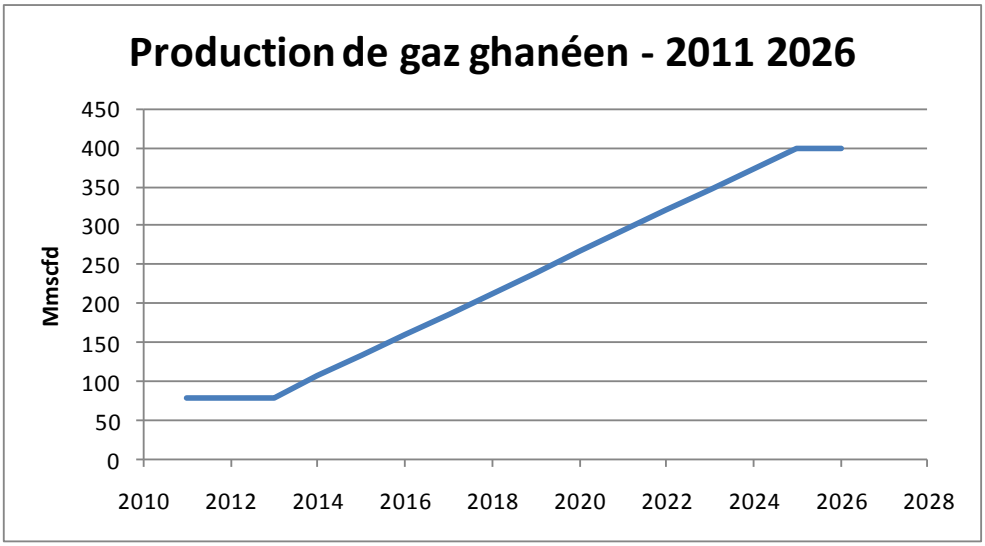


Figure 4 – Production de gaz indigène au Ghana – 2011-2026

Pour 2011, les capacités de production de gaz en Côte d'Ivoire sont évaluées à 205 Mpc/j. Trois champs pétroliers fournissent cette production à savoir : CNR (40 Mpc/j), FOCTROT (130 Mpc/j) et AFREN (35 Mpc/j). Par ailleurs, les restitutions du séminaire Mines et Energie organisé à Yamoussoukro les 10 et 11 juin 2011 font état de 750 Milliards de pc de réserve résiduelle de gaz et de 1500 Milliards de pc de réserve prouvée en Côte d'Ivoire

De manière conservative, le consultant a supposé qu'une quantité de 1000 milliards de pc pourrait être consommée par la Côte d'Ivoire à l'horizon de l'étude, dont 90% par la production électrique. Cette estimation prend en compte la nécessité d'investir dans l'accroissement de la capacité de production de gaz, ce qui pourrait être un frein à l'approvisionnement en gaz naturel de la Côte d'Ivoire

Les quantités de gaz produites au Sénégal sont aujourd'hui relativement marginales et resteront marginales dans les années à venir.

LNG

Certains pays tel que le Ghana envisagent à terme un approvisionnement en LNG dans leur mix énergétique.

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

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

A l'horizon 2025, la mise en service de l'infrastructure LNG ne se justifie néanmoins pas d'un point de vue purement économique pour l'alimentation des centrales de la région compte tenu des quantités limitées de gaz à exporter sur des distances relativement courtes.

2.2.2.2.2. Disponibilité du charbon

Aucune centrale au charbon d'importance n'est actuellement exploitée en Afrique de l'ouest.

Lors de l'optimisation du plan de production, une série de centrales au charbon sont décidées ou considérées comme option d'investissement dans les pays où cette technologie est envisagée dans les plans nationaux de développement, à savoir le Sénégal et le Niger. Ces deux pays ont pour point commun peu de ressources hydroélectriques et gazières. De plus, le Niger possède des mines de charbon.

2.2.2.2.3. Potentiel solaire

L'Afrique de l'Ouest possède des régions particulièrement propices au développement de technologies solaires. La carte ci-après présente le potentiel des différents pays. S'il était décidé d'investir dans des technologies renouvelables en Afrique de l'Ouest, le Burkina Faso, le Mali et le Niger seraient de bons candidats pour l'énergie solaire CSP.

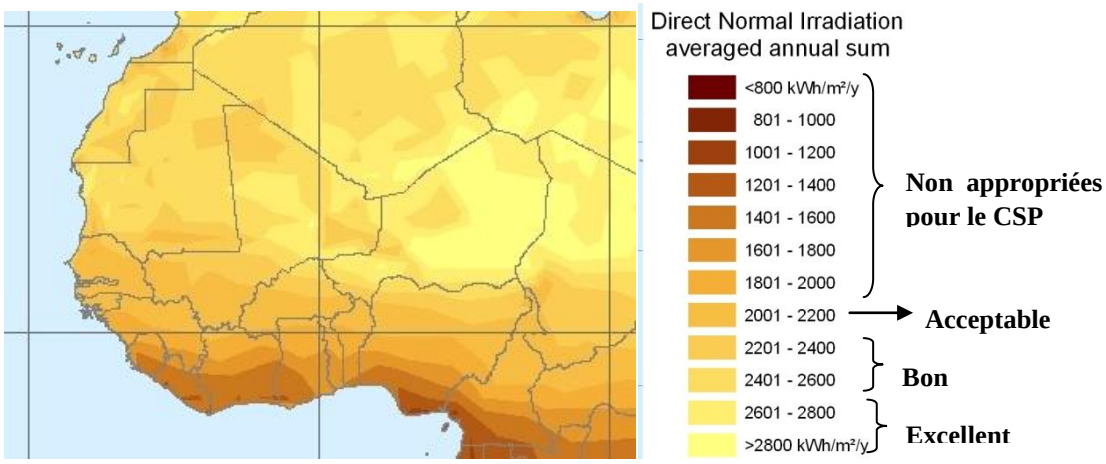


Figure 5– DNI et la latitude de la région d'intérêt (www.dlr.de)

2.2.2.2.4. Potentiel éolien

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. La table ci-dessous représente les productibles moyens pour les meilleurs sites de chaque pays.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Ressources éoliennes - Potentiel éolien des meilleurs sites identitfiés (cf cartes)			
Pays	**Vitesse de vent moyenne (m/s)**	**Production (MWh/an/MW)**	**Commentaires**
Senegal	6	2588	
Gambie	6	2588	
Guinée-Bissau	5	1717	Ce niveau de production est généralement trop faible pour motiver un investissement.
Guinée(Conakri)	8	4051	
Sierra Leone	trop faible	x	Développement éolien pas possible : faible vitesse de vent entre 3 et 3.5 m/s ou forêt dense ou montagne trop pentue
Libéria	trop faible	x	Développement éolien pas possible : faible vitesse de vent entre 3 et 3.5 m/s
Mali	7.2	3531	
Côte d'Ivoire	4.8	1565	Ce niveau de production est généralement trop faible pour motiver un investissement.
Ghana	6	2588	
Burkina Faso	6.5	2999	
Togo	5.8	2451	
Bénin	6.5	3006	
Nigéria	7.8	3933	
Niger	8	4051	

Table 5 – Potentiel éolien par pays (meilleurs sites identifiés)

2.2.3. Prévision de la demande

La première partie de l'étude de prévision de la demande consiste à estimer, en collaboration avec les sociétés d'électricité locales, la demande desservie et non desservie. Cette estimation se fait sur base de données historiques de charges, de statistiques de délestage et de temps moyen d'alimentation des charges.

La seconde partie consiste à analyser des prévisions de la demande, à court et moyen terme, élaborées par les sociétés d'électricité de chaque pays et/ou des scénarios établis par des consultants indépendants lors d'études antérieures

La troisième partie de la prévision de la demande consiste, sur base de paramètres macro-économiques (PIB, Population) et de programmes existant de résorption de la demande non desservie, d'établir trois scénarios encadrant l'évolution probable de la demande de chaque pays. Cette phase se base sur une prévision causale de la demande d'électricité établissant des corrélations entre les historiques de demande d'électricité et d'indicateurs macro-économiques. Deux approches complémentaires sont considérées: l'approche globale et l'approche semi-globale. L'approche globale analyse les corrélations entre la demande nationale d'un pays et des paramètres macro-économiques globaux (PIB, population, taux d'électrification…) tandis que l'approche semi-globale décompose la demande en secteurs d'activité et/ou zones géographiques.

Par ailleurs, la charge estimée dans les différents scénarios et pour les différents pays est la charge du système complet incluant les consommations des auxiliaires et les pertes.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Un scénario de base de la prévision de la demande a été établi. Il est utilisé dans le scénario de référence. Par ailleurs, un scénario de croissance plus faible est également présenté et sera exploité dans une variante du scénario de référence.

Sénégal

Entre 2000 et 2010 le taux de croissance annuel de la population au Sénégal a été estimé à 2.4% par le Fonds Monétaire International. On évalue aujourd'hui la population Sénégalaise à 13.4 millions de personnes.

Le PIB du Sénégal (à prix constant) a crû en moyenne de 4% par an sur ces 10 dernières années selon le Fonds Monétaire International. Dans le futur, la croissance annuelle du PIB devrait atteindre 4.5% à 5%.

Ces deux paramètres doivent être mis en balance afin de prendre en compte les différents types de consommateurs (domestique, industriel, tertiaire, tourisme...)

Par ailleurs, il est important de signaler et de prendre en compte les efforts accomplis par le Sénégal en termes de gestion de la charge. Le Sénégal a pris des actions importantes dans ce domaine et notamment le remplacement systématique des lampes à incandescence par des lampes basse énergie. 550 000 lampes ont été remplacées en 2010 (gain de 9MW estimé et confirmé par des mesures). Le plan prévoit à terme (fin 2012) le remplacement de 3.5 Md de lampes ce qui devrait entraîner une réduction de la charge de 70 MW.

Enfin, la prévision de la demande est réalisée en considérant les deux aspects que sont :

- l'accroissement de la charge du réseau interconnecté existant (étude de corrélation) ;
- le raccordement de centres isolés et l'électrification rurale (cfr étude SNC Lavalin).

	Scénario de base [GWh]	*Scénario bas [GWh]*	*Scénario de base [MW]*	*Scénario bas [MW]*
2011	2654	2561	456	440
2012	2991	2845	510	485
2013	3147	2966	532	502
2014	3319	3098	557	520
2015	3744	3428	629	575
2016	4311	3879	724	651
2017	4536	4050	761	680
2018	4774	4229	801	710
2019	5026	4417	844	741
2020	5306	4623	891	776
2021	5624	4853	944	815
2022	5933	5074	996	852
2023	6261	5306	1051	891
2024	6611	5549	1110	932
2025	6983	5806	1172	975

Table 6 – Prévision de la consommation du réseau interconnecté au Sénégal en accord avec l'étude SNC Lavalin de 2010

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Gambie

La croissance de population en Gambie est évaluée par le Fonds Monétaire International à 2.6% par an. On estime la population de la Gambie à 1.7 millions en 2011.

Entre 2000 et 2005, la croissance du PIB de la Gambie variait beaucoup d'années en années (entre -3% et +7% de croissance annuelle selon le Fonds Monétaire International). Depuis 2006, la croissance du PIB s'est stabilisée autour de 5.4%, croissance qui est estimée constante pour le futur par ce Fonds.

En Gambie, la croissance de la demande est limitée par la disponibilité de l'offre. Pour cette raison, il est difficile d'établir une corrélation entre la croissance de paramètres socio-économiques et la croissance de la demande.

La révision de la prévision contient un plan de résorption de la demande non desservie sur 5 ans. Par ailleurs l'électrification des centres isolés est prise en compte.

	Scénario de base [GWh]	*Scénario bas [GWh]*	*Scénario de base [MW]*	*Scénario bas [MW]*
2011	239	219	50	46
2012	337	268	61	49
2013	414	317	70	54
2014	496	385	79	62
2015	586	414	94	66
2016	747	455	119	73
2017	771	496	123	79
2018	796	609	127	97
2019	821	658	131	105
2020	847	703	135	112
2021	879	722	141	115
2022	912	742	146	119
2023	945	763	151	122
2024	980	784	157	125
2025	1 017	806	163	129

Table 7 – Prévision de la demande en Gambie

Guinée Bissau

La croissance de population en Guinée Bissau est évaluée par le Fonds Monétaire International à 2.4% par an ces dix dernières années et est prévue à 2.9% par an pour les années à venir. On estime la population de la Guinée Bissau à 1.7 millions en 2011.

Depuis 2001, la croissance annuelle du PIB en Guinée Bissau a avoisiné 3% à l'exception de l'année 2003 où l'on a observé une croissance négative selon le FMI. Cette croissance devrait se poursuivre dans le futur.

Néanmoins, la croissance de la demande est limitée par la dégradation de la qualité de service. Pour cette raison, il est difficile d'établir une corrélation entre la croissance de paramètres socio-économiques et la croissance de la demande.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Dans le cadre de la révision du plan directeur de la région de l'Afrique de l'Ouest, il est important de considérer non seulement les clients actuellement connectés au réseau mais aussi les clients potentiels. Dès lors, la prévision de la demande à Bissau, la connexion de nouveaux clients et le raccordement de centres isolés sont pris en compte dans la prévision de la demande. Enfin, la demande minière est considérée.

	Scenario de base [GWh]	*Scenario bas [GWh]*	*Mines [GWh]*	*Scenario de base [MW]*	*Scenario bas [MW]*	*Mines [MW]*
2011	141	141		29	29	
2012	149	147		32	31	
2013	157	153		34	32	
2014	167	160		36	33	
2015	176	167		38	35	
2016	187	174	351	40	36	50
2017	233	182	351	50	38	50
2018	281	221	351	60	46	50
2019	332	263	351	71	54	50
2020	385	306	701	83	64	100
2021	441	352	701	95	73	100
2022	465	399	701	100	83	100
2023	491	418	701	106	87	100
2024	517	438	701	111	91	100
2025	545	458	701	117	95	100

Table 8 – Prévision de la demande en Guinée Bissau

Guinée

Entre 2000 et 2010 le taux de croissance annuel de la population en Guinée n'a pas cessé d'augmenter. Ce taux a été estimé par le Fonds Monétaire International à 1.9% par an au début des années 2000 et à 2.5% en 2010. On estime aujourd'hui la population Guinéenne à 10.6 millions.

Le PIB de la Guinée (à prix constant) a crû en moyenne de 2.95% par an sur ces 10 dernières années selon le Fonds Monétaire International.

Néanmoins, la croissance de la demande est limitée par la dégradation de la qualité de service. Pour cette raison, il est difficile d'établir une corrélation entre la croissance de paramètres socio-économiques et la croissance de la demande.

La prévision de la demande en Guinée est donc établie en prenant en compte les différents aspects que sont

- La résorption de la demande non desservie sur une période de 6 ans ;
- Le raccordement de centres isolés :
  - Le centre de Nzerekoré devrait être raccordé au réseau interconnecté grâce à la ligne CLSG et à la ligne Guinée-Mali ;
  - Le centre de Kankan sera raccordé au réseau interconnecté à la mise en service de l'interconnexion Guinée-Mali ;
  - Le centre de Faranah est situé à proximité du tracé de la ligne Linsan Fomi.
- Le secteur minier.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

	Scenario de base [GWh]	*Scénario bas [GWh]*	*Mines [GWh]*	*Scénario de base [GWh]*	*Scénario bas [GWh]*	*Mines*
2011	608	608		139	139	
2012	760	687		164	148	
2013	934	760		190	155	
2014	1102	934		221	181	
2015	1563	1131		287	216	
2016	1718	1406	2643	302	247	377
2017	1766	1622	2682	311	286	383
2018	1819	1666	2723	321	293	389
2019	1875	1712	4864	330	302	694
2020	1937	1763	4936	340	309	704
2021	2032	1842	5011	357	324	715
2022	2101	1899	5086	369	334	726
2023	2170	1955	5162	381	343	737
2024	2238	2012	5239	393	353	748
2025	2308	2067	5318	405	363	759

Table 9 – Prévision de la demande en Guinée

Sierra Leone

Entre 2000 et 2005, la croissance de population au Sierra Leone a été estimée par le Fonds Monétaire International à 3.7% par an. Aujourd'hui la croissance de population est plutôt estimée à 2.6% par an. On estime la population du Sierra Leone à 6 millions en 2011.

Le PIB du Sierra Leone (à prix constant) a crû de manière spectaculaire ces 10 dernières années (plus de 9% par an en moyenne selon le Fonds Monétaire International).

La plupart des installations électriques ont été détruites durant la guerre civile au Sierra Leone. La reconstruction est en cours mais la plupart des régions situées à l'intérieur du pays n'ont pas accès à l'électricité.

Aujourd'hui, la demande est essentiellement urbaine (résidentielle et tertiaire). La consommation suit la disponibilité des moyens de production.

Dès lors, la prévision de la demande au Sierra Leone prend en compte les 3 aspects que sont :

- la croissance de la charge dans les régions déjà interconnectées ;
- l'électrification rurale ;
- la charge minière (considérée avec un facteur de charge de 80%).

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

	Scénario de base [GWh]	*Scénario bas [GWh]*	*Mines [GWh]*	*Scénario de base [MW]*	*Scénario bas [MW]*
2011	202	162	350	38	30
2012	267	214	350	50	40
2013	363	291	631	68	54
2014	486	389	911	91	73
2015	587	470	911	110	88
2016	715	572	1612	134	107
2017	789	631	2313	148	118
2018	828	663	3013	155	124
2019	868	694	4135	162	130
2020	907	726	5256	170	136
2021	957	766	5256	179	143
2022	1007	806	5256	188	151
2023	1057	846	5256	198	158
2024	1107	886	5256	207	166
2025	1157	926	5256	217	173

Table10 – Prévision de la demande au Sierra Leone

Libéria

Aujourd'hui la croissance annuelle du PIB est très importante au Libéria. Elle tourne entre 5 et 12% par an selon le FMI.

La croissance de population au Libéria est estimée entre 3 et 4% selon les années par le FMI. Il y a aujourd'hui un peu moins de 4.5 millions d'habitants au Libéria.

Néanmoins, très peu de clients sont raccordés au réseau d'électricité. En 2009, 1645 consommateurs étaient connectés à 4 sous-réseaux isolés. La prévision de croissance de la charge est très élevée les premières années. Il ne s'agit pas d'une croissance naturelle de consommation mais bien d'un accroissement du nombre de clients connectés au réseau. A plus long terme, l'électrification rurale et l'accroissement espéré des paramètres macro-économiques sont les facteurs clés de la croissance de la charge.

Finalement, deux types de clients doivent être considérés :

- Les clients de Monrovia qui sont essentiellement résidentiels et commerciaux et pour lesquels le profil de charge est équivalent à celui des clients déjà raccordés ;
- Les consommateurs miniers qui viendront se connecter au réseau dans le futur et qui ont un facteur de charge important.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

	Scénario de base [GWh]	*Scénario bas [GWh]*	*Mines [GWh]*	*Scénario de base [MW]*	*Scénario bas [MW]*	*Mines [MW]*
2011	47	34		9	6	
2012	105	57	33	20	11	5
2013	163	90	131	31	17	20
2014	226	125	657	43	24	100
2015	263	180	1 183	50	34	180
2016	279	226	1 840	53	43	280
2017	296	263	1 840	56	50	280
2018	314	275	1 840	60	53	280
2019	334	288	1 840	63	54	280
2020	355	301	1 840	68	58	280
2021	378	316	1 840	72	60	280
2022	402	332	1 840	77	64	280
2023	428	349	1 840	82	67	280
2024	455	367	1 840	87	70	280
2025	484	387	1 840	93	74	280

Table11 – Prévision de la dermande au Libéria

Mali

Entre 2000 et 2010, la croissance de population au Mali a été estimée par le Fonds Monétaire International à 2.3% par an, tandis que le recensement administratif à vocation d'état civil (RAVEC) du Mali estime la croissance à 3.6% par an. On estime aujourd'hui la population Malienne à 14.5 millions.

Le PIB du Mali (à prix constant) a crû en moyenne de 5% par an sur ces 10 dernières années selon le Fonds Monétaire International.

La croissance de population est le principal moteur de la croissance de consommation électrique résidentielle et tertiaire et la prévision de la demande est dès lors bien corrélée à l'évolution de la population.

Par ailleurs, la croissance actuelle de consommation sur le réseau électrifié contient l'électrification rurale. Pour le futur, le taux d'accroissement de l'électrification rurale est supposé identique à aujourd'hui.

Enfin, les centres isolés doivent être considérés car une part de ces centres sera raccordée au réseau interconnecté dans un futur proche. De plus les auto-producteurs Compagnie Malienne pour le Développement des Fibres Textiles (CMDT) et les mines d'or sont intéressés par un raccordement de leur charge au réseau interconnecté.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

	Scenario de base [GWh]	*Scénario bas [GWh]*	*Scenario de base [MW]*	*Scénario bas [MW]*
2011	1 136	1 098	199	192
2012	1 232	1 174	216	206
2013	1 382	1 233	240	216
2014	2 111	1 294	346	227
2015	2 226	1 434	366	249
2016	2 896	2 144	464	352
2017	2 997	2 239	482	368
2018	3 153	2 930	509	470
2019	3 248	2 999	525	482
2020	3 398	3 085	550	497
2021	3 567	3 155	577	509
2022	3 740	3 279	605	529
2023	3 916	3 405	634	549
2024	4 097	3 534	663	570
2025	4 282	3 665	693	591

Table12 – Prévision de la demande au Mali

Côte d'Ivoire

Entre 2000 et 2010 le taux de croissance de la population en Côte d'Ivoire a été estimé à près de 3% par an par le Fonds Monétaire International. On évalue aujourd'hui la population Ivoirienne à 22.7 millions.

Le PIB de la Côte d'Ivoire (à prix constant) a connu une période de stagnation voire de décroissance au début des années 2000. Il croit aujourd'hui d'environ 3% par an selon le Fonds Monétaire International.

Selon le bulletin de statistiques annuelles de la CIE, près de 55% de l'énergie produite est consommée par le secteur résidentiel. Le reste est consommé par les services privés et publics (15%) et les industries (30%). Par conséquent, en Côte d'Ivoire, l'accroissement de la population et l'augmentation du PIB doivent être mis en balance afin de prendre en compte les différents types de consommateurs.

Enfin, le secteur électrique a entrepris plusieurs projets pour l'électrification et le raccordement au réseau interconnecté des centres isolés. L'augmentation du niveau de desserte par le biais du raccordement progressif de centres isolés au réseau interconnecté devrait se traduire par une stabilisation, sinon une baisse de la production au niveau des centres isolés.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

	Scenario de base [GWh]	*Scénario bas [GWh]*	*Scenario de base [MW]*	*Scénario bas [MW]*
2011	6 005	5 859	968	945
2012	6 390	6 131	1 030	989
2013	6 799	6 410	1 096	1 034
2014	7 245	6 696	1 168	1 080
2015	7 731	6 990	1 247	1 127
2016	8 197	7 291	1 322	1 176
2017	8 680	7 600	1 400	1 225
2018	9 182	7 917	1 480	1 276
2019	9 703	8 241	1 564	1 329
2020	10 244	8 574	1 652	1 382
2021	10 807	8 915	1 742	1 437
2022	11 391	9 265	1 837	1 494
2023	11 998	9 624	1 934	1 552
2024	12 628	9 992	2 036	1 611
2025	13 284	10 369	2 142	1 672

Table13 – Prévision de la dermande en Côte d'Ivoire

Ghana

Entre 2000 et 2010 la croissance de population au Ghana a été estimée par le Fonds Monétaire International à 2.5% par an. On estime aujourd'hui la population Ghanéenne à 24 millions.

Le PIB du Ghana (à prix constant) a crû en moyenne de 5% par an sur ces 10 dernières années selon le Fonds Monétaire International.

Etant donné l'importance du client industriel VALCO, le Consultant propose de prévoir séparément la charge domestique et VALCO.

Les données historiques utilisées dans l'étude de corrélation de la charge domestique sont la population, le PIB, le PIB par habitant, l'énergie produite, l'énergie domestique consommée et l'énergie totale consommée. Le PIB par habitant a été utilisé pour approcher le revenu par habitant qui n'était pas disponible.

La prévision de la charge industrielle pour le cas de base repose sur l'hypothèse que deux lignes de production seraient exploitées chez VALCO en 2011. VALCO serait également en mesure de mettre en service trois lignes en 2013. Pour le scénario bas, l'hypothèse a été prise qu'une ligne de production serait exploitées chez VALCO en 2011. VALCO serait également en mesure de mettre en service deux lignes en 2013.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

	Scenario de base		*Scénario bas*		*Scenario de base*		*Scénario bas*	
	Consommation domestique [GWh]	VALCO [GWh]	Consommation domestique [GWh]	VALCO [GWh]	Consommation domestique [MW]	VALCO [MW]	Consommation domestique [MW]	VALCO [MW]
2011	9 793	1 314	9 239	657	1 479	150	1 395	75
2012	10 421	1 314	9 652	657	1 573	150	1 457	75
2013	11 093	1 971	10 096	1 314	1 675	225	1 524	150
2014	11 764	1 971	10 522	1 314	1 780	225	1 590	150
2015	12 484	1 971	10 971	1 314	1 888	225	1 657	150
2016	13 252	1 971	11 440	1 314	2 007	225	1 730	150
2017	14 070	1 971	11 932	1 314	2 130	225	1 804	150
2018	14 941	1 971	12 446	1 314	2 262	225	1 881	150
2019	15 869	1 971	12 984	1 314	2 401	225	1 962	150
2020	16 857	1 971	13 547	1 314	2 550	225	2 047	150
2021	17 908	1 971	14 135	1 314	2 708	225	2 136	150
2022	19 027	1 971	14 750	1 314	2 877	225	2 228	150
2023	20 218	1 971	15 393	1 314	3 056	225	2 325	150
2024	21 485	1 971	16 065	1 314	3 247	225	2 426	150
2025	22 832	1 971	16 768	1 314	3 450	225	2 532	150

Table14 – Prévision de la demande de charge au Ghana

Togo-Bénin

Au Benin, la croissance du PIB a été relativement constante ces dix dernières années avec un taux de croissance annuel situé entre 3% et 5% selon le FMI.

La croissance de population au Benin atteignait 3.3% par an jusque 2005 et 2.8% par an depuis 2006. On approche aujourd'hui les 10 millions d'habitants au Benin.

Au Togo, la croissance du PIB a été négative au début des années 2000. Depuis 2003, le PIB croît en moyenne de 2.5% par an.

Au Togo, la croissance annuelle de population avoisine 2.5%. Il y a actuellement un peu plus de 7 millions d'habitants au Togo selon les estimations du FMI.

Le secteur de l'électricité au Togo et au Benin est régi par l'Accord international et Code Benino-togolais de l'électricité signé entre les 2 états en 1968 et créant une communauté d'intérêt entre les 2 pays dans le domaine de l'énergie électrique.

Ce code conférait à la Communauté Electrique du Benin le monopole de la production, du transport et des importations/exportations de l'énergie électrique sur l'ensemble du territoire des deux états.

Néanmoins, l'accord international et Code bénino-togolais signé en 1968 a été révisé en 2003. Ce sont donc les dispositions du nouvel accord et Code de 2003 qui sont désormais en vigueur. Conformément aux dispositions de ce nouvel accord et Code bénino-togolais révisé de 2003, la CEB n'a plus le monopole de la production d'électricité. Le segment de la production d'électricité est ouvert aux producteurs indépendants mais la CEB demeure l'acheteur unique de leur production partout où leur réseau est présent.

Pour cette raison, les données d'énergie sont disponibles pour l'ensemble des deux états et non pour chacun indépendamment de l'autre. L'étude de la demande concerne donc la communauté Togo-Benin sur base des informations de la CEB.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Les cinq principaux clients de la CEB sont :

- Au Togo :
  - CEET: Compagnie Energie Electrique du Togo, société nationale de distribution d'électricité ;
  - WACEM : West Africain Cement, producteur de ciment ;
  - SNPT: Société Nouvelle des Phosphates du Togo, producteur de phosphates.
- Au Benin :
  - SBEE: Société Beninoise d'Energie Electrique, société nationale de distribution d'électricité ;
  - SCB – Lafarge: Producteur de ciment.

Les gros clients industriels représentent environ 15% de la demande en électricité. Le reste de la demande est transmise aux sociétés de distribution Togolaise et Beninoise qui agissent en partie comme auto-producteurs étant donné qu'ils possèdent leurs propres moyens de production. La demande de ces clients est essentiellement résidentielle et tertiaire.

Dans le nord du Benin, la SBEE travaille en collaboration avec l'Agence Beninoise d'Electrification Rurale et de Maitrise de l'Energie (ABERME) pour développer le réseau 33kV entre localités et tenter de connecter les nouvelles charges et les endroits reculés. Ainsi, à court terme, le Togo et le Bénin (dans une moindre mesure) prévoient une croissance importante du nombre de clients raccordés au réseau interconnecté. Cette tendance se traduit par une forte croissance de la charge amorcée en 2009 et qui devrait se poursuivre jusque 2012 selon le document « Prévision des demandes horizon 2020 ».

Actuellement, le Bénin consomme plus de la moitié de la demande en électricité de la communauté. Néanmoins, on observe depuis plusieurs années un accroissement plus important de la charge au Togo qu'au Bénin. L'accroissement du nombre de clients raccordés au réseau interconnecté de la CEET devrait confirmer la tendance et le Togo devrait occuper une place de plus en plus importante dans la consommation d'électricité de la communauté.

Prenant en compte tous ces aspects, la prévision de la demande pour le Togo et le Bénin est présentée ci-après

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

	Togo				Bénin			
	Scénario de base [GWh]	*Scenario bas [GWh]*	*Scénario de base [MW]*	*Scenario bas [MW]*	*Scénario de base [GWh]*	*Scenario bas [GWh]*	*Scénario de base [MW]*	*Scenario bas [MW]*
2011	1042	1035	170	169	1341	1333	219	217
2012	1294	1286	211	210	1469	1460	240	238
2013	1440	1405	235	229	1564	1526	255	249
2014	1571	1503	256	245	1697	1624	277	265
2015	1712	1608	279	262	1835	1723	299	281
2016	1873	1728	305	282	1968	1816	321	296
2017	2046	1856	334	303	2105	1910	343	311
2018	2230	1990	364	325	2248	2006	366	327
2019	2426	2131	395	348	2396	2105	391	343
2020	2609	2257	426	368	2576	2229	420	364
2021	2801	2387	457	389	2766	2358	451	385
2022	3004	2523	490	412	2967	2492	484	407
2023	3217	2664	525	435	3178	2632	518	429
2024	3442	2812	561	458	3400	2777	555	453
2025	3680	2965	600	484	3634	2928	593	477

Table15 – Prévision de la demande au Togo et au Benin

Burkina Faso

Au début des années 2000, la croissance annuelle de population au Burkina Faso était supérieure à 3%. Depuis 2005, la croissance s'est ralentie et avoisine 2.3% par an selon le Fonds Monétaire International. On estime aujourd'hui la population Burkinabé à 15 millions.

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.

Jusqu'en 2009, le Burkina Faso possédait 2 réseaux indépendants l'un de l'autre. Depuis 2009, ces deux réseaux sont interconnectés (réseau national interconnecté : RNI).

Au Burkina Faso, la croissance de la demande est fortement liée au taux d'électrification. Ce taux d'électrification est, pour sa part, corrélé à la richesse du pays. Pour cette raison, le principal paramètre macro-économique qui guide l'évolution de la consommation annuelle d'électricité est le PIB.

L'énergie non desservie dans les régions raccordées aux réseaux interconnectés était très faible jusqu'il y a quelques années. Néanmoins, elle a augmenté de manière considérable ces dernières années. Les principales causes des délestages sont :

- Un accroissement important de la demande et un raccordement massif de nouveaux clients au réseau interconnecté CRCO non compensé par un accroissement des moyens de production ;
- Une indisponibilité accrue de l'interconnexion avec la Côte d'Ivoire.

Par ailleurs, l'électrification rurale est un souci majeur pour la SONABEL. L'électrification des nouveaux centres comprend une part de construction du réseau local et la construction d'une ligne de raccordement au centre électrifié le plus proche. L'ambition est d'atteindre un objectif d'électrification de 60% en 2015. La croissance actuelle de consommation sur le réseau électrifié prend en compte l'électrification rurale. Pour le futur, le taux d'accroissement de l'électrification rurale est supposé identique à celui d'aujourd'hui.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Finalement, un programme ambitieux de raccordement des centres isolés est prévu à court et moyen-terme.

La prise en compte de ces aspects mène à la prévision suivante :

	Scénario de base [GWh]	*Scénario Bas [GWh]*	*Scénario de base [MW]*	*Scénario bas [MW]*
2011	873	873	178	178
2012	934	929	190	189
2013	1 006	987	205	201
2014	1 087	1 048	222	214
2015	1 173	1 112	239	227
2016	1 265	1 179	258	240
2017	1 362	1 250	278	255
2018	1 466	1 324	299	270
2019	1 576	1 402	321	286
2020	1 694	1 484	345	303
2021	1 820	1 570	371	320
2022	1 953	1 661	398	338
2023	2 095	1 755	427	358
2024	2 247	1 855	458	378
2025	2 408	1 959	491	399

Table16 – Prévision de la demande au Burkina Faso

Niger

L'analyse historique des données démographiques, économiques et des consommations électriques est l'étape préalable aux projections de la demande.

Entre 2000 et 2010 la croissance de population au Niger a été estimée par le Fonds Monétaire International à 3.1% par an. On estime aujourd'hui la population du Niger à 15.2 millions (souce : INS-Niger).

Le PIB du Niger (à prix constant) a crû en moyenne de 4.8% par an sur ces 10 dernières années selon le Fonds Monétaire International.

Il y a 4 zones au Niger :

- La région du fleuve, autour de Niamey, alimentée par Birnin Kebbi au Nigéria ;
- Niger centre et est, alimentée par Kastina au Nigéria ;
- Niger est : zone 33 kV, alimenté depuis le Nigéria en 33 kV ;
- Zone nord, près d'Agadez.

Les trois premières sont alimentées par le Nigéria et sont synchrones. Il y a des centrales de secours (réserve froide). La quatrième est alimentée par une centrale au charbon.

Au Niger, la demande est essentiellement résidentielle et industrielle. Le secteur résidentiel représente 47% de la consommation en électricité, tandis que les services représentent 13% de cette consommation. Par ailleurs, les industries représentent 39% de la charge, selon le rapport annuel 2007 du Système d'Information Energétique du Niger (SIE).

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Par ailleurs, au Niger, le raccordement de nouveaux abonnés suite à la mise en œuvre de programme spécial du Président de la République et l'exécution du Projet de développement du réseau électrique interconnecté du Niger DREIN ont permis d'électrifier plusieurs localités rurales. La consommation d'électricité dans le réseau interconnecté a dès lors crû de manière importante ces dernières années. Il a été enregistré entre les années 2000 et 2008, une hausse de 88% de la demande en terme "d'énergie appelée" (524 GWh en 2008).

Enfin, la connexion d'une cimenterie de 20MW est considérée dans la région Niger Centre Est à partir de 2015.

	Scénario de base					*Scénario bas*				
	Fleuve	**Niger Centre Est**	**Niger Est**	**Nord/ Agadez**	**Total**	**Fleuve**	**Niger Centre Est**	**Niger Est**	**Nord/ Agadez**	**Total**
	[GWh]	**[GWh]**	**[GWh]**	**[GWh]**	**[GWh]**	**[GWh]**	**[GWh]**	**[GWh]**	**[GWh]**	**[GWh]**
2011	429	249	62	109	849	422	245	61	107	835
2012	461	267	67	117	912	446	258	65	113	882
2013	494	286	72	125	977	470	273	68	119	931
2014	528	306	76	134	1 044	496	287	72	126	980
2015	535	433	132	136	1 235	494	409	126	125	1 154
2016	569	452	141	144	1 306	518	423	133	131	1 205
2017	604	473	149	153	1 379	544	438	139	138	1 258
2018	640	493	158	162	1 454	570	453	146	144	1 312
2019	677	515	167	172	1 530	596	468	152	151	1 368
2020	715	537	177	181	1 609	623	484	159	158	1 424
2021	754	559	187	191	1 691	651	500	166	165	1 482
2022	794	583	197	201	1 774	679	516	174	172	1 541
2023	835	607	207	212	1 860	707	533	181	179	1 601
2024	877	631	217	223	1 948	737	550	188	187	1 662
2025	921	656	228	234	2 039	767	567	196	194	1 725

	Scénario de base					*Scénario bas*				
	Fleuve	**Niger Centre Est**	**Niger Est**	**Nord/ Agadez**	**Total**	**Fleuve**	**Niger Centre Est**	**Niger Est**	**Nord/ Agadez**	**Total**
	[MW]	**[MW]**	**[MW]**	**[MW]**	**[MW]**	**[MW]**	**[MW]**	**[MW]**	**[MW]**	**[MW]**
2011	86	22	3	38	149	85	21	3	37	146
2012	93	23	4	41	160	90	22	4	39	154
2013	99	25	4	43	171	94	24	4	41	163
2014	106	26	4	46	183	99	25	4	44	172
2015	113	48	5	49	215	105	46	4	46	181
2016	120	51	5	53	229	110	48	4	48	190
2017	127	54	5	56	243	115	51	5	50	199
2018	135	58	5	59	257	121	53	5	53	208
2019	143	61	6	63	272	126	56	5	55	218
2020	151	64	6	66	287	132	58	5	58	228
2021	159	68	6	70	303	138	61	6	60	238
2022	168	72	7	73	319	144	63	6	63	248
2023	176	75	7	77	336	150	66	6	66	259
2024	185	79	7	81	353	156	69	6	68	270
2025	195	83	8	85	370	163	72	7	71	280

Table17– Prévision de la demande au Niger

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Nigéria

La croissance de population au Nigéria est évaluée par le Fonds Monétaire International à 2.7% par an. On estime la population nigériane à 160 millions en 2011.

Depuis 2001, la croissance annuelle du PIB au Nigéria a varié entre 5% et 10% à l'exception de l'année 2002 où l'on a observé une croissance exceptionnelle de 21% selon le FMI.

Etant donné la quantité d'énergie non desservie au Nigéria, il est difficile d'établir une étude de corrélation entre la demande et les paramètres macro-économiques sur les dix dernières années.

Depuis 2006, le parc de production n'a pas été renforcé au Nigéria. La résorption de la demande n'a dès lors pas pu être amorcée. Au contraire, l'énergie non desservie n'a fait qu'augmenter étant donné la décroissance constante de l'énergie produite depuis 2006.

PHCN (Power Holding Company of Nigeria) estime la demande à desservir au Nigéria en 2011 à 9 GW. Néanmoins, PHCN a des plans de développement du parc de production très ambitieux à court-terme qui permettront, s'ils sont réalisés, de résorber la demande non desservie très rapidement.

Prenant en compte les programmes d'investissement dans des moyens de production à court-terme afin d'estimer la résorption de la charge, la prévision de la demande desservie devrait suivre la tendance suivante, s'il l'on s'en réfère à la vision de PHCN.

	Scénario de base [GWh]	*Scénario bas [GWh]*	*Scénario de base [MW]*	*Scénario bas [MW]*
2011	39 102	25 524	6 376	4 162
2012	58 069	34 570	9 471	5 638
2013	61 321	43 624	10 000	7 114
2014	64 964	56 272	10 595	9 177
2015	68 830	65 178	11 225	10 629
2016	72 926	69 058	11 892	11 261
2017	77 258	72 339	12 599	11 797
2018	81 856	75 784	13 348	12 358
2019	86 717	79 383	14 142	12 946
2020	91 873	83 159	14 983	13 562
2021	98 732	88 365	15 874	14 207
2022	104 604	92 569	16 818	14 883
2023	110 821	96 969	17 818	15 591
2024	117 412	101 584	18 877	16 333
2025	124 393	106 415	20 000	17 110

Table18 – Prévision de la demande au Nigéria

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

2.2.4. Données de génération

2.2.4.1. CARACTÉRISTIQUES ET COÛTS DES NOUVELLES TECHNOLOGIES

Turbines à Gaz et CC

Plusieurs pays de la CEDEAO disposent actuellement de turbines à gaz et de cycles combinés (CC) fonctionnant soit au gaz naturel (Côte d'Ivoire, Ghana, Nigéria) soit au combustible liquide (Togo, Ghana, Côte d'Ivoire, Sénégal…). La majorité de ces TG et CC sont bicombustibles permettant de brûler soit du gaz soit des combustibles liquides. Différents constructeurs sont représentés sur le continent (GE, Siemens, Alstom…) et différents tailles de turbines à gaz sont installées allant de 7.9 MW à 150 MW. De même, différents CC 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 et CC dits standards sont considérés comme option d'investissement. Cette série de TG et de CC est proposée de façon à couvrir une large plage aussi bien en terme 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 (projet) (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 terme de technologie, la sélection des TG 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 de un à deux points le rendement global.

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 choisis. Il renseigne ainsi de l'efficacité nette attendue et donc de la consommation spécifique. Les hypothèses principales sont résumées ci-après :

- Température ambiante de 33°C ;
- Toutes les TG et CC sont bicombustibles ;
- 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.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

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.

La table ci-dessous présente les données d'investissement des technologies TG et CC.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

		Scénarios Thermoflow								
		1	2	3	4	5	6	7	8	9
Caractéristiques des centrales	**Unités**	**CC (300MW) 2TG + 1TV**	**CC (300MW) 2TG + 1TV**	**CC (450MW) 2TG+1TV**	**CC (450MW) 2TG+1TV**	**CC (60MW) 1TG+1TV**	**CC (60MW) 1TG+1TV**	**TG (45MW)**	**TG (100MW)**	**TG (150MW)**
Méthode de refroidissement		**Aéroréfrigéré**	**directe par eau**	**Aéroréfrigéré**	**directe par eau**	**Aéroréfrigéré**	**directe par eau**			
Fabricant TG + Modèle	-	GE 9E	GE 9E	Siemens SGT5-2000E	Siemens SGT5-2000E	Siemens SGT800	Siemens SGT800	ALSTOM GT8C2	Alstom GT11N2	Siemens SGT5-2000E
Fabricant TG + Modèle (seconde alternative)	-	Alstom GT11N2	Alstom GT11N2	Ansaldo AE94.2 GE 9C	Ansaldo AE94.2 GE 9C	ALSTOM GT8C2	ALSTOM GT8C2		GE 9E	
Puissance brute TG (conditions locales)	MW	110	110	145	145	39/38	39/38	49	101	146
Nombre de TG	-	2	2	2	2	1	1	1	1	1
Fabricant TV + Modèle (seconde alternative)	-	Siemens SST-900	Siemens SST-900	Siemens SST-900	Siemens SST-900	SST-300	SST-300	NA	NA	NA
Nombre de TV	-	1	1	1	1	1	1	NA	NA	NA
Puissance brute TV (conditions locales)	MW	123	138	155	173	15	18	NA	NA	NA
Puissance nominale totale (brute) GN / Distillat	MW	342/-	357/ -	445	463	54/53	57/55	49/47	101	146
Puissance nominale totale (nette) GN / Distillat	MW	332/ -	348/	432	452	53/51	55/54	48/46.5	100	144
Rendement net	%	49.1	51.5	49.3	51.6	47.9	50.2	32.1	31.6	33.1
Coût d'investissement	MUSD	334	320	404	386	73	72	41	69	88
Coût d'investissement / kW	USD/kw	977	896	908	834	1352	1263	837	683	603
Echéancier de paiement		16/34/50	16/34/50	16/34/50	16/34/50	20/50/30	20/50/30	50/50	50/50	50/50
(depuis signature de l'EPC ou EPCM)	%/an	sur 3 ans	sur 3 ans	sur 3 ans	sur 3 ans	sur 2.5 ans	sur 2.5 ans	sur 2 ans	sur 2 ans	sur 2 ans
durée de vie	yearsans	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Coût d'exploitation et maintenance - fixe	USD/kW	34	31	32	29	38	37	8.4	7	6
Coût d'exploitation et maintenance - variable	USD/MWh	1.83	1.68	1.71	1.57	2.03	2.00	2.51	2.05	1.81
Combustible 1		Gaz naturel	Gaz naturel	Gaz naturel	Gaz naturel	Gaz naturel	Gaz naturel	Gaz naturel	Gaz naturel	Gaz naturel
Consommation spécifique - Combustible 1	kJ/kWh	7331	6996	7247	6930	7522	7169	11225	11404	10869
Combustible 2		Distillat #2	Distillat #2	Distillat #2	Distillat#2	Distillat #2	Distillat #2	Distillat #2	Distillat #2	Distillat #2
Consommation spécifique - Combustible 2	kJ/kWh	7379	7039	7293	6970	7601	7240	11435	11620	11014
Emission CO2	T/h	134	134	173	173	22	29	30	62	86
Emission S02 (pour les distillats)	T/h	0 563	0 563	0.727	0.727	0.92	0.92	0.125	0/0.263	0/0.362
Emission Nox (sans SCR)	ppmV (sec)	15	15	25/?	25/?	15/42	15/42	25/?	25/42 (hum)	25/?
Indisponibilité planifiée (maintenance)	pu	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%
Indisponibilité fortuite	pu	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%

Table 19– TG et CC - données d'investissement

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Charbon

Les investissements décidés et candidats au Niger et au Sénégal concernent des petites unités (125MW au Sénégal et 4*50 MW au Niger).

En l'absence de données concrètes sur la technologie utilisée, des données d'investissement standard ont été proposées. 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.

De manière générale, deux technologies seraient envisagées :

- La technologie « Lit Fluidisé Circulant »(LFC) ;
- La technologie « Charbon Pulvérisé » (CP).

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 hypothèses principales sont résumées ci-après :

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

La table ci-dessous présente les données d'investissement des technologies au charbon. Etant donné la taille des investissements proposés pour le Sénégal et le Niger, c'est la technologie CFB qui est retenue.

		Scénarios Thermoflow	
		10	11
Caractéristiques des centrales	**Unités**	**Coal (125MW) Type: CFB**	**Coal (250MW) Type: PC**
Nombre de TV	-	1	1
Puissance brute TV (conditions locales)	MW	125	250
Puissance nominale totale (brute)	MW	125	250
Puissance nominale totale (nette)	MW	116	230
Rendement net	%	37.6	39
Coût d'investissement	MUSD	314	540
Coût d'investissement / kW	USD/kw	2512	2160
Echéancier de paiement (depuis signature de l'EPC ou EPCM)	%/an	16/32/32/20 sur 3.3 ans	16/32/32/20 sur 3.3 ans
durée de vie	an	35	35
Coût d'exploitation et maintenance - fixe	USD/kW	75	65
Coût d'exploitation et maintenance - variable	USD/MWh	3.14	2.7
Combustible 1		Coal	Coal
Consommation spécifique - Combustible 1	kJ/kWh	9574	9231
Combustible 2		Oil, biomass	Oil, biomass
Consommation spécifique - Combustible 2	kJ/kWh		
Emission CO2	T/h	106	206
Emission S02 (pour les distillats)	T/h	0,053	0,103
Emission Nox avec SCR	ppmV (sec)	97 (SNCR)	96 (SNCR)
Indisponibilité planifiée (maintenance)	pu	7%	7%
Indisponibilité fortuite	pu	8%	8%

Table 20 – Centrale au charbon – Données d'investissement

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Diesel rapide et semi-rapide

Une grande majorité des pays de la CEDEAO utilise des groupes diesels rapides ou semi-rapides 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 de ces groupes diesel sont leur coût d'investissement relativement faible, la rapidité de construction et la facilité de stockage et d'approvisionnement des combustibles. Leurs gros désavantages sont les coûts élevés des combustibles, leur consommation spécifique relativement élevée et les maintenances coûteuses.

Lors de l'optimisation du plan de production une série de groupes diesels rapides et semi-rapides dits standards sont considérés comme option d'investissement. Cette série de groupes diesels est proposée de façon à couvrir une large plage aussi bien en terme de taille que de technologie.

La table ci-dessous présente les données d'investissement des technologies diesel.

Caractéristiques des centrales	Unités	HFO 10MW	HFO 20MW	DDO 10MW
Puissance nominale totale (nette)	MW	10	20	10
Rendement net	%	40%	40%	36%
Coût d'investissement	MUSD	14.5	27	10.7
Coût d'investissement / kW	USD/kw	1450	1350	1070
Echéancier de paiement		50%/50%	50%/50%	50%/50%
(depuis signature de l'EPC ou EPCM)	%/an	sur 2 ans	sur 2 ans	sur 2 ans
durée de vie	an	20	20	20
Coût d'exploitation et maintenance - fixe	USD/kW	16.8	16.8	8.4
Coût d'exploitation et maintenance - variable	USD/MWh	7.1	7.1	10.1
Combustible 1		HFO	HFO	DDO
Consommation spécifique - Combustible 1	kJ/kWh	9000	9000	10000
Emission CO2	kg/MWh	712.8	712.8	741
Emission S02	kg/MWh	4.1	4.1	0.9
Indisponibilité planifiée (maintenance)	pu	7%	7%	7%
Indisponibiité fortuite	pu	10%	10%	10%

Table 21 – Diesel – Données d'investissement

Biomasse

Certains pays tels que le Sénégal, le Libéria et le Sierra Leone envisagent la biomasse dans leur mix énergétique

En l'absence de données concrètes sur la technologie utilisée, des données d'investissement standard ont été proposées. 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.

La table ci-dessous présente les données d'investissement des technologies utilisant la biomasse. Etant donné la taille des investissements proposés pour le Sénégal, le Libéria et le Sierra Leone, c'est la technologie CFB qui est retenue. Selon la taille des projets, les données sont variables.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Caractéristiques des centrales	*Unités*	*Centrale biomasse (100MWe)*	*Centrale biomasse (40MWe)*	*Centrale biomasse (5MWe)*
Fabricant + Modèle	-	CFB Boiler	CFB Boiler	Grate Furnace
Nombre de TV	-	1	1	1
Puissance brute TV (conditions locales)	MW	100	40	5
Puissance nominale totale (brute)	MW	100	40	5
Coût d'investissement	MUSD	324	136	34
Echéancier de paiement	%/an	Y0-3: 45% Y0-2: 25% Y0-1: 10% Y0 : 20%	Y0-3: 45% Y0-2: 25% Y0-1: 10% Y0 : 20%	Y0-1: 55% Y0 : 45%
Coût d'investissement / kW	USD/kW	3240	3400	6800
durée de vie	an	30	30	30
Coût d'exploitation et maintenance – fixe	USD/kW/an	129.6	136	272
Coût d'exploitation et maintenance – variable	USD/MWh	inclus	inclus	inclus
Combustible 1		Copeaux de bois	Copeaux de bois	Copeaux de bois
Consommation spécifique - Combustible 1	kJ/kWh	9600	9600	15000
Emission CO2	mg/Nm3	0	0	0
Emission S02 (pour les distillats)	mg/Nm3	-	-	-
Emission Nox sans SCR	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	0.08	0.08	0.08
Particularités				
- Energie disponible moyenne	GWh	745	300	37
- Consommation de copeaux	t/an	510 000	204 000	40 000
- Prix du combustible sans transport	USD/GJ	3.6	3.6	3.6
- Prix du combustible avec transport (500km)	USD/GJ	5.1	5.1	5.1

TABLE 22 – Unité de production Biomasse – Données d'investissement

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Hydroélectricité

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-électriques non encore exploitées. Ces ressources sont très abondantes et principalement distribuées dans les bassins des fleuves Sénégal, Niger, Gambie et Konkouré.

Ces projets sont pris en considération comme options d'investissement lors de l'optimisation du plan de production et sont ainsi mis en compétition avec les autres technologies présentées dans ce chapitre.

Néanmoins, il est à noter que les projets proposés dans les pays de la zone B ne pourront pas raisonnablement être tous mis sur pied à l'horizon 2025 même si beaucoup se révèlent rentables d'un point de vue économique. En effet, les limites financières des pays, les impacts environnementaux, et les difficultés d'accessibilité sont autant de freins au développement massif de l'hydroélectricité. De plus, un certain nombre de ces projets pourraient être dédicacés à l'alimentation locale du secteur minier.

Dans les deux premiers scénarios (sans limites d'interconnexion et développement national), aucune contrainte n'a été imposée au modèle afin de prendre ces aspects en compte.

Néanmoins, afin d'obtenir un cas de référence qui puisse servir de base à l'élaboration d'une liste d'investissement prioritaires, quelques contraintes ont été imposées reposant sur les limites évoquées ci-avant et limitant les investissements disproportionnés dans les pays possédant de nombreuses ressources hydroélectriques.

Les caractéristiques des projets ont été déterminées sur base des dernières études disponibles pour chaque ouvrage. Lorsque certaines données telles que le coût d'investissement ou le productible annuel n'étaient pas disponibles, le consultant a proposé des valeurs sur base de l'emplacement du site, du type d'ouvrage et de la puissance de groupes. Ces valeurs sont reprises en italique.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Noeud	NomCentrale	Statut	Capacité Installée	Coût total	Coût spéc. Invest.	Energie moyenne	Energie garantie
			[MW]	[M$]	[$/kW]	[GWh/an]	[GWh/an]
Burkina Faso	Bougouriba	Candidat	12	122	10125	30	*22.8*
Burkina Faso	Bagre Aval		14	106	7536	36	*27.36*
Côte d'Ivoire	Soubré	Candidat	270	620	2296	1116	*848*
Côte d'Ivoire	Gribo Popoli	Candidat	112	364	3249	515	*391*
Côte d'Ivoire	Boutoubre	Candidat	156	*401*	*2570*	785	*597*
Côte d'Ivoire	Louga	Candidat	280	1330	4751	1330	*1011*
Côte d'Ivoire	Tiassale	Candidat	51	*207*	*4068*	215	*163*
Côte d'Ivoire	Aboisso Comoe	Candidat	90	*248*	*2756*	392	*298*
Ghana	Juale	Candidat	87	372	4276	405	*308*
Ghana	Pwalugu	Candidat	48	209	4361	184	*140*
Ghana	Daboya	Candidat	43	241	5611	194	*147*
Ghana	Hemang	Candidat	93	304	3270	340	*258*
Ghana	Kulpawn	Candidat	36	345	9587	166	*126*
Guinée	Amaria	Candidat	300	377	1256	1435	1057
Guinée	Bonkon Diaria	Candidat	174	211	1213	451	315
Guinée	Diaraguela	Candidat	72	178	2472	400	298
Guinée	Fetore	Candidat	124	160	1290	322	232
Guinée	Fomi	Candidat	90	156	1728	374	320
Guinée	Frankonedou	Candidat	36	83	2306	173	140
Guinée	Grand Kinkon	Candidat	291	298	1024	720	618
Guinée	Gozoguezia	Candidat	48	110	2292	259	200
Guinée	KassaB	Candidat	135	214	1585	528	467
Guinée	Kaleta	Décidé	240	267	1114	946	228
Guinée	Kogbedou	Candidat	14	71	5083	111	99
Guinée	Kouravel	Candidat	135	185	1370	350	240
Guinée	Kouya	Candidat	86	156	1814	334	315
Guinée	Lafou	Candidat	98	128	1306	255	210
Guinée	Morisakano	Candidat	100	260	2600	523	438
Guinée	Nzebela	Candidat	48	94	1958	225	210
Guinee	Poudalde	Candidat	90	150	1667	342	319
Guinée	Souapiti	Candidat	515	692	1344	2518	2403
Guinée	Tiopo	Candidat	120	295	2458	590	480
Liberia	MtCoffee (+via)	Décidé	66	383	5803	435	344
Liberia	St Paul 1B	Candidat	78	*244*	*3123*	*512*	*389*
Liberia	St Paul 2	Candidat	120	*375*	*3123*	*788*	*599*
Liberia	St Paul V1	Candidat	132	*412*	*3123*	*569*	*433*
Liberia	Mount Coffee (+V1)	Candidat	66	*234*	*3546*	*285*	*216*
Liberia	St Paul 1B (+V1)	Candidat	65	*203*	*3123*	*280*	*213*
Liberia	St Paul 2 (+ V1)	Candidat	100	*312*	*3123*	*431*	*328*
Liberia	Lofa River	Candidat	29	*141*	*4861*	*125*	*95*
Liberia	St John River	Candidat	67	*287*	*4280*	*289*	*220*
Libéria	CestosRiver	Candidat	41	*234*	*5707*	*177*	*480*

TABLE 23 – Projets hydroélectriques– Données d'investissement (1/2)

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Noeud	NomCentrale	Statut	Capacité Installée	Coût total	Coût spéc. Investissement	Energie moyenne	Energie garantie
			[MW]	[M$]	[$/kW]	[GWh]	[GWh]
Mali	Kénié	Candidat	34.4	126	3671	199	163
Mali	Taoussa	Candidat	25	209	8340	*108*	*82*
Mali	Sotuba 2	Candidat	6	48	7943	39	37
Mali	Markala	Candidat	10	40	4025	53	*40*
Niger	Kandadji	Décidé	130	405	3115	629	478
Niger	Gambou	Candidat	122.5	*577*	*4712*	*528*	*402*
Niger	Dyodyonga	Candidat	26	*60*	*2293*	*112*	*85*
Nigeria	Mambilla	Candidat	2600	4000	1538	*11214*	*8522*
Nigeria	Zungeru	Candidat	700	*1077*	*1538*	*3019*	*2295*
Sierra Leone	Bumbuna II	Décidé	350	*520*	*1486*	1245	996
Sierra Leone	Goma II	Candidat	6	*40*	*6709*	*31*	*1*
Sierra Leone	Benkongor	Candidat	200	*490*	*2447*	1164	959
Sierra Leone	Kuse II	Candidat	91.8	*235*	*2561*	680	549
Sierra Leone	Kambatibo	Candidat	52.5	*164*	*3120*	269	212
Sierra Leone	Bitmai I	Candidat	52.5	*164*	*3120*	268	212
Sierra Leone	Bitmai II	Candidat	36.6	*130*	*3543*	250	211
Togo	Adjarala	Décidé	147	333	2265	366	237
Togo	Tététou	Candidat	50	*159*	*3174*	148	*112*
Benin	Kétou	Candidat	160	*337*	*2105*	490	*372*
Burkina /Ghana	Noumbiel	Candidat	60	286	4767	203	*154*
C Iv /Liberia	Tiboto	Candidat	225	*578*	*2570*	1200	*912*
Libéria/S.L	ManoRiver	Candidat	180	473	2625	795	612
OMVG Guinée	Digan	Candidat	93.3	112	1200	243	24
OMVG Guinée	FelloSounga	Candidat	82	285	3474	333	286
OMVG Sénégal	Sambangalou	Décidé	128	433	3386	402	208
OMVG G. Bissau	Saltinho	Candidat	20	83	4273	82	24
OMVS Guinée	Balassa	Candidat	181	171	945	470	401
OMVS Guinée	Boureya	Candidat	160	373	2331	717	455
OMVS Guinée	Diaoya	Candidat	149	332	2228	581	389
OMVS Guinée	Koukoutamba	Candidat	281	404	1438	858	507
OMVS Guinée	Tene I	Candidat	76.4	122	1597	199	129
OMVS Mali	Felou	Décidé	60	170	2828	350	320
OMVS Mali	Gouina	Décidé	140	328	2343	565	227
OMVS Mali	Gourbassi	Candidat	21	*91*	*4311*	104	*79*
OMVS Mali	Badoumbe	Candidat	70	*197*	*2818*	410	*312*
OMVS Mali	Bindougou	Candidat	49.5	*158*	*3185*	289	*220*
OMVS Mali	Moussala	Candidat	30	*114*	*3801*	175	*133*

TABLE 24 – Projets hydroélectriques– Données d'investissement (2/2)

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Caractéristiques des centrales	*Unités*	*Hydro-électrique*
durée de vie	an	50
Coût d'exploitation et maintenance - variable	USD/MWh	2
Coût d'exploitation et maintenance - fixe	%.	Inclus dans variable
Indisponibilité planifiée (maintenance)	pu	4%
Indisponibilité fortuite	pu	2%

TABLE 25 – Projets hydroélectriques– Paramètres standards

Energie Solaire

Pour les technologies CSP, l'irradiation directe normale (DNI en kWh/m²/y) est un critère essentiel pour définir le potentiel des sites. Par conséquent, dans la région d'intérêt, 4 gammes de DNI ont été définies:

- Non approprié < 2.000 kWh/m^2/a
- Acceptable 2.001 – 2.200 kWh/m^2/a
- Bon 2.201 – 2.600 kWh/m^2/a
- Excellent >2.600 kWh/m^2/a

Cette échelle est spécifique à la région et est définie sur la base des données DNI disponibles pour la région.

Un autre paramètre clé est la latitude qui influe sur les pertes de l'unité. Les latitudes considérées sont de 15 °, 20 ° et 25 °.Les latitudes moins de 10 ° ne sont pas considérées car elles sont classées comme «non appropriées» dans l'échelle de DNI.

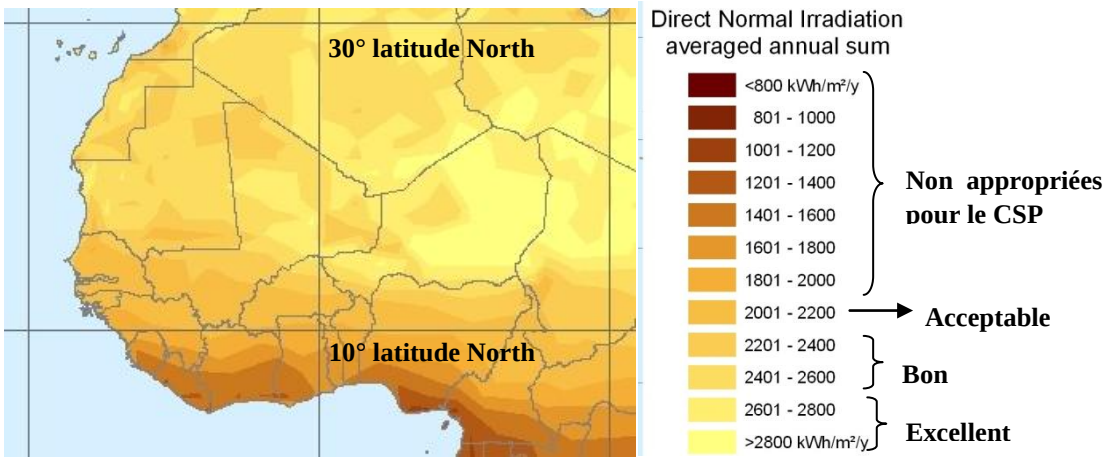


Figure 6 – DNI et la latitude de la région d'intérêt (www.dlr.de)

En utilisant Andasol3 comme unité typique (50 MW avec 7.5h de stockage en Espagne), nous obtenons les données de la Table 26 pour une DNI de 2400 kWh/m2/a et une latitude de 20 ° Nord. Les coûts considérés à la Table 26 sont des coûts de 2009/2010.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Caractéristiques des centrales	*Unités*	*Solaire thermique (CSP)*
Puissance nominale (conditions locales)	MW	50
Energie disponible moyenne	GWh	206
Echéancier de paiement	%/an	70% Y0-1 30% Y0
Coût d'investissement	MUSD	507
Coût d'investissement / kW	USD/kW	10138
durée de vie	an	25
Coût d'exploitation et maintenance - fixe	USD/kW/an	254
Coût d'exploitation et maintenance - variable	USD/MWh	-
Rendement	%	17%
Indisponibilité planifiée (maintenance)	pu	2%
Indisponibilité fortuite	pu	-
Particularités		
- stockage	h	7.5
- DNI	kWh/m²/y	2400
- Nbre de boucles	-	152
- Surface des miroirs	m²	497000

TABLE 26 – Unité de production Solaire CSP– Données d'investissement

Des données classiques d'investissement pour une installation photovoltaïque en Europe avec un facteur d'utilisation adapté à la région sont présentées à la Table 27. Les coûts considérés à la Table 27 sont des coûts de 2010/2011.

Caractéristiques des centrales	*Unités*	*Solaire PV*
Puissance nominale (conditions locales)	MW	1
Energie disponible moyenne	GWh	2
Echéancier de paiement	%/an	100% Y0
Coût d'investissement	MUSD	3.66
Coût d'investissement / kW	USD/kW	3660
durée de vie	an	20
Coût d'exploitation et maintenance - fixe	USD/kW/an	20
Coût d'exploitation et maintenance - variable	USD/MWh	-
Rendement	%	15%
Indisponibilité planifiée (maintenance)	pu	0.50%
Indisponibilité fortuite	pu	0.75%
Particularités		
- stockage	h	
- DNI	kWh/m²/y	
- Nbre de boucles	-	
- Surface des miroirs	m²	

TABLE 27 – Unité de production Solaire PV – Données d'investissement

Energie éolienne

Deux technologies d'éoliennes sont proposées comme option d'investissement pour le plan directeur. La première technologie correspond à l'état de l'art actuel en termes d'éoliennes. Il s'agit de turbine d'environ 2 MW proposées par tous les fabricants (GE, REPower, Vestas, Gamesa, Siemens, Nordex, Enercon…) Cette technologie est actuellement la plus répandue.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

La seconde technologie proposée consiste en une structure plus petite, plus flexible qui peut plus facilement être installée dans des régions distantes où les éoliennes traditionnelles sont difficiles à installer. Typiquement, cette technologie est proposée par la société Vergnet.

Caractéristiques des équipements	Unités	Eolienne (25x2MW)	Eolienne (50x1MW)
Puissance nominale	MW	50	50
Energie disponible moyenne	GWh	100	100
Coût d'investissement	MUSD	74	88
		70% Y0-1	70% Y0-1
Echéancier de paiement	%/an	30% Y0	30% Y0
Coût d'investissement / kW	USD/kW	1485	1750
durée de vie	an	20	20
Coût d'exploitation et maintenance - fixe	USD/kW/an	17	17
Coût d'exploitation et maintenance - variable	USD/MWh	9.5	9.5
Indisponibilité planifiée (maintenance)	pu	1%	1%
Indisponibiité fortuite	pu	4%	4%

TABLE 28 – Eoliennes – Données d'investissement

2.2.4.2. PLANS DE DÉVELOPPEMENT DU PARC DE PRODUCTION

Pour chaque pays, les plans de développement du parc de production national discutés lors des missions de collecte de données et les grands projets internationaux sont considérés.

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

- Unités existantes: unités de production ayant été mises en service avant mars 2011;
- Unités décidées: unités dont la construction est en cours ou a été décidée pour une date précise de mise en service (études terminées et financement assuré);
- Unités candidates: unités pour lesquelles les études ne sont pas encore terminées ou pour lesquelles le financement n'a pas encore été trouvé.

Parmi les projets proposés par les pays, ceux qui sont décidés ne sont pas remis en cause dans le plan directeur de production. Par contre, les projets candidats font partie des options d'investissement optimisées par le logiciel.

En plus des projets envisagés par les pays, une série d'investissements «standards» sont également proposés comme option d'investissement. Les turbines à gaz et les cycles combinés «standards» proposés permettent de couvrir une large plage aussi bien en termes de taille que de technologie.

Sénégal

- Projets décidés:
  - La centrale hydroélectrique de Félou dans le cadre de l'OMVS. C'est une centrale de 60 MW et, selon les accords avec l'OMVS, le Sénégal disposera de 25% du productible. Cela assurera 15 MW supplémentaires à partir de 2013 à la condition que le réseau de l'OMVS permette le transfert de cette capacité supplémentaire;
  - Dans le cadre de l'OMVS également, la centrale de Gouina, pour 140 MW est prévue en 2017. La part du Sénégal est de 25% soit 35 MW;
  - Par l'OMVG, le Sénégal devrait bénéficier de 40% du productible de la centrale hydroélectrique de Sambangalou en 2017, soit 51MW;

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

- Une centrale au charbon sur le site de Sendou (875 MW au total répartis en 7 tranches) dès 2016;
- La location d'une unité au diesel de 50 MW en 2011 pour une durée de un an, avec possibilité de louer 100MW supplémentaires;
- La réhabilitation des groupes C3 et C4 de Bel Air (+30MW en 2011 et 25MW en 2012);
- L'extension du groupe C6 de Bel-air: 2 x 15 MW en 2012;
- La mise en service de Koudi II (2 x 15 MW) en 2012;
- Une unité Biomasse de 2 x 15 MW à Ross Behtio en 2014. Energie produite estimée par an: 236 GWh.

- Projets candidats:
  - L'installation d'unités mobiles au HFO de 40 MW à Tobin (avec option pour 30MW supplémentaires) et 70MW dans le port de Bel-Air (une seconde barge de 70MW est envisagée) en 2012;
  - Les unités suivantes sont planifiées pour les centres isolés:
    - 2012: 2 x 5 MW HFO à Ziguinchor qui permettra d'arrêter les locations de puissance dans cette région;
    - 2012: 2 x 4 MW HFO à Tambacounda.
  - Un site éolien de 125 MW dès 2014;
  - Un parc solaire de 7.5 MW à Ziguinchor;
  - Plusieurs unités diesel de 30 ou 60 MW pourraient être construites par des producteurs indépendants.

Gambie

- Projets décidés:
  - La remise en service complète des unités de Kotu;
  - La réhabilitation de l'unité G6 de Kotu en 2011;
  - La réhabilitation de l'unité G2 (HFO) à Kotu (3 MW) en 2012;
  - L'installation de 2 nouvelles unités diesel de 6.5 MW fonctionnant au HFO, à la centrale de Brikama fin 2011;
  - L'installation de 9 MW supplémentaires à Brikama fonctionnant au HFO fin 2011 également;
  - 4 unités de 2 MW fonctionnant au HFO pour les centres isolés ;
  - Construction d'une ferme éolienne de 1 MW à Tanji en 2012.

Region	*Charge actuelle*	*Nouvelles Unités*	*Connexion à Banjul*
Farafenni & Mansa Konko	1.8 MW	2 MW en 2013	2013
Bansang	0.6 MW	2 MW en 2013	2014
EASSAN / Barria	0.46 MW		OMVG
KEREWAN	0.22 MW	2 MW en 2013	
BASSE	1.8 MW	2 MW en 2013	2014
KANIR	0.18 MW		

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

- Projets candidats:
  - L'extension de la centrale de Brikama à 2 x 10 MW 2013;
  - Un projet de 4MW éoliens supplémentaires en 2014;
  - Par l'OMVG, la Gambie devrait bénéficier de 12% du productible de la centrale hydroélectrique de Sambangalou en 2017, soit 15 MW ;
  - Un projet solaire de 10MW;
  - L'extension du parc éolien de 6 MW;
  - Un cycle combiné de 60MW après 2014;
  - La seconde phase des projets de l'OMVG.

Guinée Bissau

- Projets décidés :
  - La capacité installée en ce moment est de 5.6 MW environ. Mais la capacité disponible en continu est de 5 MW (2.5 MW EAGB et 2.5 MW de location);
  - 2 groupes de 2.5MW financés par la banque mondiale et installés en 2012. Dès la mise en service de ces unités, les contrats de location de 2.5MW seront rompus;
  - Financement de 15 MW HFO pour la ville de Bissau supporté par l'UEMOA et la BOAD. Prévu en plusieurs étapes de 5 MW entre 2012 et 2014;
  - Réhabilitation de la centrale d'EAGB à Bissau (2MW);
  - Réhabilitation de la centrale de Bafatà (5MW);
  - Mise en service de la centrale de Buba (5MW);
  - Par l'OMVG, la Guinée Bissau devrait bénéficier de 8% du productible de la centrale hydroélectrique de Sambangalou en 2017, soit 10 MW;
  - Il est par ailleurs supposé que lorsque les moyens de production deviendront suffisants, les auto-producteurs cesseront d'utiliser leurs propres moyens de production.
- Projets candidats
  - Centrale HFO de 55MW;
  - Saltinho, OMVG phase 2: 20MW.

Guinée

- Projets décidés :
  - 106 MW par le projet de centrale thermique de Manéah fonctionnant au HFO. La mise en service est supposée intervenir en 2014 et 2015;
  - Mise en service de 100MW supplémentaires à Tombo ;
  - La centrale hydroélectrique au fil de l'eau de Kaleta qui comportera trois unités de 80 MW et produira en moyenne 946 GWh par an dès 2015 ;
  - La réhabilitation des unités thermiques et hydroélectriques de Guinée ;
  - Par l'OMVG, la Guinée devrait bénéficier de 40% du productible de la centrale hydroélectrique de Sambangalou en 2017, soit 51 MW.
- Projets candidats :
  - En plus des secondes phases des projets OMVS et OMVG, les sites repris ci-dessous sont également envisagés en Guinée.
    - Le site de Souapiti présente une puissance installable de 515 MW et est planifié pour 2018. Il pourrait être associé à un projet de fonderie d'aluminium ce qui ne laisserait pas de puissance pour d'autres usages. Si l'usine d'aluminium n'est pas construite, il servira pour l'alimentation des mines et de l'export;

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

- Le site de Kassa B (135MW) est planifié pour 2021;
- Le site de Poudaldé sur le fleuve Cogan près de Tiopo est en cours d'étude de faisabilité. Il est planifié pour 2017. Sa puissance installée est de 90 MW pour un productible de 350 GWh ;
- Enfin, le projet Grand-Kinkon a une capacité installée de 291 MW pour un productible annuel de 735 GWh et un coût estimatif de 298M$.

La liste des projets est présentée ci-après :

Site	***Localisation***	***Capacité [MW]***	***Productible annuel [GWh]***
Souapiti	Basse Guinée	515	2518
Amaria		300	1435
Poudadlé		90	350
Tiopo		120	590
Grand Kinkon		291	735
Kassa B	Moyenne Guinée	135	528
Kouya		86	334
Bonkon-Diaria		174	451
Fetore		124	322
Lafou		98	255
Kouravel		135	350
Fomi	Haute Guinée	90	374
Diareguela		72	400
Frankonédou		36	173
Kogbédou		14	96
Morisanako		100	523
Nzébéla	Guinée Forestière	48	225
Gozoguézia		48	259

Table 29 – Sites hydroélectriques envisagés en Guinée hors OMVS/OMVG

- Par ailleurs, le raccordement des unités de production des centres isolés de Nzerekore (3MW), Kankan (3MW) et Faranah (1.5 MW) est planifié pour 2016 avec les projets d'interconnexion CLSG et Guinée-Mali.

Sierra Leone

- Projets candidats :
  - L'extension du barrage de Bumbuna par la phase 2:
    - Addition de 350 MW grâce au barrage de Yiben en amont, prévue en 2017;
  - L'addition d'un nouveau barrage en amont du barrage actuel de Goma et l'installation de turbines supplémentaires pour un total de 6 MW prévue en 2015;
  - Le nouveau barrage hydroélectrique de Benkongor avec 3 phases possibles:
    - Phase 1: 34.8 MW;
    - Phase 2: 80 MW;

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

- Phase 3: 85.5 MW.
- Un projet de centrale de 100 MW utilisant la biomasse comme combustible;
- Un projet sucrier qui pourrait produire 15 MW à partir de bagasse;
- Un projet de centrale solaire de 5 MW;
- Les aménagements hydroélectriques mentionnés dans le tableau suivant sont également envisagés au Sierra Leone.

Site	Capacité [MW]	Productible annuel [GWh]
Kuse 2	91.8	679.7
Kambatibo	52.5	268.5
Bitmai 1	52.5	268
Bitmai 2	36.6	249.5
Mano River	180	795

Table 30 – Sites hydroélectriques envisagés au Sierra Leone

Pour le site situé sur la rivière Mano à la frontière avec le Libéria, un partage égal de la puissance et du productible entre les deux pays est prévu. L'investissement total requis est estimé à 473 M$.

Libéria

- Projets décidés:
  - 10 MW de groupes diesel rapides (10 X 1MW) fonctionnant au DDO sur le site de Bushrod. La mise en service est prévue en 2011;
  - 10 MW de groupes diesel semi-rapides (2 X 5MW) fonctionnant au HFO sur le site de Bushrod. La mise en service est prévue en 2013;
  - La réhabilitation de l'aménagement hydro-électrique de Mount Coffee (66 MW pourront être disponibles en 2014).
- Projets candidats:
  - Le projet Buchanan de 35 MW (2 x 17.5 MW) situé à Kakata. La mise en service est prévue en 2013;
  - 30 MW de groupes diesel semi-rapides (6 X 5MW) fonctionnant au HFO sur le site de Bushrod. La mise en service est prévue en 2015;
  - Le développement du fleuve St Paul par la création de la SPRA (Saint Paul River Authority) avec les sites hydro-électriques de
    - Saint Paul - 1B: 78 MW et 512 GWh de productible annuel;
    - Saint Paul – 2: 120 MW et 788 GWh de productible annuel.

    Ces sites pourraient être mis en service à l'horizon 2018;
  - La construction d'un réservoir supplémentaire ("Ultimate" Via Storage) sur le fleuve Saint Paul en amont des sites précités. 132 MW pourraient être produits localement par la centrale V-1 grâce à ce réservoir. De plus, la construction d'un canal le reliant avec le réservoir Via de Mount Coffee permettrait d'augmenter les capacités des centrales hydroélectriques situées en aval dans les proportions suivantes:
    - Mount Coffee: addition possible de 66 MW ;
    - Saint Paul - 1B: addition possible de 65 MW ;

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

- Saint Paul - 2: addition possible de 100 MW.

- Un barrage hydro-électrique de 180 MW sur la rivière Mano à la frontière avec le Sierra Leone avec un productible annuel de 795 GWh. Ce site serait partagé à hauteur de 50% pour chacun des pays. L'investissement total requis est estimé à 473 M$;
- Un barrage hydro-électrique de 225 MW sur la rivière Cavally à la frontière avec la Côte d'Ivoire avec un productible annuel de 1200 GWh. Ce site serait également partagé à hauteur de 50% pour chacun des pays;
- Des sites hydro-électriques identifiés sur les rivières Lofa (total de 29 MW), Saint John (total de 67 MW) et Cestos (total de 41 MW).

Mali

- Projets décidés:
  - 60 MW du projet BID (6 groupes diesel de 10 MW chacun) fonctionnant au HFO à Balingué. 40 MW ont été inaugurés en 2010. La mise en service des 20 MW restant est prévue en 2011;
  - 92 MW par l'IPP Albatros grâce à des groupes diesels fonctionnant au HFO dans la zone minière de Kayes. La mise en service est prévue en 2012;
  - Le projet d'aménagement hydroélectrique au fil de l'eau de Félou réalisé dans le cadre de l'OMVS. La part allouée au Mali est de 45%, soit 27MW. La construction est en cours et la mise en service est prévue en 2013;
  - Le projet d'aménagement hydroélectrique au fil de l'eau à Gouina réalisé dans le cadre de l'OMVS. La part allouée au Mali est de 45%, soit 63MW. La mise en service est prévue pour 2017 ;
  - Le raccordement au réseau interconnecté de groupes diesel isolé pour un total de 30.4 MW dans l'horizon de l'étude;
  - Un projet solaire à Mopti de 10MW installée en 2012 et connecté au réseau interconnecté en 2019.
  - Un projet de cycle combiné de 400 MW prévu à Aboadze (Ghana) par le Plan d'Urgence et de Sécurité d'Approvisionnement en Energie Electrique de l'EEEOA. Une part de cette énergie devrait être importée par le Mali.
- Projets candidats:
  - Le projet d'aménagement hydroélectrique au fil de l'eau de Sotuba 2 (6 MW). La mise en service est prévue en 2014;
  - Le projet agro-industriel de la société sucrière de Markala (SoSumar) contiendra une centrale de cogénération dont 3MW seront excédentaires et transférés au réseau interconnecté. La mise en service est prévue en 2014;
  - Le projet d'une petite centrale hybride pour un total de 0.75MW (0.25 solaire + 0.5 diesel) à Ouelessebougou en 2016;
  - Le projet d'aménagement hydroélectrique au fil de l'eau de Kenié (42 MW). La mise en service est prévue en 2015;
  - Un cycle combiné de 150 MW prévu par le Plan d'Urgence et de Sécurité d'Approvisionnement en Energie Electrique de l'EEEOA.;
  - Extension Mopti PV solaire de 50 MW qui sera reliée au réseau interconnecté;
  - Un projet solaire PV de 20 MW à installer à partir de 2013;
  - Le projet hydraulique de Taoussa sur le fleuve Niger près de Gao, principalement voué à l'agriculture avec un supplément d'hydroélectricité de 25 MW;

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

- Le projet de centrale hydroélectrique de 10 MW (3 turbines Kaplan) à Markala sur le fleuve Niger avec un productible annuel de 53 GWh;
- Dans le cadre des projets de l'OMVS, le Mali devrait bénéficier d'une partie de la production des sites guinéens de Koukoutamba (281MW, 858 GWh), Boureya (160 MW, 717 GWh) et Balassa (181 MW, 470 GWh) tous les trois situés sur le Bafing;
- Dans un horizon plus éloigné, les projets OMVS de Gourbassi (21 MW, 104 GWh) et Badoumbe (70 MW, 410 GWh), puis de Bindougou (50 MW, 289 GWh) et Moussala (30MW, 175GWh) pourraient également voir le jour au Mali.

Côte d'Ivoire

- Projets décidés:
  - L'addition de 222 MW sur le site du producteur indépendant CIPREL qui formeront un cycle combiné avec la turbine à gaz de 111 MW mise en service en 2010. La mise en service de la nouvelle turbine à gaz est prévue en juillet 2012 et celle de la turbine à vapeur en juillet 2013;
  - L'addition d'urgence de 250 MW supplémentaires (total= 450MW) sur le site de CIPREL ou Vridi grâce à une nouvelle turbine à gaz et une nouvelle turbine à vapeur en 2012;
  - Un cycle combiné de 450 MW (2 turbines à gaz et une turbine à vapeur de 150 MW chacune) sur le site d'Abbata. Les mises en services sont prévues en 2014 (1ère turbine à gaz), 2015 (2e turbine à gaz) et 2016 (turbine à vapeur).
  - Un projet de cycle combiné de 400 MW prévu à Aboadze (Ghana) par le Plan d'Urgence et de Sécurité d'Approvisionnement en Energie Electrique de l'EEEOA. Une part de cette énergie devrait être importée par la Côte d'Ivoire.
- Projets candidats:
  - Le projet de 270 MW du barrage de Soubré. La mise en service est prévue en 2018 ;
  - Un cycle combiné de 450 MW (2 turbines à gaz et une turbine à vapeur de 150 MW chacune) sur le site de Bassam qui constituera la 5e centrale thermique d'Abidjan. Les mises en services seraient prévues en 2020 (1ère turbine à gaz), 2023 (2e turbine à gaz) et 2025 (turbine à vapeur);
  - Les capacités des sites hydro-électriques sont répertoriées dans le tableau ci-dessous:

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Bassins	Sites	Capacité [MW]	Productible annuel [GWh]
SASSANDRA	Louga	280	1 330
	Gribo Popoli	112	515
	Boutoubre	156	785
BANDAMAN	Tiassalé	51	215
CAVALLY	Tiboto	225	1 200
COMOE	Aboisso-Comoé	90	392

Table31 – Aménagements hydroélectriques envisagés en Côte d'Ivoire

Pour le site de Tiboto une répartition de 50% pour la Côte d'Ivoire et 50% pour le Libéria peut être supposée au vu de la répartition plus ou moins égale du bassin du fleuve Cavally entre les deux pays.

Ghana

- Projets décidés:
  - La phase 1 de la centrale T3 d'Aboadze (en construction), qui consistera en un cycle combiné de 120 MW. Sa mise en service est prévue pour 2012;
  - Une deuxième turbine à gaz de 110MW sur le site de Tema T1 dont la mise en service est prévue en 2012. L'addition d'une turbine à vapeur de 110 MW est quant à elle prévue en 2015 pour créer un cycle combiné de 330 MW au total;
  - Le barrage hydroélectrique de 400 MW à Bui sur la Volta Noire avec un productible annuel de 1000 GWh. La mise en service est prévue pour mi 2013 ;
  - Deux turbines à gaz de 110 MW chacune prévues à Domini par BTPP (centrale Domini T1) afin de tirer parti des ressources de gaz offshore découvertes. Leur mise en service est prévue en 2013;
  - L'addition d'une turbine à vapeur de 110 MW sur la centrale d'Aboadze T2 pour passer à un cycle combiné de 330 MW au total. La mise en service est prévue en 2014 ;
  - Un projet de cycle combiné de 400 MW prévu à Aboadze (T4) par le Plan d'Urgence et de Sécurité d'Approvisionnement en Energie Electrique de l'EEEOA.
  - 2x5MW solaire PV en 2012 et 2013;
  - Eoliens: 50 MW en 2014 et 100 MW en 2015;
  - Un projet de cycle combiné de 450 MW (2 turbines à gaz de 150 MW chacune et une turbine à vapeur de 150 MW) sur le site de Maria Gléta (au Bénin) décidé par le Plan d'Urgence et de Sécurité d'Approvisionnement en Energie Electrique de l'EEEOA. Une part devrait être dédiée à l'alimentation du Ghana.
- Projets candidats:
  - La phase 2 de la centrale d'Aboadze T3 de caractéristiques similaires à la phase 1 décrite précédemment. La mise en service est prévue en 2016;
  - GT sur barge : 2x50 MW ;

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

- Projet SAP de CC 2x163.6 MW;
- La centrale de Cempower sur le site Tema T2 composée d'abord de 2 turbines à gaz de 110 MW auxquelles viendront ensuite s'ajouter une turbine à vapeur de 110 MW pour créer un cycle combiné de 330 MW;
- L'addition d'une turbine à vapeur de 110 MW à la centrale de Domini T1 par BTPP pour créer un cycle combiné de 330 MW au total;
- 5 sites hydroélectriques au stade des études de faisabilité, conduites par la VRA (Juale, Pwalugu, Kulpawn, Daboya) et le ministère de l'énergie (Hemang):

Site	*Capacité [MW]*	*Productible annuel [GWh]*
Juale	87	405
Pwalugu	48	184
Kulpawn	36	166
Daboya	43	194
Hemang	93	340

Table 32 – Sites hydroélectriques envisagés au Ghana

Il y a un projet de barrage avec centrale hydroélectrique de 60 MW (3 turbines Kaplan de 20MW) à la frontière avec le Burkina Faso sur le site de Noumbiel (également appelé Koulbi au Ghana) sur la Volta Noire. Le productible total annuel est évalué à 203 GWh avec une répartition de 80% de l'énergie produite pour le Burkina et 20% pour le Ghana.

Togo

Le secteur de l'électricité au Togo et au Benin est régi par l'Accord international et Code Benino-togolais de l'électricité signé entre les 2 états en 1968 et créant une communauté d'intérêt entre les 2 pays dans le domaine de l'énergie électrique.

Ce code conférait à la Communauté Electrique du Benin le monopole de la production, du transport et des importations/exportations de l'énergie électrique sur l'ensemble du territoire des deux états.

Néanmoins, l'accord international et Code bénino-togolais signé en 1968 a été révisé en 2003. Ce sont donc les dispositions du nouvel accord et Code de 2003 qui sont désormais en vigueur. Conformément aux dispositions de ce nouvel accord et Code bénino-togolais révisé de 2003, la CEB n'a plus le monopole de la production d'électricité. Le segment de la production d'électricité est ouvert aux producteurs indépendants mais la CEB demeure l'acheteur unique de leur production partout où leur réseau est présent.

- Projets décidés:
  - Le projet de 147 MW du barrage d'Adjarala avec un productible annuel de 366 GWh. La mise en service est prévue en 2017 par la CEB.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

- Un projet de cycle combiné de 450 MW (2 turbines à gaz de 150 MW chacune et une turbine à vapeur de 150 MW) sur le site de Maria Gléta (au Bénin) décidé par le Plan d'Urgence et de Sécurité d'Approvisionnement en Energie Electrique de l'EEEOA. Une part devrait être dédiée à l'alimentation du Togo.

- Projets candidats:
  - Un projet éolien de 20 MW à réaliser avec une énergie annuelle garantie de 40 GWh dont la mise en service est prévue en 2013;
  - 100 MW de production thermique avec une énergie annuelle garantie de 350 GWh en 2013 (mise en service) et de 700 GWh à partir de 2014;
  - Un projet solaire de 5 MW de la CEB avec une énergie annuelle garantie de 10 GWh dont la mise en service est prévue en 2015;
  - Un projet de barrage avec centrale hydroélectrique de 50 MW à Tététou sur le fleuve Mono qui serait situé entre le barrage de Nangbeto et celui d'Adjarala avec un productible annuel de 148 GWh. Une étude de faisabilité a été effectuée en 1984.

Bénin

- Projets décidés:
  - Le projet de 147 MW du barrage d'Adjarala (Togo) avec un productible annuel de 366 GWh devrait être partagé entre le Togo et le Bénin
  - 80 MW sur le site de Maria Gleta à Cotonou. La mise en service est prévue en 2011;
  - Un projet de cycle combiné de 450 MW (2 turbines à gaz de 150 MW chacune et une turbine à vapeur de 150 MW) sur le site de Maria Gléta à Cotonou décidé par le Plan d'Urgence et de Sécurité d'Approvisionnement en Energie Electrique de l'EEEOA. La centrale devrait être opérationnelle en 2014.
- Projets candidats:
  - Un projet solaire de 20 MW à réaliser avec une énergie annuelle garantie de 40 GWh dont la mise en service est prévue en 2012;
  - Un projet solaire de 5 MW de la CEB avec une énergie annuelle garantie de 10 GWh dont la mise en service est prévue en 2015;
  - Un projet solaire de 5 MW financé par l'AFD dans le Nord-Est du Bénin. (mise en service supposée: 2014) ;
  - Un projet de barrage avec centrale hydroélectrique de 160 MW à Kétou sur le fleuve Ouémé avec un productible annuel estimé à 490 GWh. Une étude de faisabilité a été effectuée en 1992.

Burkina Faso

- Projets décidés:
  - 18 MW fonctionnant au HFO et formant la première phase de la centrale de Komsilga. La mise en service est prévue en 2011;
  - 37.5 MW (3 groupes diesel de 12.5 MW fonctionnant au HFO et formant la 2e phase de la centrale de Komsilga. La mise en service est prévue en 2011;
  - 36 MW (2 groupes diesel de 18 MW) fonctionnant au HFO qui formeront la 3e phase de la centrale de Komsilga (total 90MW). La mise en service est prévue en 2013;
  - 20 MW (2 groupes diesel de 10 MW fonctionnant au HFO et formant la 2e phase de la centrale de Bobo 2. La mise en service est prévue en 2012.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

- Un projet de cycle combiné de 400 MW prévu à Aboadze (Ghana) par le Plan d'Urgence et de Sécurité d'Approvisionnement en Energie Electrique de l'EEEOA. Une part de cette énergie devrait être importée par le Burkina Faso.

- Projets candidats:
  - Un projet solaire de 20 MW dont 16 MW seraient dédiés à la société minière Semafo. La mise en service est prévue en 2012;
  - Un projet solaire photovoltaïque de 1.5MW (extensible à 3MW) à Ouagadougou. La mise en service est supposée intervenir en 2012 (financement déjà engagé);
  - Un projet solaire photovoltaïque de 20MW (extensible à 40MW) à Ouagadougou. La mise en service est supposée intervenir en 2014;
  - Le raccordement de centres isolés entre 2011 et 2013 pour un total de 13.5 MW installés et 9.5 MW disponibles ;
  - Un projet de barrage avec centrale hydroélectrique de 60 MW (3 turbines Kaplan de 20 MW) à la frontière avec le Ghana sur le site de Noumbiel (appelé Koulbi au Ghana) sur la rivière Mouhoun (Volta Noire). Le productible total annuel est évalué à 203 GWh avec une répartition de 80% de l'énergie produite pour le Burkina et 20% pour le Ghana;
  - Un projet de barrage avec centrale hydroélectrique de 12 MW (3 turbines de 4MW) à Bougouriba avec un productible de 30 GWh;
  - Un projet de barrage avec centrale hydroélectrique de 14 MW (2 turbines Kaplan de 7MW) à Bagré-aval avec un productible moyen annuel de 37.3 GWh.

Niger

- Projets décidés:
  - En 2011, sept unités diesels de 2.2 MW chacune seront installées à la centrale de Niamey 2, en remplacement des vieilles unités diesels ;
  - En 2012, 2 unités de 2MW chacune seront installées à Maradi et 2 autres de 2 MW seront installées à Zinder, en zone Niger Centre-Est ;
  - Dans la zone fleuve, une puissance additionnelle de 70MW diesel sera installée à Niamey en 2013.
  - Dans la zone fleuve, le barrage de Kandadji sera achevé en 2015. Ce barrage de 130 MW devrait apporter 629 GWh annuel au Niger ;
  -

- Projets candidats:
  - La centrale au charbon de Salkadamna totaliserait 200 MW. Cette centrale serait localisée entre les zones fleuve, centre-est et nord, près d'un gisement de charbon et serait construite par tranches de 50MW entre 2015 et 2016;
  - Dans la zone fleuve, une ferme éolienne de 30 MW est planifiée en 2014. Le site reste à définir;
  - Dans la zone fleuve, une centrale solaire thermique de 50 MW est planifiée pour 2014. Le site reste à définir;
  - Dans la zone centre-est, à Zinder, un cycle combiné de 60 MW est attendu en 2013;
  - D'autres unités hydro sont mentionnées dans la zone fleuve:
    - Gambou pour 122.5 MW ;
    - Dyodonga pour 26 MW.

Nigéria

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

- Projets décidés:
  - Un projet de cycle combiné de 450 MW (2 turbines à gaz de 150 MW chacune et une turbine à vapeur de 150 MW) sur le site de Maria Gléta (au Bénin) décidé par le Plan d'Urgence et de Sécurité d'Approvisionnement en Energie Electrique de l'EEEOA. Une part devrait être dédiée à l'alimentation du Nigéria.
  - FGN phase 1: 1408 MW dont 1055 MW ont été mis en service en 2007. Il reste 353 MW prévus pour 2011;
  - NIPP : 2599 MW prévus pour 2011;
  - FGN phase 2: 2148 MW prévus dont 696 MW pour 2012 et 1452 MW pour 2013.

  A côté de ça, les compagnies pétrolières ont prévus les investissements suivants :

  - La centrale de Afam 6, par Shell: 5 unités de 150 MW en 2012;
  - La centrale de Bonny, par Mobil: 3 unités de 130 MW en 2012;
  - La centrale Chevron Texaco avec 3 unités de 250 MW pour 2012;
  - La centrale de TotalFinaElf avec 4 unités de 125 MW pour 2012.

  De plus, quelques IPP sont attendus:

  - Alscon avec 6 unités de 90 MW pour 2012;
  - La centrale IBOM Power 2 avec 500 MW en 2012.
- Projets candidats:

  Des projets hydroélectriques importants sont envisagés au Nigéria :

  - La réhabilitation de Kainji ;
  - Le projet de Zungeru (700MW) ;
  - Le projet de Mambilla (8*325MW).

  Quelques IPP sont également attendus dont

  - ICS Power: 6 unités de 100 MW en 2015;
  - La centrale WESTCOM de 500 MW en 2015;
  - La centrale Farm Electric de 150 MW en 2015;
  - La centrale Supertek de 1000 MW en 2017;
  - La centrale Ethiope de 2800 MW en 2017.

Commentaires concernant l'OMVS

L'OMVS est une organisation ayant pour vocation d'organiser les actions de quatre pays pour la mise en valeur du fleuve Sénégal et son bassin. Il s'agit de la Guinée, du Mali, de la Mauritanie et du Sénégal.

La première réalisation de l'OMVS est le barrage de Manantali situé au Mali sur le Bafing (affluent du Sénégal) dont la construction s'est achevée en 1988. Une centrale hydro-électrique de 205MW (4 groupes de 41 MW) y a ensuite été installée offrant un productible annuel de 800GWh. La production du site a été rendue disponible pour 3 des pays de l'OMVS grâce à une interconnexion 225kV joignant Bamako à Dakar en longeant la frontière du Sénégal avec la Mauritanie.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

L'OMVS envisage de nombreux projets avec des horizons allant du court au long terme. Ceux-ci sont résumés dans le tableau suivant :

Rivière	*Site*	*Pays*	*Capacité [MW]*	*Productible annuel [GWh]*	*Coût estimé [M$]*	*Statut*	*Mise en service supposée*
Sénégal	Félou	Mali	60	350	170	EC	2013
	Gouina	Mali	140	589	329	APD	2017
Bafing	Koukoutamba	Guinée	281	858	440	APD	CT
	Boureya	Guinée	160	717	373	APS	CT
	Balassa	Guinée	181	470	171	F	CT
	Bindougou	Mali	50	289		PF	MT
	Diaoya	Guinée	149	581	332	PF	LT
Falémé	Gourbassi	Mali/ Sénégal	21	104		F	MT
	Moussala	Mali	30	175		PF	MT
Bakoye	Badoumbe	Mali	70	410		F	MT
Tene	Tene I	Guinée	76	199	122	PF	LT

Table 33 – Projets hydroélectriques de l'OMVS

EC : En construction ; APD : Avant projet détaillé ; APS : Avant projet sommaire ; F : Faisabilité ; PF : Pré-faisabilité ; CT/MT/LT : court/moyen/long terme.

Commentaires concernant l'OMVG

L'OMVG est une organisation qui vise à coordonner les actions des quatre pays concerné par le bassin du fleuve Gambie : le Sénégal, la Guinée, la Gambie et la Guinée Bissau. Par extension, d'autres fleuves de la région sont concernés par cet organisme.

Jusqu'ici, l'OMVG a deux grands projets.

Le premier grand projet se compose de deux parties et est prévu pour 2017 :

- La centrale hydroélectrique de Sambangalou qui comportera 4 unités de 32 MW et produira en moyenne 402 GWh par an.
- Une interconnexion 225 kV qui parcourra 1677 km pour relier 15 sous-stations, pour un investissement de 576.5 millions de dollars. Il permettra l'évacuation de l'énergie de Guinée, et l'interconnexion des 4 pays de l'OMVG.

Le deuxième grand projet se compose de quatre parties et est prévu à plus long terme :

- La centrale de Saltinho, au fil de l'eau, en Guinée Bissau. D'une puissance de 20 MW (3 unités de 6.5 MW), elle aura un productible moyen estimé à 82 GWh.
- La centrale de Digan, au fil de l'eau, en Guinée. D'une puissance de 93.3 MW, elle aura un productible moyen de 242.5 GWh.
- Le barrage de Fello-Sounga, en Guinée, avec ses deux unités de 41 MW. Il assurera la production annuelle de 333 GWh.
- Le renforcement de l'interconnexion 225 kV construite lors du premier projet. 500 nouveaux kilomètres de lignes devraient être construits. Il y aura 4 nouvelles sous-stations. Cela coûtera 145.4 millions de dollars.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

2.2.5. Données de transport

Ce chapitre a pour but de synthétiser les données de transport qui ont été introduites dans l'outil d'optimisation PRELE.

Les projets décidés ont une date de mise en service fixe. Les projets planifiés ne sont pas remis en cause mais la possibilité d'un retard de 2 ans est examinée. Enfin, les projets envisagés sont laissés libres à l'optimisation. Par ailleurs, des investissements autres que les grands projets d'interconnexions sont proposés à l'outil d'optimisation

2.2.5.1. PROJETS DÉCIDÉS

Cette section reprend les projets décidés pour lesquels les études sont terminées et pour lesquels le financement a été obtenu ou est sur le point de l'être.

Projet «Dorsale 330kV»

Le projet consiste en un axe 330kV le long de la côte interconnectant la Côte d'Ivoire (Riviera), le Ghana (Prestea et Volta), le Togo (Lomé C), le Bénin (Sakété) et le Nigéria (Ikeja West). 2 tronçons sont planifiés pour compléter les 2 tronçons déjà existants

- Le tronçon Volta(Ghana) – Sakété (Bénin) en passant par Lomé qui devrait être mis en service en 2013;
- Le tronçon Riveria (Côte d'Ivoire) – Ghana (Prestea). Il devrait être mis en service d'ici 2017.

Projet OMVG

Le projet OMVG comprend une ligne d'interconnexion 225kV simple terne traversant la Guinée, le Sénégal, la Guinée-Bissau et la Gambie pour partager la production des sites hydroélectrique de Guinée. La mise en service est prévue en 2017 mais la première phase (Linsan-Labé-Mali et Linsan-Kaolack-Tambacounda) pourrait être achevée à plus court-terme (2015).

Projet CLSG (Cote d'Ivoire –Liberia– Sierra Leone– Guinée)

Une ligne d'interconnexion 225kV simple terne est prévue entre les postes Man (Côte d'Ivoire) – Yekepa (Libéria) – Nzérékoré(Guinée) – Buchanan (Libéria) – Monrovia (Libéria) – Bumbuna (Sierra Léone) – Linsan (Guinée). Sa mise en service est prévue en 2015. A court-terme, un seul terne sera installé. Néanmoins, les pylônes sont prévus pour accueillir un second terne à plus long terme.

Interconnexion Mali – Côte d'Ivoire

Cette interconnexion 225kV reliera les postes de Ferkéssédougou (Côte d'Ivoire) – Sikasso (Mali) - Koutiala (Mali) et Ségou (Mali). Elle est en cours de réalisation et 64% sont déjà réalisés. La mise en service est attendue courant 2012.

Notons que la ligne monoterne 225kV interne à la Côte d'Ivoire qui est planifiée entre Laboa et Ferkéssédougou complète ce projet en permettant de fermer la boucle 225kV interne à la Côte d'Ivoire et une sécurisation des interconnexions vers le Nord.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Interconnexion Ghana-Burkina Faso

Une ligne d'interconnexion 225kV entre Bolgatanga (Ghana) et Ouagadougou (Burkina Faso) sera mise en service en 2013.

Interconnexion Ghana – Burkina Faso – Mali

Cette interconnexion 225kV prévoit de connecter les postes Bolgantaga (Ghana) – Bobo Dioulasso (Burkina Faso) – Sikasso (Mali) – Bamako (Mali) à l'horizon 2015. Elle est prévue en double terne sur le tronçon Bamako-Sikasso. A Sikasso, un terne va vers Ferkessedougou, le second continue vers Bobo Dioulasso.

2.2.5.2. PROJETS PLANIFIÉS

Cette section reprend des projets déjà bien détaillés et ayant fait l'objet d'études de faisabilité mais pour lesquels des études complémentaires sont encore à réaliser et/ou pour lesquels une partie du financement reste encore à trouver.

Interconnexion Guinée – Mali

Le projet d'interconnexion Guinée-Mali est inscrit parmi les projets prioritaires identifiés par le Plan Directeur Révisé de la CEDEAO. Il est conçu pour évacuer la production de la future centrale hydroélectrique de 90MW de Fomi (Guinée). Le projet comprend la construction d'une ligne 225kV entre Fomi (Guinée) et Nzérékoré (Guinée) puis entre Fomi (Guinée) et Bamako (Mali) et entre Fomi (Guinée) et Linsan (Guinée). Il est prévu pour 2016.

Cette ligne de transport permettra non seulement l'interconnexion de la Guinée et du Mali, mais également l'interconnexion entre les pays membres de l'OMVS et avec la future ligne d'interconnexion Côte d'ivoire - Libéria - Sierra Léone - Guinée (CLSG).

Projet «Corridor Nord»

Le projet reprend une ligne d'interconnexion 330kV entre Birnin Kebbi (Nigéria) - Bembéréké (Bénin) – Niamey (Niger) – Ouagadougou (Burkina Faso) à 330 kV. Plusieurs variantes sont envisagées en termes de nombre de ternes (1 ou 2) par tronçon. La mise en service de cette ligne est planifiée en 2016.

Axe 330kV Nord-Sud au Ghana

Ce projet bien qu'interne au réseau du Ghana est un maillon important de l'ossature du réseau interconnecté EEEAO améliorant fortement les capacités d'exportation vers le Burkina Faso. Cette ligne d'interconnexion 330kV relie les postes de Domini (à la frontière avec la Cote d'Ivoire) au poste de Bolgatanga à la frontière avec le Burkina Faso. La mise en service de cet axe est planifiée pour 2015.

Projet de renforcement de l'interconnexion Nigéria-Bénin

Ce projet d'une ligne double terne entre Sakété (Bénin) et Omotosho est planifié (date de mise en service considérée : 2016).

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

2.2.5.3. PROJETS ENVISAGÉS

Cette section reprend différents projets qui sont évoqués dans les documents collectés ou lors des entretiens réalisés durant les missions de collecte de données dans les différents pays. Les études de préfaisabilité de ces projets n'ont pas encore été entamées ou sont en cours.

Projet dorsale médiane

Ce projet est repris par CEB dans ses projets de développement prioritaires. Cette interconnexion relierait Yendi (Ghana) – Kara (Togo) - Bembereke (Benin) et Kaindji (Nigéria). Elle serait attendue à l'horizon 2020. Ce projet pourrait être justifié pour renforcer et évacuer la puissance produite par le site de Kaindji vers les zones nord de ces pays.

Néanmoins ce projet nécessite d'être précisé et étudié plus en détails notamment sur les points suivants:

- Le poste de Yendi au Ghana est assez décentré avec une charge relativement faible et il n'y a pas de projet d'extension du réseau 330kV du Ghana pour connecter cette sous-station 161kV. Il serait plus logique de prolonger cette ligne jusqu'à l'axe 330kV traversant le Ghana du Nord au Sud;
- L'autre alternative est de réaliser la dorsale médiane en 161kV, à l'exception du tronçon Kainji-Bembereke, qui serait, lui, en 330kV.

Interconnexions Libéria-Côte d'Ivoire

Une interconnexion côtière entre Monrovia au Libéria et San Pedro en Côte d'Ivoire est évoquée par les pays concernés. Ce projet permettrait notamment l'évacuation du projet hydroélectrique de Tiboto (Cavally), à la frontière entre les deux pays.

Interconnexions OMVS

Dès la mise en service du site hydraulique de Gouina (projet décidé, mise en service estimée en 2017), il faudra éventuellement renforcer le réseau 225kV vers Dakar. Il est envisagé une boucle par l'intérieur du pays via Tambacounda qui permettrait également une connexion avec le réseau OMVG.

Il est également envisagé une connexion Linsan-Manantali pour interconnecter les barrages en projet sur le territoire de Guinée : Boureya et Koukoutamba.

2.2.5.4. AUTRES OPTIONS D'INVESTISSEMENT

En plus des projets envisagés par des études précédentes, de nouveaux projets sont laissés à l'optimisation dans Prele dès 2018.

- Il est d'abord proposé une nouvelle interconnexion entre la **Guinée et le nord de la Côte d'Ivoire** (Fomi-Odienne-Boundiali-Ferkessedougou). Un tel axe permettrait d'évacuer directement l'énergie hydroélectrique qui serait produite en Guinée vers les régions Nord disposant de peu de moyens de production à faible coût d'exploitation. Le tracé de cette ligne sera discuté de façon à limiter son impact environnemental.
- Dans la même optique, une alternative à ce tracé consisterait en une ligne reliant la **Guinée** à la région de **Sikasso au Mali**.
- Les différents aménagements envisagés pour la **dorsale médiane** sont proposés comme option d'investissement

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

- Enfin, le renforcement des axes existant, décidés ou planifié est également envisagé.

2.2.6. Présentation des résultats

La détermination du plan directeur production/transport a permis de trouver l'optimum combiné entre le développement de parc de production à l'échelle de la région et le développement du réseau de transport intra-régional pour permettre d'assurer la demande d'électricité à coût minimum.

Dans ce plan directeur, les projets de production candidats ont été proposés comme option d'investissement alors que la mise en service des unités décidées a été considérée comme acquise.

Comme mentionné dans la méthodologie, le scénario 1 (plans directeurs nationaux sans développer de nouvelles interconnexions) et le scénario 2 (développement régional optimal sans limites de transit entre les pays) sont d'abord présentés ci-après.

Ensuite, le scénario 3 de référence (développement régional optimal compte tenu des limites de transit entre les pays) est décrit, reprenant les projets de transport décidés et planifiés et les projets de production décidés et optimisant les autres projets de façon à minimiser le coût de la fonction objectif.

2.3. Scenario sans développement de nouvelles interconnexions

Ce scénario propose l'évolution jusque 2025 des parcs de production nationaux tels que proposés dans les plans directeurs nationaux sans développement de nouvelles interconnexions.

Afin de prendre en compte tous les aspects du problème, une variante a été considérée permettant d'étudier l'impact des projets miniers dans la balance énergétique de la région de l'Afrique de l'Ouest

2.3.1. Mix énergétique

En termes de mix énergétique, les résultats présentés ci-après sont ceux qui ont été obtenus en l'absence de projets miniers massifs en Guinée, Guinée Bissau, Sierra Leone et Libéria.

Néanmoins, les principaux impacts d'une consommation minière massive sont également examinés.

2.3.1.1. CAPACITÉ INSTALLÉE

En termes d'options d'investissement, l'optimisation réalisée à l'aide de l'outil PRELE montre que les projets hydroélectriques sont massivement sélectionnés sur base de critères purement économiques malgré leur coût d'investissement particulièrement important car leur coût d'exploitation est extrêmement faible. Néanmoins, le nombre de projets investis est limité par la charge dans la région considérée et les possibilités limitées d'exports.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Si les projets miniers étaient mis en œuvre, le nombre de projets hydroélectriques sélectionnés serait plus important, augmentant d'autant le ratio de l'énergie hydroélectrique dans le mix énergétique.

Du point de vue des projets thermiques, les cycles combinés sont largement favorisés, principalement lorsqu'ils sont alimentés avec du gaz naturel. En effet, ces unités ont un coût d'exploitation très bas dû à l'effet combiné d'une très bonne efficacité et d'un combustible à bas prix.

Les projets charbons sont également sélectionnés massivement sur base de leurs performances économiques afin de couvrir les charges locales.

Néanmoins, il est important de noter que peu de projets utilisant des sources renouvelables sont sélectionnés parmi les options d'investissement. En effet, ces projets sont en général chers à l'installation et relativement peu efficaces car intermittents D'autres critères tels que le gain en émissions de CO_2 leurs sont cependant favorables. Les aspects environnementaux et financiers seront envisagés dans une prochaine partie de l'étude. Notons toutefois que dans les pays où les ressources gazières et hydroélectriques sont inexistantes, les projets éoliens deviennent compétitifs. C'est le cas notamment du Sénégal et de la Gambie.

La figure, ci-après, présente l'évolution du mix énergétique régional en termes de puissance installée dans l'hypothèse du scénario 1 sans développement de nouvelles interconnexions, et en l'absence de projets miniers massifs.

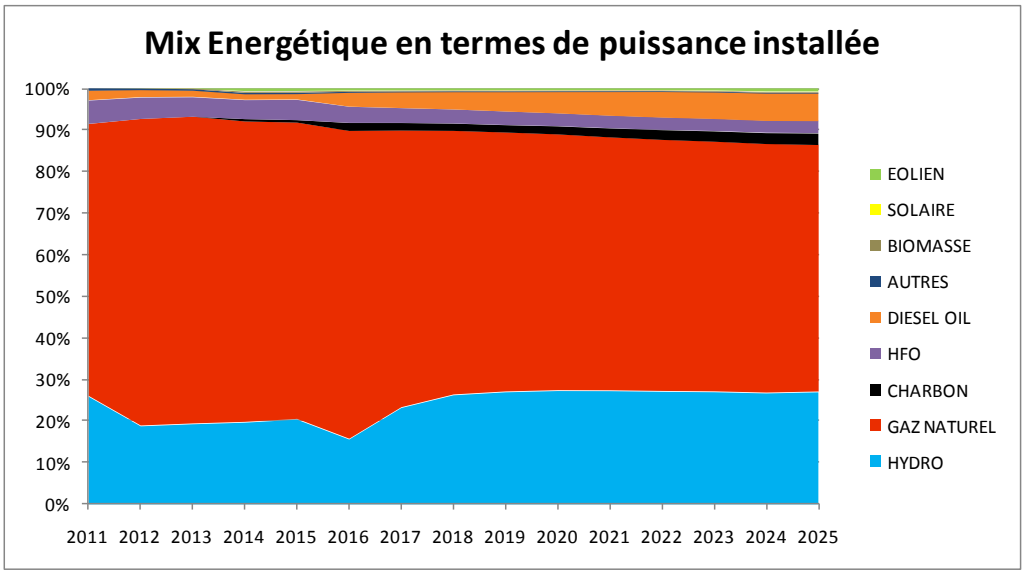


Figure 7 – Capacité installée par type de combustible dans le scenario sans développement de nouvelles interconnexions

2.3.1.2. ENERGIE PRODUITE

L'empilement économique des unités veut que les unités les moins chères à l'exploitation fonctionnent à plein régime durant toute l'année. C'est ainsi que les unités hydroélectriques produisent le maximum d'énergie qu'elles sont capable de fournir en fonction des conditions climatiques et des conditions locales de charge. De même, les cycles combinés brûlant du gaz naturel fonctionnent en base.

Par ailleurs, les turbines à gaz ont une faible efficacité et ne fonctionnent, dans un plan optimum de production que comme unités de pointe, même dans le cas où elles brûlent du gaz naturel.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

A fortiori, les turbines à gaz et groupes diesel brûlant d'autres combustibles forment les unités marginales, ne fonctionnant qu'en dernier recours lorsque les autres possibilités (de production et d'import) ont atteint leur limite.

Les projets charbons et biomasse sont également utilisés comme unité de base.

Les énergies renouvelables intermittentes sont quant à elles utilisées dès que les conditions le permettent.

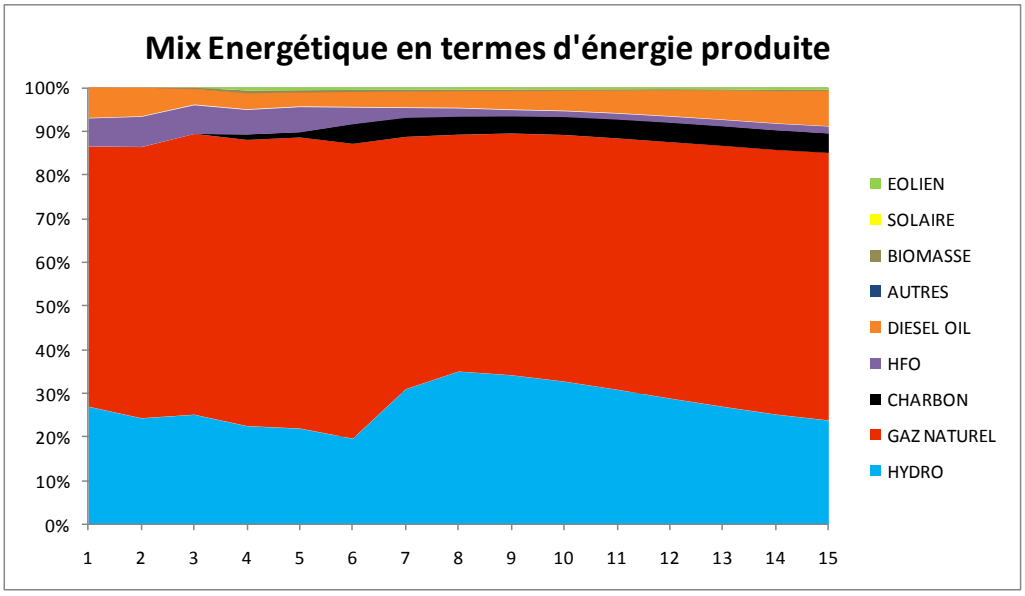


Figure 8 – Energie produite par type de combustible dans le scenario sans développement de nouvelles interconnexions

2.3.2. Coûts Marginaux moyens

Afin d'identifier les régions qui auraient besoin d'être plus fortement interconnectées avec leurs voisin pour voir leurs coûts de production diminuer, les coûts marginaux moyens par an et par région à l'intérieur des pays ont été calculés.

A court terme, le coût marginal est très élevé dans certaines régions à cause du manque de moyens de production.

A moyen terme, le développement du parc de production optimal par pays permettra de diminuer le coût marginal de façon substantielle en considérant néanmoins que les échanges entre les pays sont fortement limités.

Enfin, à long terme, les projets les plus compétitifs auront déjà été mis en œuvre. Dès lors, des projets ayant un coût d'exploitation plus important devront être mis en service, engendrant une augmentation du coût marginal dans la plupart des régions.

La figure ci-après représente les coûts marginaux dans les différentes régions des 14 pays de l'Afrique de l'ouest à l'horizon 2020 dans le scénario sans nouvelles interconnexions.

On retrouve en rouge les régions où le coût marginal est le plus élevé. Sans surprise, ce sont les régions situées à l'intérieur du continent qui n'ont pas d'infrastructures gazières ni de projets hydroélectriques qui ont l'énergie la plus chère. Dans ce cas, les unités marginales sont régulièrement des unités au diesel au prix intérieur-continent. Pour ces régions le coût marginal est supérieur à 100 USD/MWh.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Les unités avec un coût marginal légèrement inférieur au maximum sont affichées en jaune. Ce sont des régions où les unités marginales sont régulièrement des unités moins coûteuses comme le charbon (Sénégal-Dakar et Niger-Salkadamna) ou pour lesquelles l'import depuis des régions mieux situées est régulièrement suffisant. Elles ont un coût marginal entre 90 et 100 USD/MWh.

Viennent ensuite les régions où l'unité marginale est une turbine à gaz fonctionnant au gaz naturel. Ce cas est valable pour toute la partie sud de l'Afrique de l'Ouest (en vert sur la carte) où le coût marginal est situé entre 80 et 90 USD/MWh.

Enfin, les régions où les possibilités hydroélectriques sont telles que ces unités sont souvent marginales sont indiquées en bleu. Pour ces sites, le coût marginal est inférieur à 80 USD/MWh.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

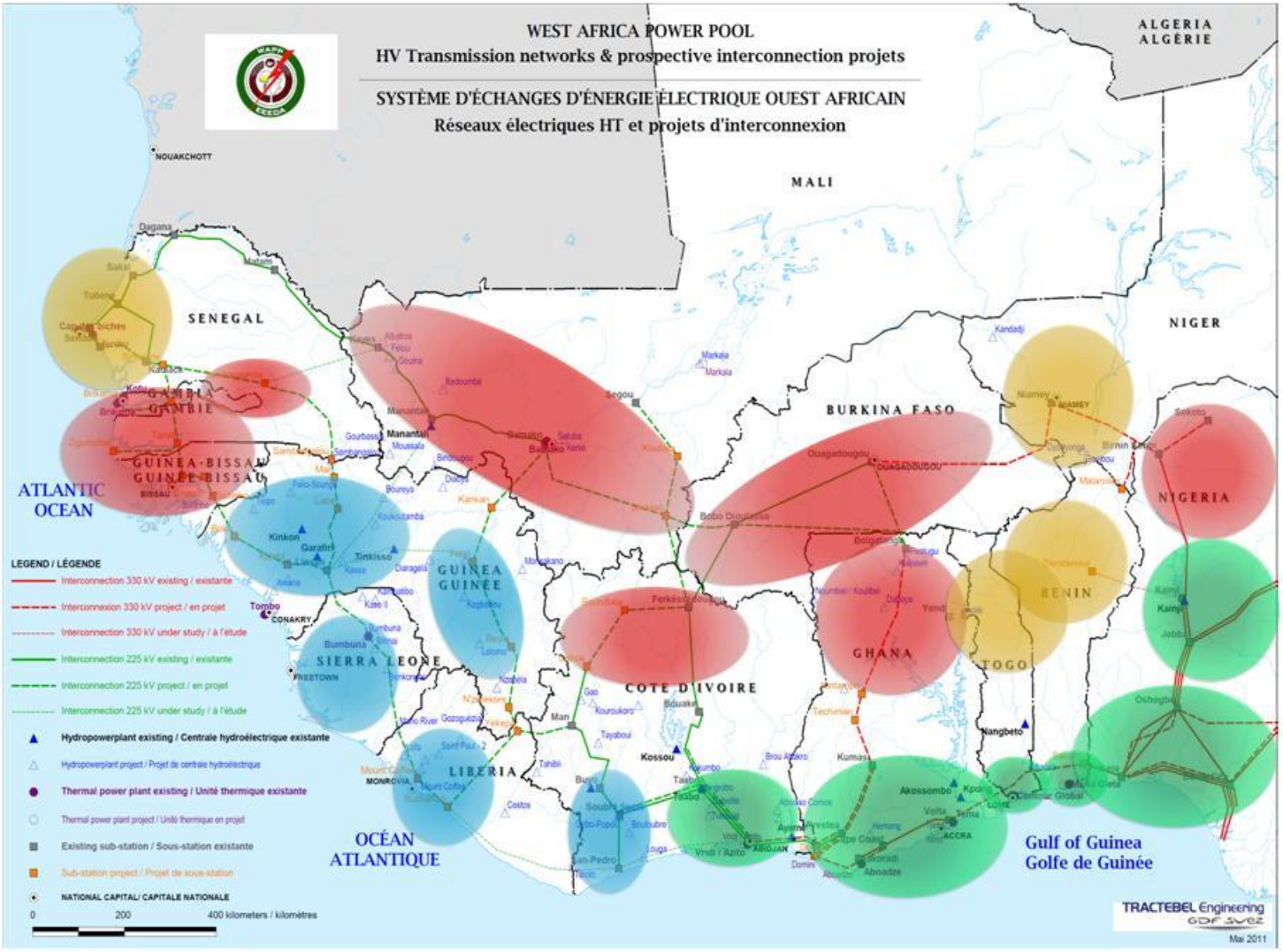


Figure 9 – Coût marginal par région en Afrique de l'Ouest

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

2.4. Scenario sans limite de transit

Ce second scénario propose un développement optimal du parc de production à l'échelle de la région en supposant qu'aucune limite de transit de puissance ne s'applique entre les pays de la région sur toute la période d'étude.

Afin de prendre en compte tous les aspects du problème, une variante a été considérée permettant d'étudier l'impact des projets miniers dans la balance énergétique de la région de l'Afrique de l'Ouest.

2.4.1. Mix énergétique

En termes de mix énergétique, les résultats présentés ci-après sont ceux en l'absence de projets miniers massifs en Guinée, Guinée Bissau, Sierra Leone et Libéria.

2.4.1.1. CAPACITÉ INSTALLÉE

En termes d'options d'investissement, les observations faites dans le cadre du cas sans développement des interconnexions restent applicables dans ce scénario.

L'optimisation réalisée à l'aide de l'outil PRELE montre que les projets hydroélectriques sont massivement sélectionnés sur base de critères purement économiques malgré leur coût d'investissement particulièrement important car leur coût d'exploitation est extrêmement faible.

Du point de vue des projets thermiques, les cycles combinés sont largement favorisés, principalement lorsqu'ils sont alimentés avec du gaz naturel. En effet, ces unités ont un coût d'exploitation très bas dû à l'effet combiné d'une très bonne efficacité et d'un combustible à bas prix.

Il est important de noter que peu de projets utilisant des sources renouvelables sont sélectionnés parmi les options d'investissement. Seuls quelques projets éoliens sont sélectionnés. En effet, ces projets sont en général chers à l'installation et relativement peu efficaces car intermittents (solaire et éolien). D'autres critères tels que le gain en émissions de CO_2 leurs sont cependant favorables. Les aspects environnementaux et financiers seront envisagés dans une prochaine partie de l'étude.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

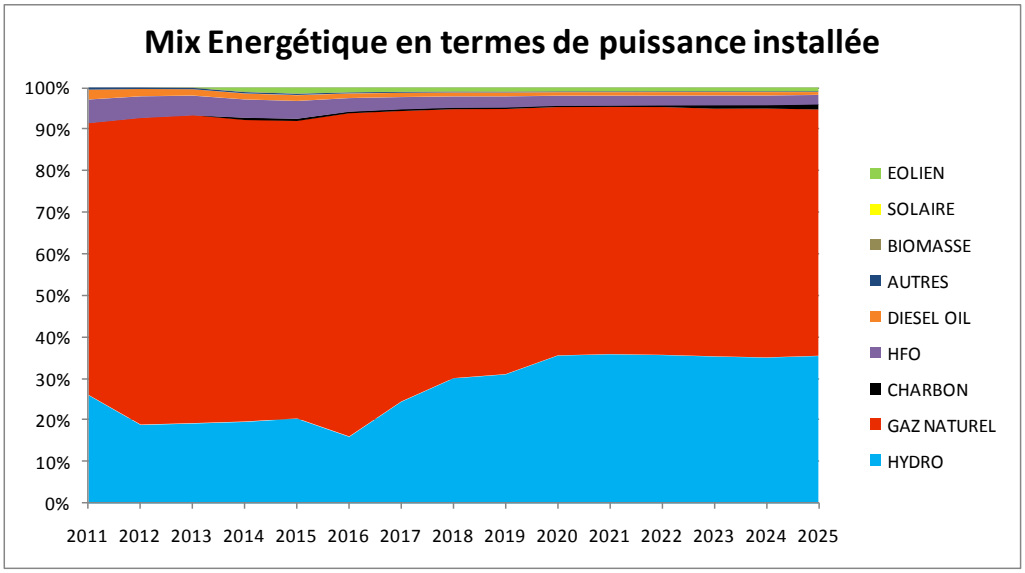


Figure 10 – Capacité installée par type de combustible dans le scenario sans limite de transit

2.4.1.2. ENERGIE PRODUITE

Comme dans le scénario 1, l'empilement économique des unités veut que les unités les moins chères à l'exploitation fonctionnent à plein régime durant toute l'année. C'est ainsi que les unités hydroélectriques produisent le maximum d'énergie qu'elles sont capable de fournir en fonction des conditions climatiques. De même, les cycles combinés brûlant du gaz naturel fonctionnent en base.

Néanmoins, les unités brûlant d'autres combustibles sont nettement moins exploitées. Par ailleurs, les turbines à gaz ont une faible efficacité et ne fonctionnent, dans un plan optimum de production, que comme unités de pointe, même dans le cas où elles brûlent du gaz naturel.

Les projets charbons et biomasse sont également utilisés comme unité de base.

Les énergies renouvelables intermittentes sont quant à elles utilisées dès que les conditions le permettent.

Enfin, en comparant avec le cas sans développement de nouvelles interconnexions, il apparaît que la production d'hydroélectricité est favorisée par les possibilités d'échanges entre les pays et que l'utilisation de combustibles fossiles très coûteux tels que le diesel diminue très sensiblement.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

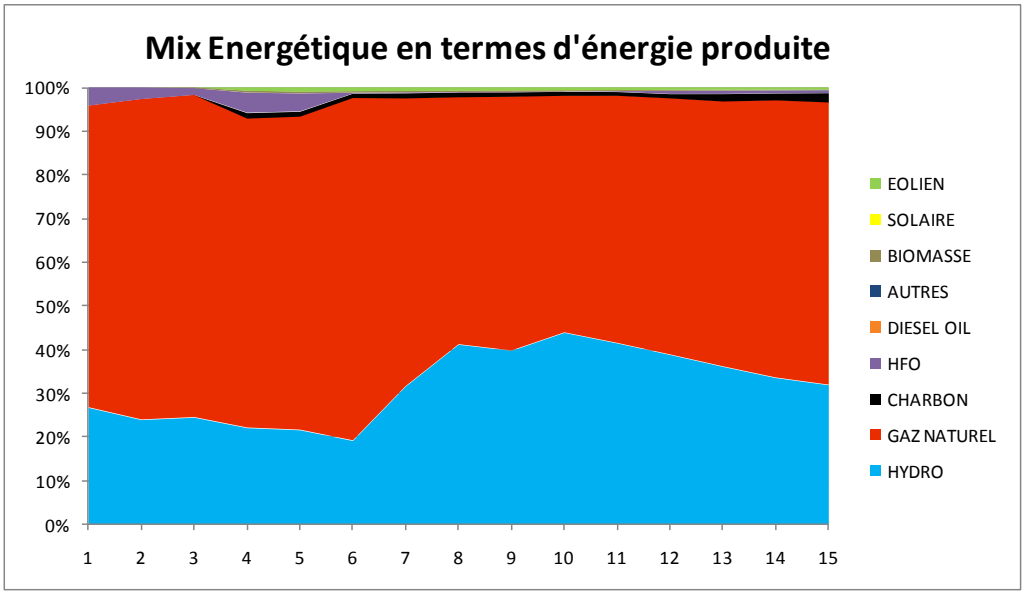


Figure 11 – Energie produite par type de combustible dans le scenario sans limite de transit

2.4.2. Transit sur les lignes d'interconnexion

A long terme, les projets hydroélectriques devraient devenir la clé de la production d'énergie en Afrique de l'Ouest. La Guinée ayant un immense réservoir est amenée à devenir fortement exportatrice dans les prochaines décennies.

Les autres pays avec un fort potentiel hydroélectrique (notamment le Sierra Leone avec Bumbuna, le Libéria avec le projet St Paul, la Côte d'Ivoire avec le projet Soubre) devraient également contribuer de manière importante à la production d'électricité dans la région.

Les pays possédant du gaz naturel auront également un rôle important à jouer en termes de production d'électricité

A contrario, les pays ne possédant pas de ressources hydroélectriques importantes et pas d'alimentation en gaz naturel (comme le Burkina Faso par exemple) deviendront naturellement importateurs d'électricité dans un marché basé exclusivement sur les critères économiques et sans contraintes de transit.

En conséquence, les projets d'interconnexion de la Guinée avec ses voisins devraient être capitaux pour permettre l'exploitation optimale du potentiel hydroélectrique dans la région. Notons dès lors l'intérêt des projets Guinée – Mali, CLSG et OMVG.

De plus, les axes permettant d'alimenter les régions importatrices d'électricité (Burkina Faso et Nord du Ghana) auront également un rôle considérable à jouer. Ainsi l'axe Mali - Burkina Faso - Ghana sera un tronçon très important pour l'alimentation de la demande en électricité du Centre-Nord de la région.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

2.4.3. Scenario avec secteur minier.

Dans les différents pays de la zone B, de nombreux projets sont envisagés à l'horizon 2020 :

- Guinée Bissau : 100 MW
- Guinée : 700 MW
- Sierra Leone : 750 MW
- Libéria : 280 MW

Ces charges minières, si elles étaient raccordées au réseau, changeraient considérablement le bilan offre/demande de ces pays.

Ainsi, la charge du Sierra Leone serait multipliée par quatre et le pays, initialement exportateur d'électricité grâce aux projets hydroélectriques nationaux, deviendrait importateur. Par conséquent, l'énergie hydroélectrique ne pourrait plus être évacuée vers les régions du Nord-est car elle serait consommée localement.

Dès lors, des moyens de production supplémentaires devront être mis en oeuvre.

L'alimentation des régions importatrices en électricité se fera essentiellement grâce aux projets charbon au Sénégal et au Niger et grâce à l'exportation des pays possédant des réserves de gaz naturel (Ghana). Dans cette configuration, les projets prioritaires seront ceux qui permettront l'alimentation du Centre-Nord de la région, notamment l'axe Sud-Nord du Ghana.

2.5. Scénario de référence

Dans ce chapitre, le scénario de référence est présenté.

Pour ce scénario, les projets de transport décidés et planifiés sont mis en service à date fixe. Une variante sera effectuée afin d'analyser l'impact d'un retard sur les projets planifiés.

Les projets envisagés sont considérés comme des options d'investissement à partir de 2018 au même titre que le renforcement des axes déjà existant ou à date de mise en service fixe.

Par ailleurs, un certain nombre de projets autres que ceux déjà envisagés sont proposés comme options d'investissement à partir de 2018.

Du côté de la production, les projets décidés sont mis en service à date fixe tandis que les projets candidats sont considérés comme options d'investissement dès 2015 pour les projets thermiques et 2018 pour les projets hydroélectriques.

Néanmoins, il est à noter que les projets hydroélectriques proposés dans les pays de la zone B ne pourront pas raisonnablement être tous mis sur pied à l'horizon 2025 même si beaucoup se révèlent rentables d'un point de vue économique. En effet, les limites financières des pays, les impacts environnementaux, et les difficultés d'accessibilité sont autant de freins au développement massif de l'hydroélectricité. De plus, un certain nombre de ces projets pourraient être entièrement dédiés à l'alimentation du secteur minier.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Dès lors, afin d'obtenir un cas de référence qui puisse servir de base à l'élaboration d'une liste d'investissement prioritaires, quelques contraintes ont été imposées reposant sur les limites évoquées ci-avant et limitant les investissements disproportionnées dans les pays possédant de nombreuses ressources hydroélectriques.

Les résultats de cette optimisation sont présentés ci-après.

- En premier lieu, les principaux résultats en termes de moyens de production mis en œuvre sont présentés ;
- L'intérêt des projets de production nationaux est ensuite discuté sur base des résultats du scénario de référence ;
- Parmi les projets qui ressortent de l'optimisation économique, les projets répondant aux critères ci-après sont mis en évidence comme projets régionaux potentiels :
  - Projets dont la capacité est supérieure à 150MW ;
  - Projets n'appartenant à aucune entité régionale (OMVS, OMVG) ;
  - Projets situés à proximité d'une ligne d'interconnexion afin de permettre le partage de la capacité ;
  - Projets n'étant pas directement dédicacés à des activités locales (mines).
- Enfin les projets de transport prioritaires pour le partage des ressources entre les pays sont mis en évidence.

2.5.1. Moyens de production mis en œuvre

L'optimisation réalisée à l'aide de l'outil PRELE montre que les projets hydroélectriques sont massivement sélectionnés sur base de critères purement économiques malgré leur coût d'investissement particulièrement important car leur coût d'exploitation est extrêmement faible.

Du point de vue des projets thermiques, les cycles combinés sont largement favorisés, principalement lorsqu'ils sont alimentés avec du gaz naturel. En effet, ces unités ont un coût d'exploitation très bas dû à l'effet combiné d'une très bonne efficacité et d'un combustible à bas prix.

Les projets charbons sont également sélectionnés sur base de leurs performances économiques.

Il est important de noter que peu de projets utilisant des sources renouvelables sont sélectionnés parmi les options d'investissement. En effet, ces projets sont en général chers à l'installation et relativement peu efficaces car intermittents (solaire et éolien).

Néanmoins, il est remarquable de constater que les projets éoliens sont économiquement rentables en l'absence de subsides dans des régions où peu de ressources hydroélectriques ou gazières sont disponibles et où le coût marginal est élevé à court-terme. Ces projets ont l'avantage de pouvoir être mis sur pied rapidement et pourront, à court-terme, être une alternative partielle aux combustibles liquides.

La figure ci-après présente le mix énergétique annuel de la région de l'Afrique de l'Ouest en termes de capacité installée.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

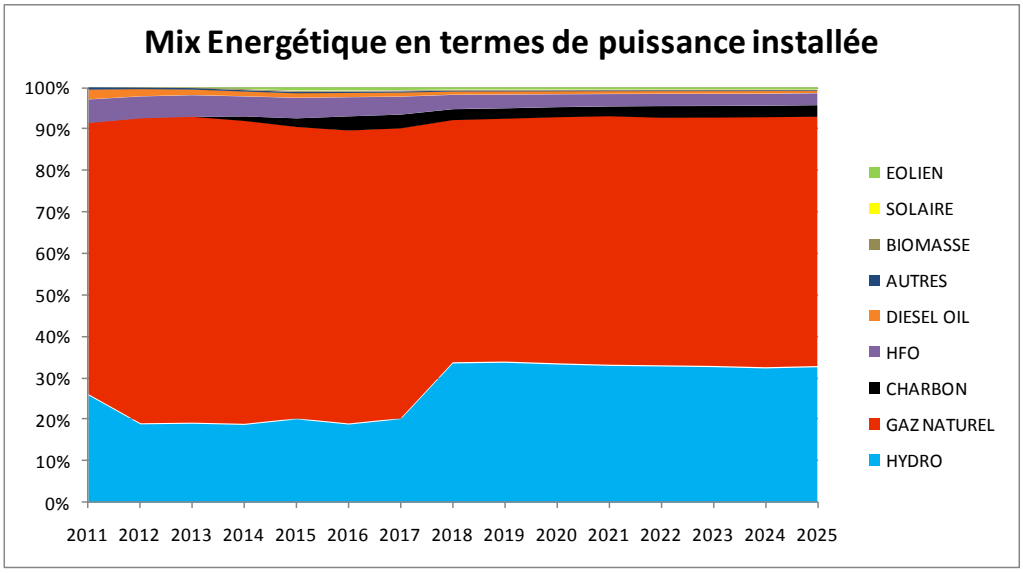


Figure 12 – Capacité installée par type de combustible dans le scenario de référence

En termes de GWh produits, l'optimum économique des unités veut que les unités les moins chères à l'exploitation fonctionnent à plein régime durant toute l'année. C'est ainsi que les unités hydroélectriques produisent le maximum d'énergie qu'elles sont capable de fournir en fonction des conditions climatiques (énergie moyenne ou garantie). De même, les cycles combinés brûlant du gaz naturel fonctionnent en base.

Les énergies renouvelables intermittentes sont quant à elles utilisées dès que les conditions le permettent. Et les projets charbons et biomasse sont également utilisés comme unité de base.

Néanmoins, les unités brûlant d'autres combustibles sont nettement moins exploitées. Par ailleurs, les turbines à gaz ont une faible efficacité et ne fonctionnent, dans un plan optimum de production, que comme unités de pointe, même dans le cas où elles brûlent du gaz naturel.

Enfin, en comparant avec le cas sans développement de nouvelles interconnexions, il apparaît que la production d'hydroélectricité est favorisée par les possibilités d'échanges entre les pays et que l'utilisation de combustibles fossiles très coûteux tels que le diesel diminue très sensiblement.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

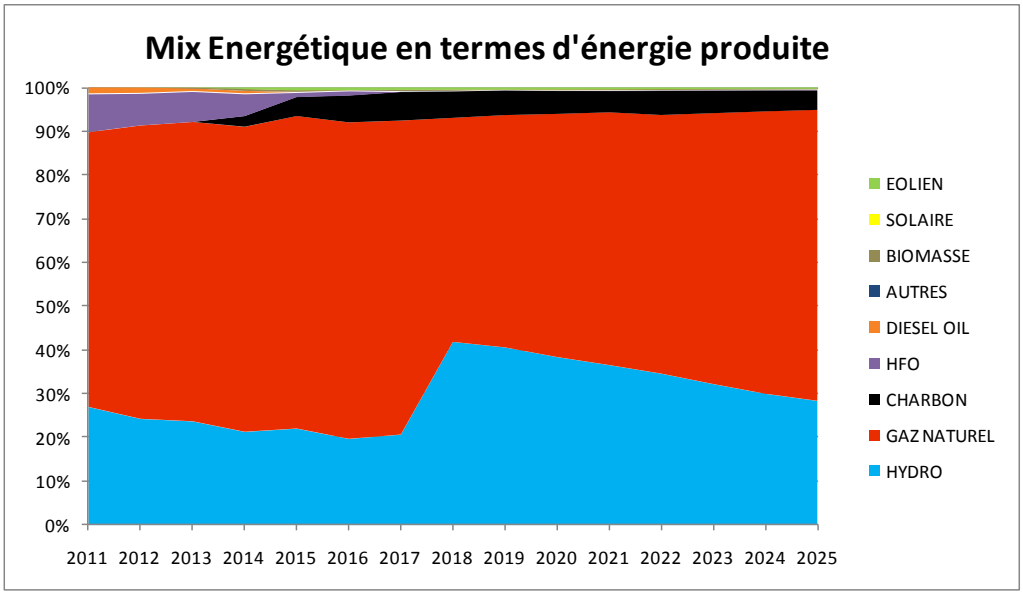


Figure 13 – Energie produite par type de combustible dans le scenario de référence

2.5.2. Projets de production nationaux

2.5.2.1. SÉNÉGAL

Bilan offre-demande

Les projets de centrales au charbon décidées pour le Sénégal modifient fortement le mix énergétique du pays. En effet, en l'absence de ressources hydroélectriques et gazières importantes, le Sénégal avait, jusqu'à présent, recours aux combustibles liquides pour alimenter sa charge.

Dans une optique régionale, le Sénégal devrait exporter une partie de l'électricité produite par les unités au charbon vers les pays voisins dès que ces centrales seront installées.

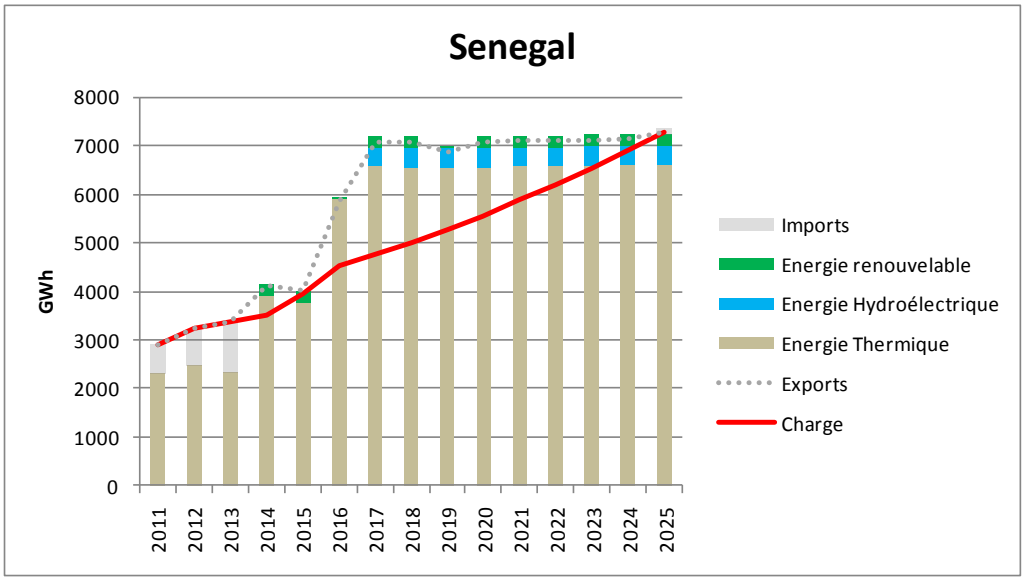


Figure 14 – Bilan offre-demande en énergie pour le Sénégal

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Coût marginal

Les unités au charbon permettent une décroissance importante du coût marginal du Sénégal.

Dans le cas où aucune nouvelle interconnexion n'était construite (scénario de développement national), le coût marginal à long terme serait identique que dans le scénario de référence étant donné que le Sénégal ne compte pas sur l'import pour diminuer son coût marginal.

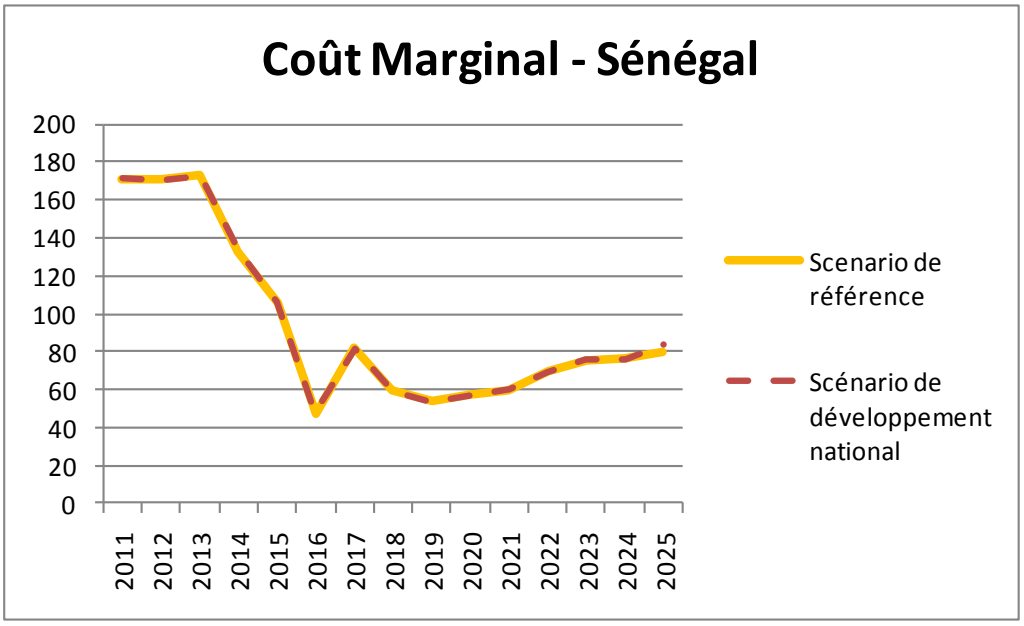


Figure 15 – Evolution du coût marginal [$/MWh] au Sénégal

Projets nationaux

En plus des projets déjà décidés pour le pays et des grands projets régionaux, le Sénégal possède un certain nombre de projets nationaux qui pourraient aider à l'alimentation de la charge à moindre coût.

Cette section reprend les projets candidats et présente leur intérêt dans le cadre du plan optimal de développement régional

1) **Installation d'unités mobiles au HFO à Tobin et dans le port de Bel-Air**
   Etant donné les projets charbon au Sénégal à moyen terme , les unités mobiles au HFO ne sont pas sélectionnées par l'outil d'optimisation. Cependant, si les projets charbon prenaient du retard, les unités au HFO deviendraient une alternative intéressante.

2) **Installation d'unités au HFO dans les centres isolés de Ziguinchor et Tambacounda**
   Ces unités sont importantes à court-terme pour l'alimentation de ces centres isolés mais ne devraient plus être utilisées lorsque la boucle OMVG sera mise en service. En effet, l'import d'énergie depuis la Guinée et la région de Dakar permettrait de diminuer le coût marginal de ces centres.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

3) **Mise en service d'un site éolien de 125MW dès 2014**

D'un point de vue purement économique, les projets éoliens ne se justifient pas dans la région. Néanmoins, d'autres facteurs sont à prendre en compte et notamment la politique énergétique de la région. De plus, étant donné que les projets éoliens ont l'avantage de pouvoir être mis sur pied rapidement, ils pourraient être envisagés en cas de retard des projets charbon.

4) **Parc solaire de 7.5MW à Ziguinchor**

D'un point de vue purement économique, les projets solaires ne se justifient pas dans la région. Néanmoins, d'autres facteurs sont à prendre en compte et notamment la politique énergétique de la région.

5) **Construction de plusieurs unités diesel de 30 à 60MW**

A très court-terme, les projets existants et décidés devraient être suffisants pour l'alimentation de la charge à la condition que les combustibles soient disponibles pour l'alimentation des unités. A moyen- et long-terme, des alternatives aux combustibles liquides devraient être mises en place. Dès lors, les unités diesel ne sont pas optimales d'un point de vue purement économique. Néanmoins étant donné leur faible coût d'investissement et leur mise en service rapide, elles pourraient être envisagées pour combler un éventuel retard dans les grands projets.

Conclusions

En conclusion, pour le Sénégal, le plan de développement à l'horizon 2025 devrait se baser sur les unités charbon décidées, permettant de ramener le coût marginal du pays à un niveau plus bas.

En cas de retard dans ces projets, il sera nécessaire d'investir dans des unités fonctionnant au HFO et au diesel ou dans des projets eoliens qui ont l'avantage de pouvoir être mises sur pied rapidement et dont le coût d'investissement est plus faible. Rappelons toutefois que les unités utilisant des combustibles liquides ont un coût d'exploitation très élevé et qu'elles ne devraient pas être privilégiées par le Sénégal.

Le tableau ci-dessous reprend les principaux développements nationaux sélectionnés par l'outil d'optimisation parmi les projets candidats sur base de critères purement économiques et à l'horizon de l'étude.

Nom	***Technologie***	***Combustible***	***Année de mise en service***	***Capacité***
Ziguinchor	Diesel	HFO	2012	2*5 MW
Tambacounda	Diesel	HFO	2012	2*4 MW

Table 34 – Projets nationaux pour le Sénégal

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

2.5.2.2. GAMBIE

Bilan offre-demande

Dans une optique régionale, la Gambie devrait importer une partie de son électricité depuis les sites hydroélectriques des pays voisins (notamment OMVG) dès qu'elle sera interconnectée.

A court-terme, le potentiel éolien du pays pourrait être une alternative intéressante aux combustibles fossiles. Cette technologie a en effet l'avantage de pouvoir être mise sur pied rapidement, à l'horizon 2012-2014.

Notons qu'en Gambie, le coût marginal est très élevé à court-terme. Cette configuration favorise le développement de l'énergie éolienne.

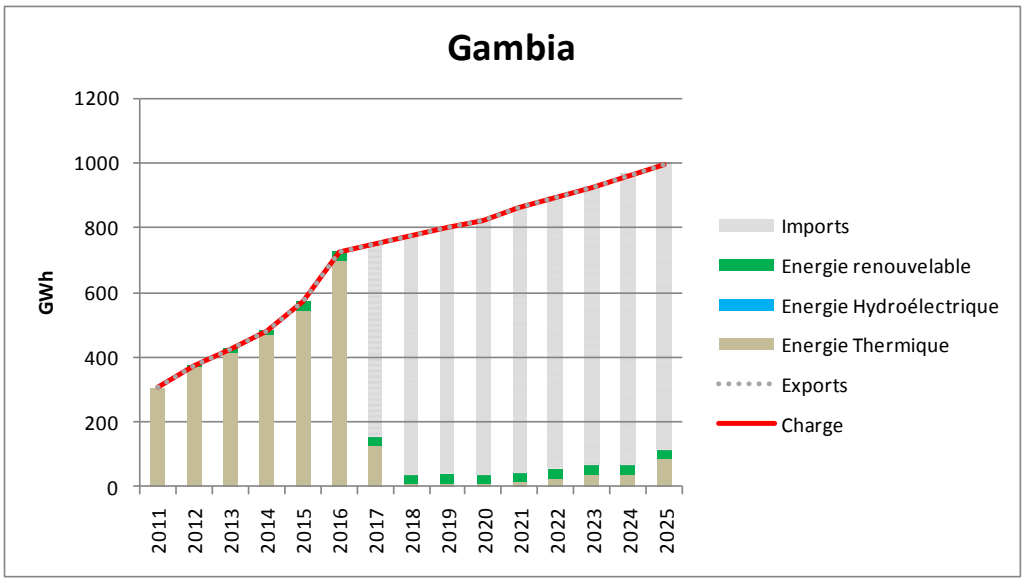


Figure 16 – Bilan offre-demande en énergie pour la Gambie

Coût marginal

Le coût marginal de la Gambie est très élevé à court-terme. L'investissement dans l'énergie éolienne permet de diminuer légèrement ce coût mais c'est surtout l'import qui permettra à la Gambie d'alimenter la demande en électricité à moindre coût.

Dans le cas où aucune nouvelle interconnexion n'était construite (scénario de développement national), la Gambie n'aurait pas d'autre possibilité que d'investir dans des unités brûlant des combustibles liquides.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

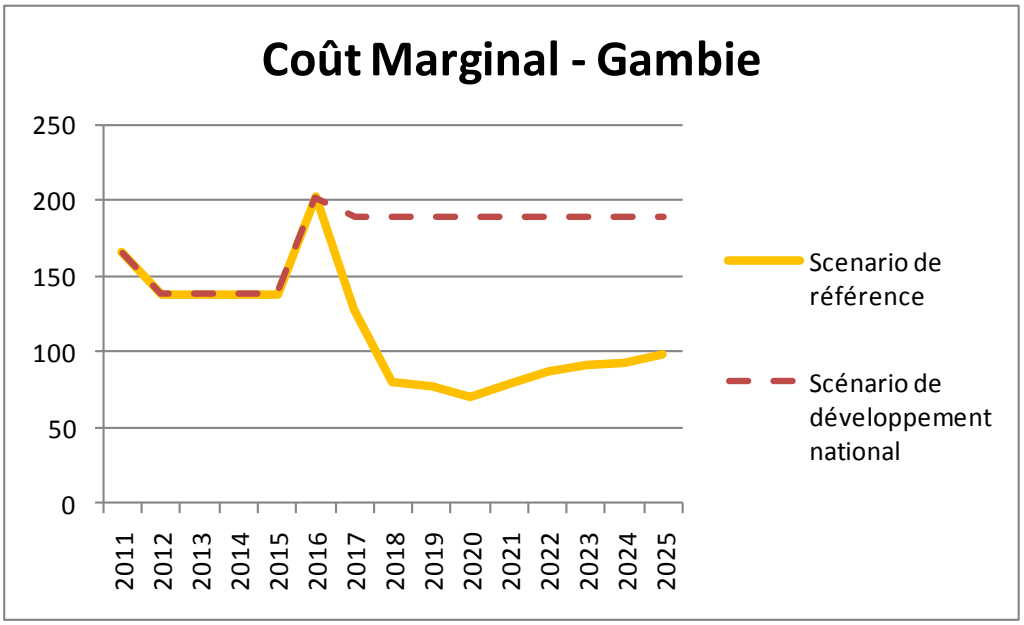


Figure 17 – Evolution du coût marginal [$/MWh] en Gambie

Projets nationaux

En plus des projets déjà décidés pour le pays et des grands projets régionaux, la Gambie possède un certain nombre de projets nationaux qui pourraient aider à l'alimentation de la charge à moindre coût.

Cette section reprend les projets candidats et présente leur intérêt dans le cadre du plan optimal de développement régional.

1) **Extension de la centrale de Brikama 2x10 MW en 2013**

   L'extension de la centrale de Brikama est indispensable dès 2015 pour assurer la sécurité d'approvisionnement du pays jusqu'à l'interconnexion de la Gambie avec les pays voisins (grâce à la boucle OMVG prévue en 2017).

2) **Projet de 4MW éoliens supplémentaires en 2014 et son extension de 6MW après 2015**

   Les projets éoliens sont sélectionnés par l'outil d'optimisation car ils sont prévus à court-terme et qu'ils permettront de diminuer le coût marginal de la Gambie, actuellement très élevé.

3) **Projet solaire de 10MW**

   D'un point de vue purement économique, les projets solaires ne se justifient pas dans la région. Néanmoins, d'autres facteurs sont à prendre en compte et notamment la politique énergétique de la région.

4) **Cycle Combiné de 60MW après 2014**

   D'un point de vue purement économique, il est plus intéressant, à moyen-terme, d'importer l'électricité depuis des pays disposant de ressources hydroélectriques (notamment grâce à l'OMVG) que de la produire localement à partir de combustibles liquides. Néanmoins, en cas de délais dans les projets hydroélectriques ou dans la construction du réseau de transport régional, la Gambie pourrait produire son électricité localement à partir d'un cycle combiné fonctionnant au HFO.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Conclusions

En conclusion, pour la Gambie, le plan de développement à l'horizon 2015 devrait se baser sur les unités thermiques décidées et candidates et sur un projet éolien permettant de ramener le coût marginal du pays à un niveau plus bas.

A l'horizon 2020 et plus tard, la Gambie devrait miser sur l'importation depuis les projets hydroélectriques et notamment les projets OMVG en plus des projets nationaux déjà mis en place.

Si un retard était constaté dans ces projets, de nouvelles unités thermiques devraient néanmoins être construites en Gambie, notamment un cycle combiné fonctionnant au HFO. De plus, une réserve importante en termes d'énergie thermique doit être maintenue en Gambie de façon à pallier à une éventuelle pénurie d'électricité hydroélectrique (année sèche) ou une indisponibilité du réseau de transport.

Le tableau ci-dessous reprend les principaux développements nationaux sélectionnés par l'outil d'optimisation sur base de critères purement économiques et à l'horizon de l'étude.

Nom	***Technologie***	***Combustible***	***Année de mise en service***	***Capacité***
Brikama Extension	Diesel	HFO	2015	2*10 MW
Gambia Wind 1	Wind Turbine	WIND	2014	4 MW
Gambia Wind 2	Wind Turbine	WIND	2015	6 MW

Table 35 – Projets nationaux pour la Gambie

2.5.2.3. GUINÉE BISSAU

Bilan offre-demande

Dans une optique régionale, la Guinée Bissau devrait importer une partie de son électricité depuis les sites hydroélectriques des pays voisins (notamment OMVG) dès qu'elle sera interconnectée.

A court-terme, la Guinée Bissau devrait s'auto-alimenter à partir de ses ressources thermiques. Malheureusement, les projets à court-terme ne sont pas suffisants pour alimenter toute la demande. C'est pourquoi le coût marginal est très élevé durant la première partie de la période d'étude. En pratique, cela signifie qu'une partie des auto-producteurs continueront à alimenter la charge qui ne peut pas être fournie par le réseau.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

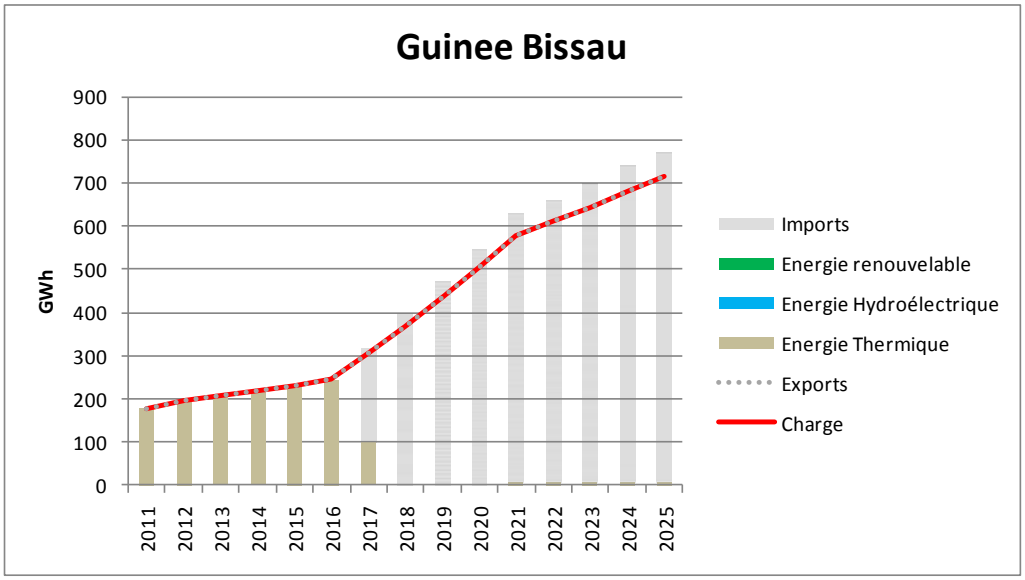


Figure 18 - Bilan offre-demande en énergie pour la Guinée Bissau

Coût marginal

Le coût marginal de la Guinée Bissau est très élevé à court-terme à cause du manque de moyens de production, manque qui est en réalité compensé par les auto-producteurs.

A plus long-terme, les projets hydroélectriques de l'OMVG notamment permettront de diminuer fortement le coût marginal de la région.

Dans le cas où aucune nouvelle interconnexion n'était construite (scénario de développement national), de nouvelles unités thermiques devraient être construites pour alimenter la charge et le coût marginal serait bien plus élevé.

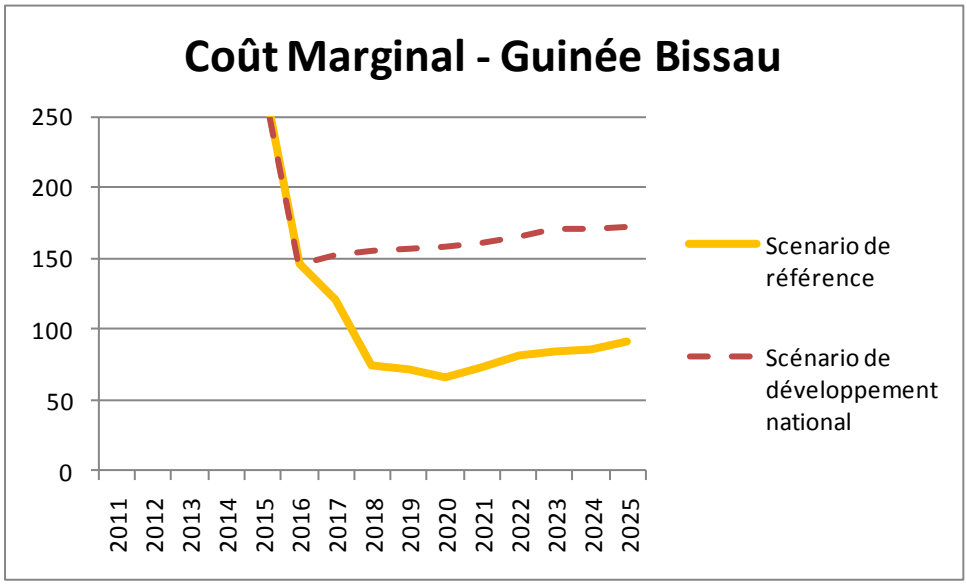


Figure 19 – Evolution du coût marginal [$/MWh] en Guinée Bissau

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Projets nationaux

En plus des projets déjà décidés pour le pays et des grands projets régionaux, la Guinée-Bissau possède un certain nombre de projets nationaux qui pourraient aider à l'alimentation de la charge à moindre coût.

Cette section reprend les projets candidats et présente leur intérêt dans le cadre du plan optimal de développement régional.

1) **Projet d'une centrale HFO de 55MW aux environs de Bissau**
   Une nouvelle centrale au HFO serait indispensable aussi tôt que possible pour résorber la demande non desservie. Néanmoins, considérant que les études de faisabilité doivent encore être réalisées et que la boucle 30kV autour de Bissau doit être construite pour permettre l'alimentation de la charge, l'horizon 2015 semble raisonnable pour cette centrale.

2) **Centrale hydroélectrique de Saltinho dans le cadre de l'OMVG**
   Le projet hydroélectrique de Saltinho est moins compétitif que les autres projets hydroélectriques. Par conséquent, sur base de critères purement économiques, cet aménagement ne se justifie pas. Néanmoins, sa mise en valeur dans le cadre de l'OMVG et sa proximité avec l'axe de transport OMVG donne à ce projet une valeur supplémentaire. De plus, il permettrait de réduire la dépendance énergétique de la Guinée Bissau.

Conclusions

En conclusion, pour la Guinée Bissau, le plan de développement à l'horizon 2015-2017 devrait se baser sur les unités thermiques décidées et candidates de façon à limiter la quantité d'énergie non desservie.

A l'horizon 2020 et plus tard, la Guinée-Bissau devrait miser sur l'importation depuis les projets hydroélectriques et notamment les projets OMVG en plus des projets nationaux déjà mis en place. Parmi les projets de l'OMVG, l'aménagement de Saltinho s'avère moins compétitif d'un point de vue économique mais pourrait se justifier pour d'autres raisons (politiques, techniques, environnementales et/ou financières).

Si un retard était constaté dans ces projets, de nouvelles unités thermiques devraient néanmoins être construites en Guinée Bissau,. De plus, une réserve importante en termes d'énergie thermique doit être maintenue en Guinée Bissau de façon à pallier à une éventuelle pénurie d'électricité hydroélectrique (année sèche) ou une indisponibilité du réseau de transport.

Le tableau ci-dessous reprend les principaux développements nationaux sélectionnés par l'outil d'optimisation sur base de critères purement économiques et à l'horizon de l'étude.

Nom	***Technologie***	***Combustible***	***Année de mise en service***	***Capacité***
Bissau	Diesel	HFO	2015	55 MW

Table 36 – Projets nationaux pour la Guinée Bissau

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

2.5.2.4. GUINÉE

Bilan offre-demande

Dans une optique régionale, la Guinée devrait tendre vers l'exportation de l'énergie produite sur son territoire étant donné les nombreuses ressources hydroélectriques dont elle dispose.

Néanmoins, la mise en place de projet hydroélectrique est relativement longue et à court-terme, la Guinée devra utiliser des moyens de production thermiques pour couvrir sa charge. En l'absence de moyens de production, une partie de la charge sera non desservie.

Notons que si les lignes d'interconnexion vers les pays de la zone A possédant des ressources gazières venaient à être mises en service avant que les projets hydroélectriques ne soient développés en Guinée, le pays serait légèrement importateur (2015-2016).

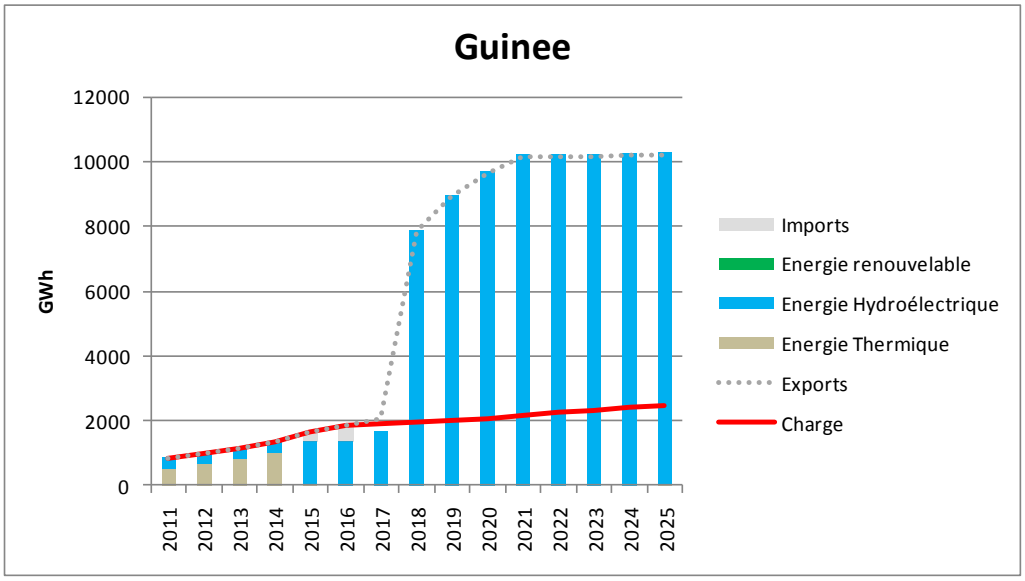


Figure 20 – Bilan offre-demande en énergie pour la Guinée

Coût marginal

Le coût marginal de la Guinée est très élevé à court-terme à cause du manque de moyens de production.

A plus long-terme, les projets hydroélectriques de l'OMVG, de l'OMVS et les projets nationaux permettront de diminuer fortement le coût marginal de la région.

Dans le cas où aucune nouvelle interconnexion n'était construite (scénario de développement national), le coût marginal à long terme serait identique que dans le scénario de référence étant donné que la Guinée ne compte pas sur l'import pour diminuer son coût marginal. Notons toutefois que dans la période 2015-2017, le scénario de référence montre que l'optimum économique voudrait que la Guinée importe son énergie depuis les pays possédant des ressources gazières, ce qui n'est pas possible dans le cas isolé et ce qui explique le retard dans la résorption de l'énergie non desservie.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

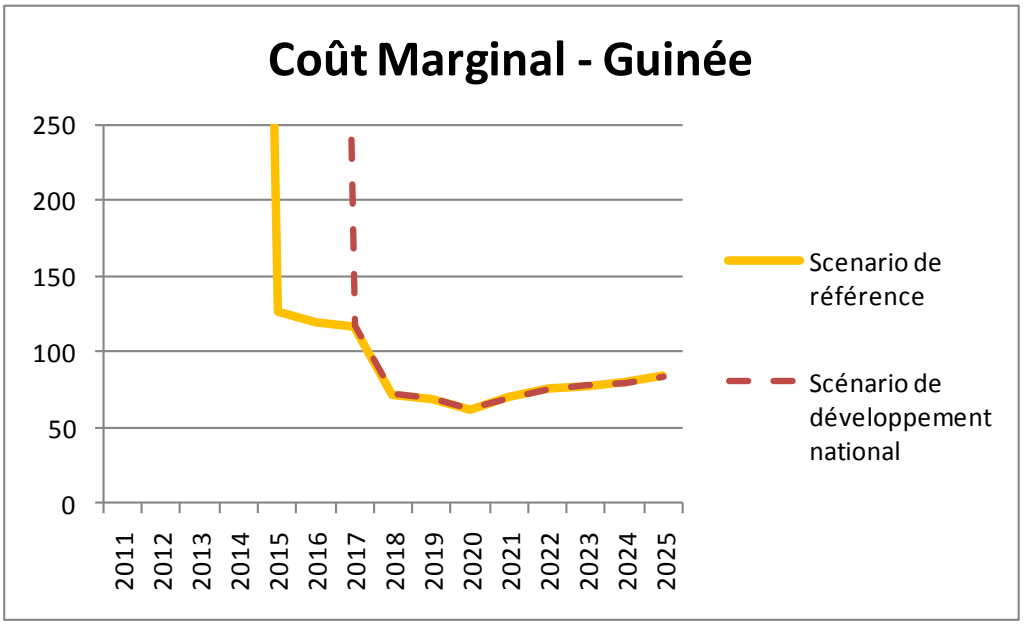


Figure 21 – Evolution du coût marginal [$/MWh] en Guinée

Projets nationaux

Parmi les projets candidats pour la Guinée, de nombreux aménagements hydroélectriques font partie des projets de l'OMVG et de l'OMVS. Ces projets sont présentés à la section 2.5.3.

Par ailleurs, sur base des critères définis à la section 2.5, cinq projets Guinéens ont été retenus comme projets régionaux. Il s'agit de **Souapiti**, d'**Amaria**, de **Bonkon Diara**, de **Grand Kinkon** et de **Kassa**. Ces projets sont décrits plus précisément à la section 2.5.4.

Enfin, en plus des projets déjà décidés pour le pays et des grands projets régionaux, la Guinée possède un certain nombre de projets nationaux qui pourraient aider à l'alimentation de la charge à moindre coût.

Cette section reprend les projets candidats et présente leur intérêt dans le cadre du plan optimal de développement régional.

1) **Projets hydroélectriques nationaux**

En Guinée, la plupart des projets se justifient d'un point de vue économique :

- Le site de **Poudaldé** sur le fleuve Cogan près de Tiopo est planifié pour 2017. Il présente un prix moindre que Tiopo et est très intéressant pour la Guinée.
- Le site de **Fomi** est également très intéressant de par son coût et de par sa localisation, à proximité de la ville de Kankan et sur l'axe 225kV Guinée-Mali.
- Un autre projet de Haute-Guinée, à savoir **Kouravel** est également compétitif. De plus, sa localisation à proximité de la ville de Labé et des grands axes 225kV le rend intéressant pour l'alimentation de la charge dans toute la région Ouest de la Guinée.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Conclusions

En conclusion, pour la Guinée, le plan de développement à l'horizon 2015-2017 devrait se baser sur les unités thermiques décidées et candidates de façon à limiter la quantité d'énergie non desservie.

Dès que possible, les sites hydroélectriques locaux devraient néanmoins être investis de façon à diminuer le coût marginal en Guinée.

Notons toutefois que le nombre de projets qui se justifient économiquement est particulièrement élevé en Guinée. Ceux-ci couvrent bien plus que la charge locale et une partie de l'énergie produite par ces ouvrages est destinée à l'export dans le scénario de référence. Il est évident que tous ces projets ne sauront pas être mis en service à l'horizon 2025 même s'il s'agit de l'optimum économique. Dès lors, d'autres aspects tels que les paramètres environnementaux, l'accessibilité des sites et les possibilités de raccordement au réseau interconnecté devront être mis en balance afin de sélectionner quels sont les projets qui devraient être mis en évidence par les autorités locales.

Le tableau ci-dessous reprend les principaux développements nationaux sélectionnés par l'outil d'optimisation sur base de critères purement économiques et à l'horizon de l'étude. Les projets hydroélectriques nationaux les plus économiquement intéressants devraient être mis en priorité et leur développement est estimé pour 2018-2019. Les projets compétitifs mais légèrement plus chers ont une date de mise en service estimée à 2020.

Nom	***Technologie***	***Combustible***	***Année de mise en service***	***Capacité***
Poudalde	Hydro	HYDRO	2017	90 MW
Fomi	Hydro	HYDRO	2019	90 MW
Kouravel	Hydro	HYDRO	2021	135 MW

Table 37 – Projets nationaux pour la Guinée

2.5.2.5. SIERRA LEONE

Bilan offre-demande

Dans une optique régionale, le Sierra Leone devrait tendre vers l'exportation de l'énergie produite sur son territoire étant donné les nombreuses ressources hydroélectriques dont il dispose.

Néanmoins, la mise en place de projet hydroélectrique est relativement longue et, à court-terme, le Sierra Leone devra utiliser des moyens de production thermiques en plus de l'énergie hydroélectrique de Bumbuna I pour couvrir sa charge.

Notons que si les lignes d'interconnexion vers les pays de la zone A possédant des ressources gazières venaient à être mises en service avant que les projets hydroélectriques ne soient développés au Sierra Leone, le pays serait légèrement importateur (2015-2016).

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

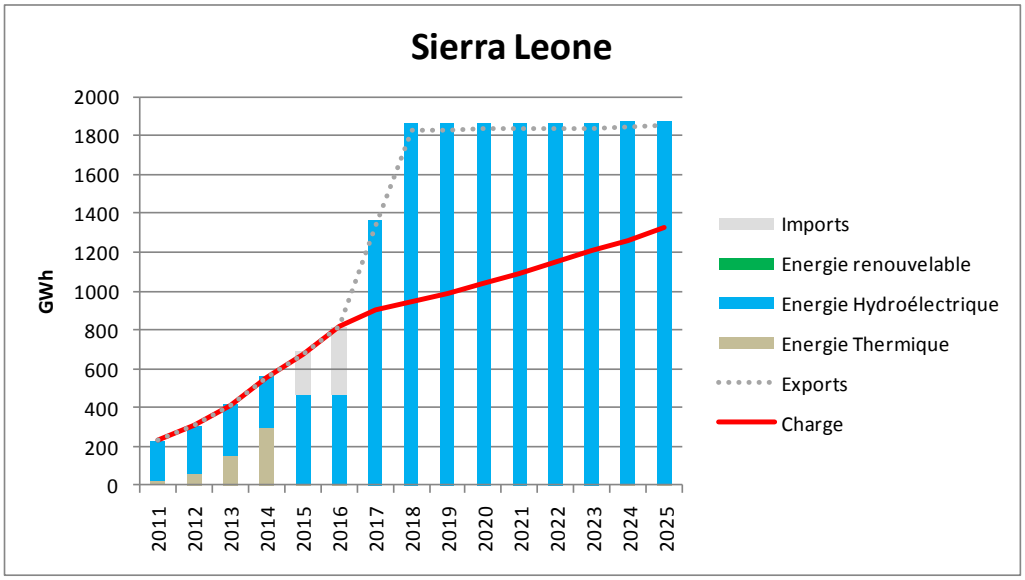


Figure 22 – Bilan offre-demande en énergie pour le Sierra Leone

Coût marginal

A court-terme, le coût marginal du Sierra Leone devrait augmenter car la part de l'électricité produite à partir de ressources bon marché (Bumbuna I) diminuera.

A plus long-terme, les projets hydroélectriques nationaux permettront de diminuer fortement le coût marginal du pays.

Dans le cas où aucune nouvelle interconnexion n'était construite (scénario de développement national), le coût marginal à long terme serait identique que dans le scénario de référence étant donné que le Sierra Leone ne compte pas sur l'import pour diminuer son coût marginal. Notons toutefois que dans la période 2015-2017, le scénario de référence montre que l'optimum économique voudrait que le Sierra Leone importe son énergie depuis les pays possédant des ressources gazières, ce qui n'est pas possible dans le cas isolé et ce pourquoi le coût marginal est plus élevé durant cette période.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

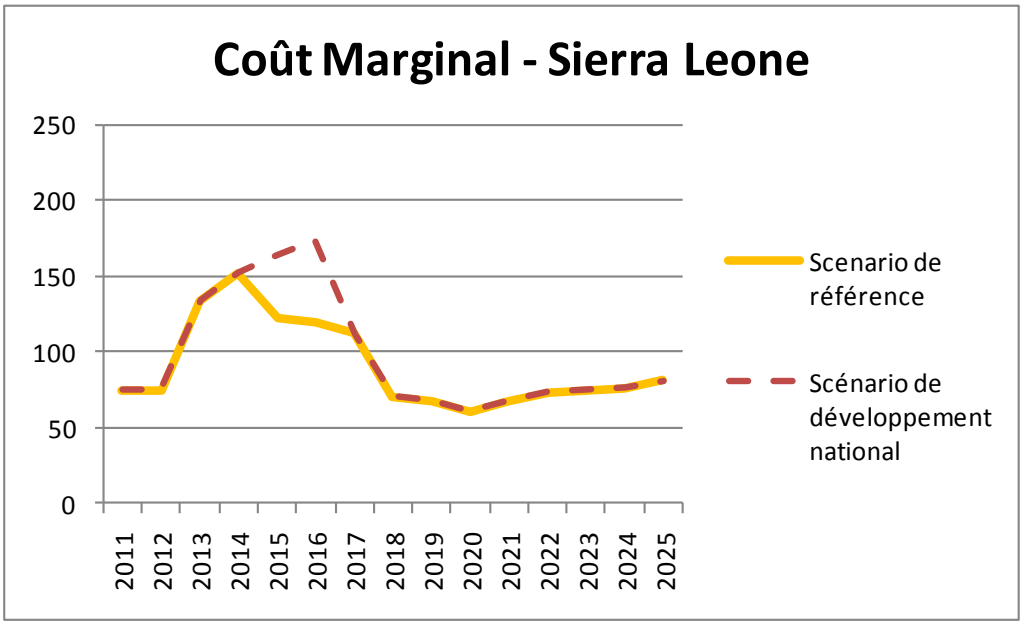


Figure 23 – Evolution du coût marginal [$/MWh] au Sierra Leone

Projets nationaux

Sur base des critères définis à la section 2.5, le projet Bumbuna et le projet de Mano River à la frontière entre le Sierra Leone et le Libéria sont retenus comme projets régionauxl. Ces projets sont décrits à la section 2.5.4.1.

En plus des projets déjà décidés pour le pays et des grands projets régionaux, le Sierra Leone possède un certain nombre de projets nationaux qui pourraient aider à l'alimentation de la charge à moindre coût.

Cette section reprend les projets candidats et présente leur intérêt dans le cadre du plan optimal de développement régional.

1) **Projets hydroélectriques**

L'aménagement de Benkongor n'est envisagé qu'à long-terme, après l'horizon de cette étude. Seule la phase III de Benkongor est envisagée à moyen-terme et cet aménagement se justifie économiquement

Les autres projets hydroélectriques sont envisagés à plus long-terme étant donné qu'aucune étude de faisabilité n'existe. De plus, ils ne font pas partie des plans de développement décrits par le ministère de l'énergie dans son document « The Sierra Leone Energy Sector: Prospects & Challenges ». Enfin, les projets de Kambatibo, Bitmai et Goma ont un coût relativement élevé, rendant ces projets moins compétitifs.

2) **Projet de centrale de 100MW utilisant la biomasse comme combustible**

D'un point de vue purement économique, les projets biomasse ne se justifient pas dans la région. Néanmoins, d'autres facteurs sont à prendre en compte et notamment la politique énergétique de la région.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

3) **Projet sucrier qui pourrait produire 15MW à partir de bagasse**
D'un point de vue purement économique, les projets biomasse ne se justifient pas dans la région. Toutefois, couplé à une activité industrielle, ce projet prend tout son sens.

4) **Projet de centrale solaire de 5 MW**
D'un point de vue purement économique, les projets solaires ne se justifient pas dans la région. Néanmoins, d'autres facteurs sont à prendre en compte et notamment la politique énergétique de la région.

Conclusions

Les plans de développement pour le Sierra Leone sont de 2 types ; hydroélectrique et renouvelable (biomasse et solaire). Dans un scénario purement économique cependant, les projets renouvelables ne sont pas compétitifs. Par contre, les ressources hydroélectriques du pays devraient être exploitées dès que possible, pour l'alimentation de la charge domestique, l'alimentation du secteur minier si celui-ci venait à se développer au Sierra Leone ou pour l'export vers des régions ne disposant pas de ressources hydroélectriques.

A très court-terme néanmoins, il sera nécessaire d'investir dans des unités brûlant des combustibles liquides afin de satisfaire la demande électrique en attendant le déploiement des sites hydroélectriques de Bumbuna et, à plus long-terme, de Benkongor.

Le tableau ci-dessous reprend les principaux développements nationaux sélectionnés par l'outil d'optimisation sur base de critères purement économiques et à l'horizon de l'étude.

Nom	***Technologie***	***Combustible***	***Année de mise en service***	***Capacité***
BENKONGOR 3	Hydro	HYDRO	2018	85 MW

Table 38 – Projets nationaux pour le Sierra Leone

2.5.2.6. LIBÉRIA

Bilan offre-demande

Dans une optique régionale, le Libéria devrait tendre vers l'exportation de l'énergie produite sur son territoire étant donné les nombreuses ressources hydroélectriques dont il dispose.

Néanmoins, la mise en place de projet hydroélectrique est relativement longue et, à court-terme, le Libéria devra utiliser des moyens de production thermiques pour couvrir sa charge.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

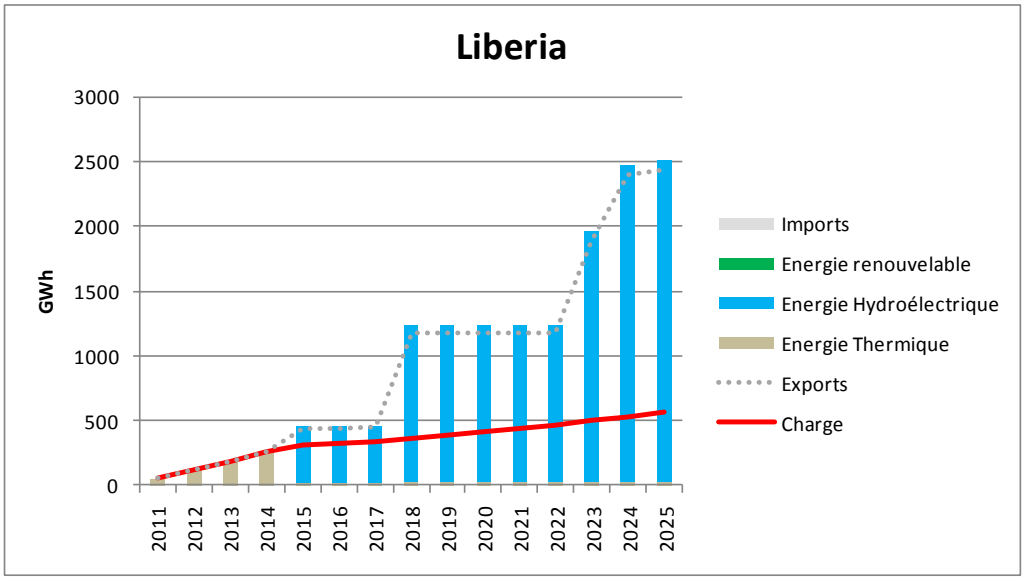


Figure 24 – Bilan offre-demande en énergie pour le Libéria

Coût marginal

A court-terme, le coût marginal du Libéria est très élevé car l'électricité est produite à partir de groupe diesels dont les coûts d'exploitation sont très élevés.

A plus long-terme, les projets hydroélectriques nationaux permettront de diminuer fortement le coût marginal du pays.

Dans le cas où aucune nouvelle interconnexion n'était construite (scénario de développement national), le coût marginal à long terme serait identique que dans le scénario de référence étant donné que le Libéria ne compte pas sur l'import pour diminuer son coût marginal.

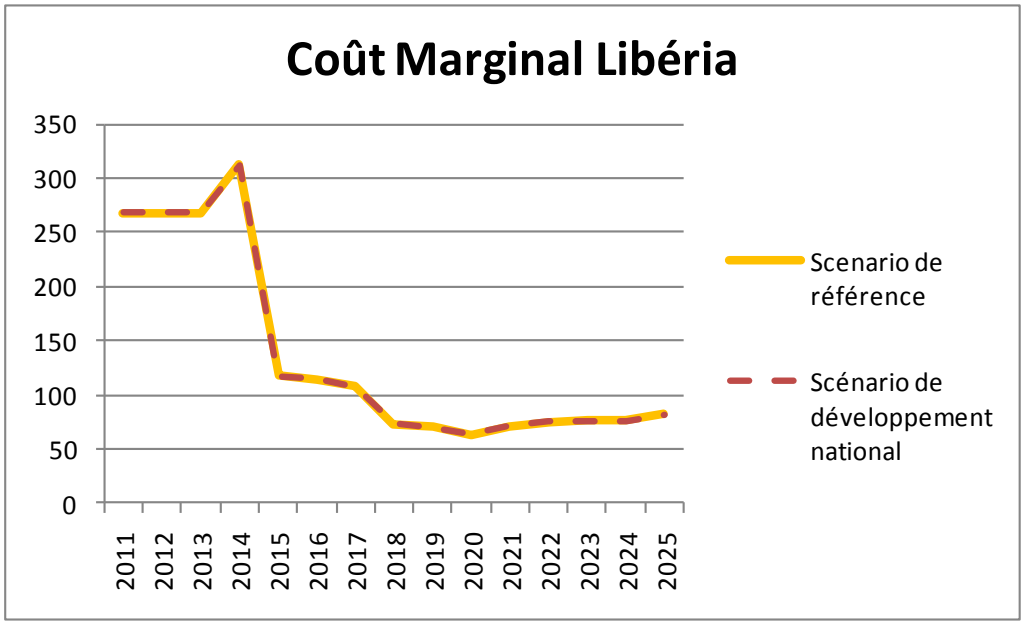


Figure 25 – Evolution du coût marginal [$/MWh] au Libéria

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Projets nationaux

Sur base des critères définis à la section 2.5, le projet de Mano River à la frontière entre le Sierra Leone et le Libéria est retenu comme projet régional. De même, le projet Tiboto à la frontière entre la Côte d'Ivoire et le Libéria est également mis en évidence au niveau régional. Ces projets sont décrits à la section 2.5.4.1.

En plus des projets déjà décidés pour le pays et des grands projets régionaux, le Libéria possède un certain nombre de projets nationaux qui pourraient aider à l'alimentation de la charge à moindre coût.

Cette section reprend les projets candidats et présente leur intérêt dans le cadre du plan optimal de développement régional.

1) **Projet Buchanan de 35 MW (2 x 17.5 MW) situé à Kakata**

   Ce projet, utilisant des copeaux de bois comme combustible ne se justifie pas du point de vue économique. Néanmoins, d'autres facteurs sont à prendre en compte et notamment la politique énergétique de la région.

2) **Projets hydroélectriques**

   Au Libéria, les projets les plus prometteurs sont ceux situés sur la **rivière Saint-Paul**.

   La première phase du projet avec les sites de Saint-Paul 1B et 2 se justifie pleinement sur le plan économique

   La seconde phase du projet Saint-Paul consistant en un réservoir supplémentaire ("Ultimate" Via Storage) est cependant envisagée à plus long-terme. De plus l'impact de ce réservoir pour l'environnement pourrait s'avérer être un élément critique. Dès lors, cette extension n'est pas envisagée à l'horizon de l'étude

   Les autres sites hydro-électriques identifiés sur les rivières Lofa (total de 29 MW), Saint John (total de 67 MW) et Cestos (total de 41 MW) sont quant à eux moins compétitifs d'un point de vue économique. Cependant, leur petite taille pourrait rendre la mise en œuvre de ces projets plus aisée.

3) **30 MW de groupes diesel semi-rapides (6*5 MW) fonctionnant au HFO sur le site de Bushrod**

   La mise en service de ces groupes étant prévue à moyen-terme, elle ne sera pas nécessaire si les projets hydroélectriques sont développés selon le programme envisagé. Néanmoins, tout retard dans les projets hydroélectriques devra être compensé par des projets thermiques de façon à garantir la sécurité d'approvisionnement.

Conclusions

Les plans de développement pour le Libéria sont de 2 types ; hydroélectrique et renouvelable (biomasse). Dans un scénario purement économique cependant, les projets renouvelables ne sont pas compétitifs. Par contre, les ressources hydroélectriques du pays devraient être exploitées dès que possible, pour l'alimentation de la charge domestique, l'alimentation du secteur minier si celui-ci venait à se développer au Libéria ou pour l'export vers des régions ne disposant pas de ressources hydroélectriques.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Le tableau ci-dessous reprend les principaux développements nationaux sélectionnés par l'outil d'optimisation sur base de critères purement économiques et à l'horizon de l'étude.

Nom	***Technologie***	***Combustible***	***Année de mise en service***	***Capacité***
SAINT-PAUL 1B	Hydro	HYDRO	2020	78 MW
SAINT-PAUL 2	Hydro	HYDRO	>2020	120 MW

Table 39 – Projets nationaux pour le Libéria

2.5.2.7. MALI

Bilan offre-demande

Dans une optique régionale, le Mali devrait importer une partie de son électricité depuis les sites hydroélectriques des pays voisins (notamment OMVS).

En complément, les propres ressources hydroélectriques du pays sont privilégiées par l'outil d'optimisation.

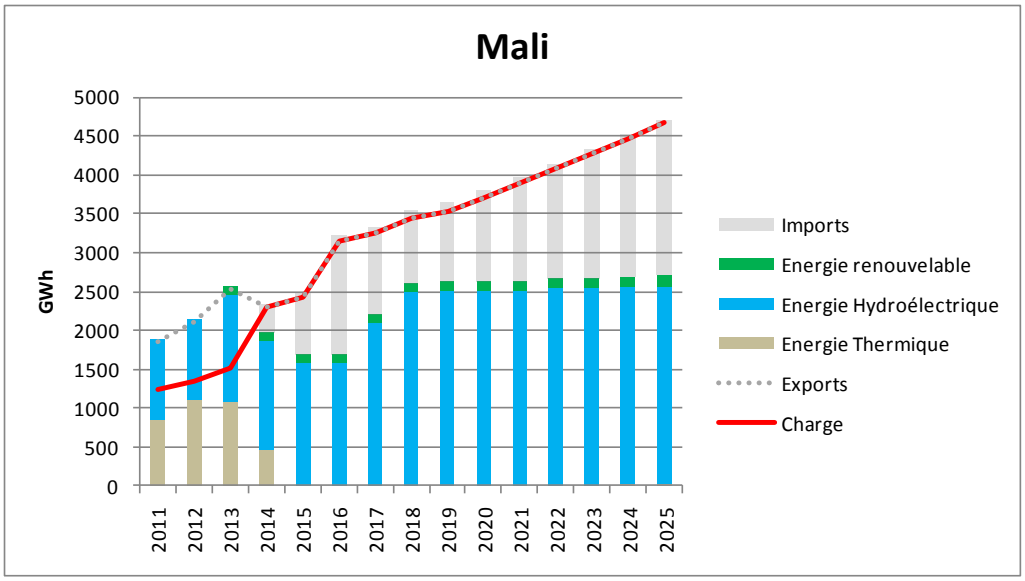


Figure 26 – Bilan offre-demande en énergie pour le Mali

Coût marginal

Le mix énergétique du Mali, basé sur des ressources hydroélectriques et thermiques, permet au pays d'avoir un coût marginal moyen à court-terme, et plus bas que dans les autres pays de la zone B.

A plus long-terme, le potentiel hydroélectrique des pays voisins permettrait de faire encore diminuer ce coût marginal.

Dans le cas où aucune nouvelle interconnexion n'était construite (scénario de développement national), le coût marginal à long terme serait plus élevé que dans le scénario de référence car le Mali devrait exploiter des ressources thermiques en complément de l'énergie hydroélectrique.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

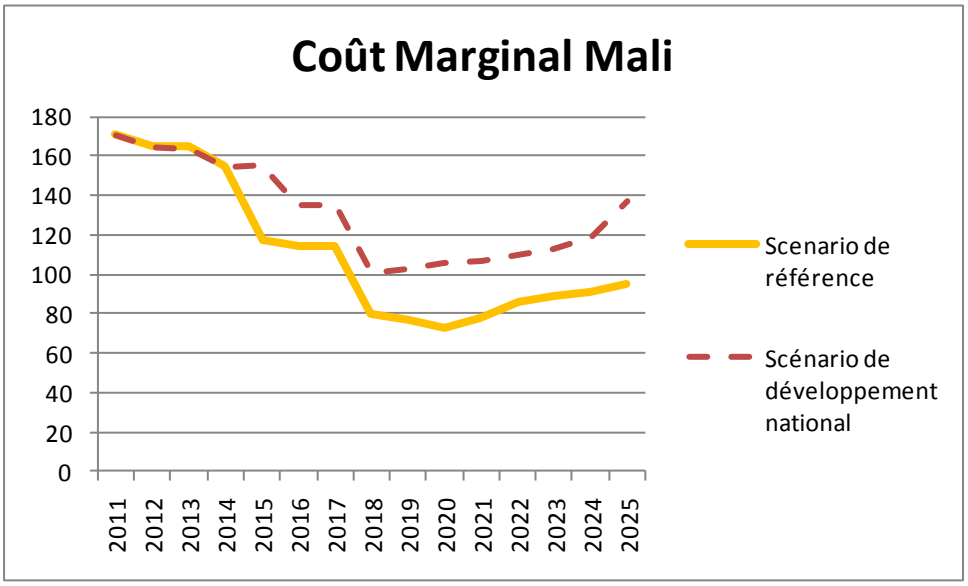


Figure 27 - Evolution du coût marginal [$/MWh] au Mali

Projets nationaux

En plus des projets déjà décidés pour le pays et des grands projets régionaux (projets OMVS présentés à la section 2.5.3), le Mali possède un certain nombre de projets nationaux qui pourraient aider à l'alimentation de la charge à moindre coût.

Cette section reprend les projets candidats et présente leur intérêt dans le cadre du plan optimal de développement régional.

1) **Projets hydroélectriques**

   Le projet d'aménagement hydroélectrique au fil de l'eau de **Kenié** se justifie pleinement d'un point de vue économique

   Dans une vision régionale, les autres petits projets (**Sotuba** 2, **Taoussa**, **Markala**) sont moins compétitifs que les grands aménagements envisagés dans les autres pays de la zone. Néanmoins, d'un point de vue national, ces projets sont intéressants car leur financement sera plus aisé que pour les grands projets. De plus, ils sont importants pour la population Malienne étant donné qu'ils sont en partie voués à l'agriculture.

2) **Le projet agro-industriel de Markala**

   D'un point de vue purement économique, les projets biomasse ne se justifient pas dans la région. Toutefois, couplé à une activité industrielle, ce projet prend tout son sens.

3) **Les projets solaires de Mopti et le projet d'une petite centrale hybride**

   D'un point de vue purement économique, les projets solaires ne se justifient pas dans la région. Néanmoins, d'autres facteurs sont à prendre en compte et notamment la politique énergétique de la région.

4) **Un cycle combiné de 150MW**

   Ce projet prévu par le Plan d'Urgence et de Sécurité d'Approvisionnement en Energie Electrique de l'EEEOA ne se justifierait pas si tous les projets hydroélectriques envisagés dans la région se réalisaient dans les délais prévus. Néanmoins, tout retard dans les projets hydroélectriques devra être compensé par de l'énergie thermique.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Conclusions

En conclusion, pour le Mali, le plan de développement à l'horizon 2015 devrait se baser sur les unités hydroélectriques et thermiques existantes et décidées.

A l'horizon 2020, le Mali devrait miser sur les projets hydroélectriques régionaux (OMVS) et nationaux (Kenié) en plus des projets nationaux déjà mis en place.

En cas de retard dans ces projets, il sera nécessaire d'investir dans des unités fonctionnant au HFO et au diesel qui ont l'avantage de pouvoir être mises sur pied plus rapidement et dont le coût d'investissement est plus faible. Rappelons toutefois que ces unités ont un coût d'exploitation plus élevé et qu'elles ne devraient pas être privilégiées par le Mali.

Le tableau ci-dessous reprend les principaux développements nationaux sélectionnés par l'outil d'optimisation sur base de critères purement économiques et à l'horizon de l'étude.

Nom	***Technologie***	***Combustible***	***Année de mise en service***	***Capacité***
KENIE	Hydro	HYDRO	2016	42 MW

Table 40 – Projets nationaux pour le Mali

2.5.2.8. CÔTE D'IVOIRE

Bilan offre-demande

Dans une optique régionale, la Côte d'Ivoire devrait tendre vers l'exportation d'une partie de son électricité. En effet, ce pays possède à la fois des ressources hydroélectriques importantes et un potentiel gazier à exploiter.

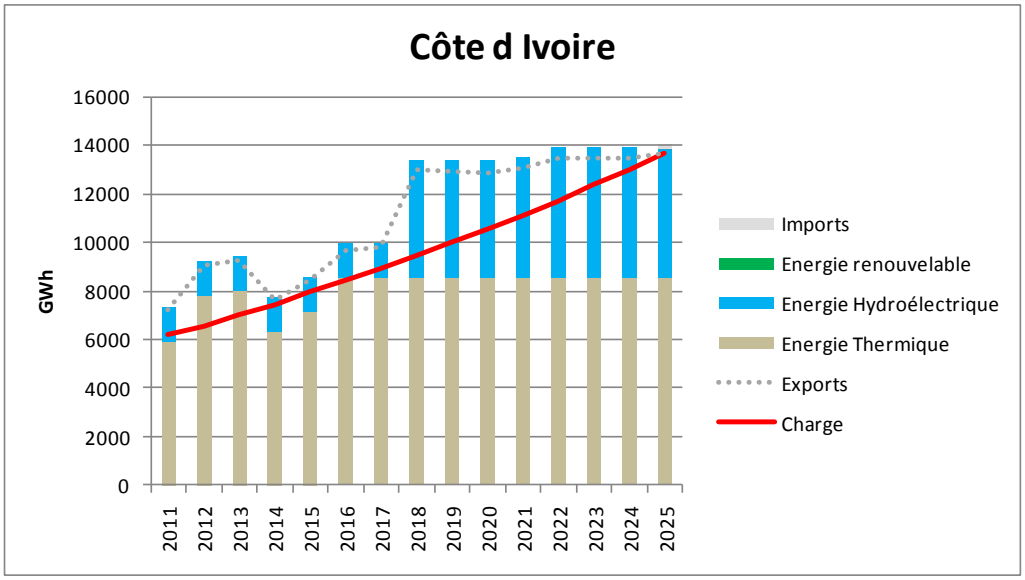


Figure 28 – Bilan offre-demande en énergie pour la Côte d'Ivoire

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Coût marginal

Le mix énergétique de la Côte d'Ivoire, basé sur des ressources hydroélectriques et thermiques (gaz), permet au pays d'avoir un coût marginal faible à court-terme.

A plus long-terme, son potentiel hydroélectrique et gazier devrait permettre de faire encore diminuer ce coût marginal.

Dans le cas où aucune nouvelle interconnexion n'était construite (scénario de développement national), le coût marginal à long terme serait identique que dans le scénario de référence étant donné que la Côte d'Ivoire ne compte pas sur l'import pour diminuer son coût marginal.

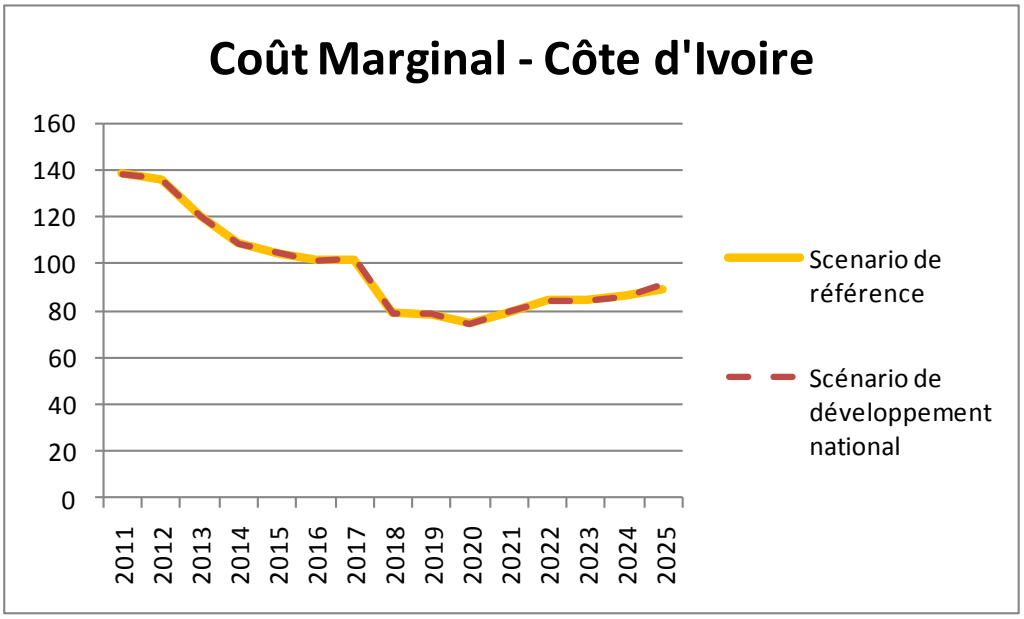


Figure 29 – Evolution du coût marginal [$/MWh] en Côte d'Ivoire

Projets nationaux

Sur base des critères définis à la section 2.5, le projet Tiboto à la frontière entre la Côte d'Ivoire et le Libéria est mis en évidence au niveau régional. De même, les projets de Soubré et Botoubré font partie des projets qui pourraient être exploités à l'échelle régionale. Ces projets sont décrits à la section 2.5.4.1.

En plus des projets déjà décidés pour le pays et des grands projets régionaux, la Côte d'Ivoire possède un certain nombre de projets nationaux qui pourraient aider à l'alimentation de la charge à moindre coût.

Cette section reprend les projets candidats et présente leur intérêt dans le cadre du plan optimal de développement régional.

1) **Projets hydroélectriques**

   Les projets hydroélectriques d'**Aboisso-Comoé** et de **Gribo-Popoli** sont des projets compétitifs du point de vue économique.
   Le projet de **Louga** par contre est moins compétitif. Il n'est donc pas mis en évidence dans le scénario de référence basé exclusivement sur des critères économiques.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Le projet de **Tiassale** est également moins compétitif. Il a néanmoins l'avantage d'être plus petit et les fonds nécessaires à sa construction pourraient être plus faciles à débloquer

2) **Cycle Combiné sur le site de Bassam (5ème centrale de Bassam)**

Ce cycle combiné a la vocation de n'être mis en service qu'après le développement du potentiel hydroélectrique du pays, soit après la fin de la période d'étude.

Conclusions

En conclusion, pour la Côte d'Ivoire, le plan de développement à l'horizon de l'étude devrait se baser sur un mix de projets hydroélectriques et thermiques (gaz). Ce potentiel devrait être exploité à l'échelle nationale mais également régionale grâce au partage des ressources.

En cas de retard dans les projets hydroélectriques ou en cas de difficultés d'exploitation du potentiel gazier du pays, la vocation exportatrice de la Côte d'Ivoire serait réduite. Au contraire, l'exploitation plus massive des réserves gazières permettrait à la Côte d'Ivoire d'accroître la quantité d'électricité exportée.

Le tableau ci-dessous reprend les principaux développements nationaux sélectionnés par l'outil d'optimisation sur base de critères purement économiques et à l'horizon de l'étude.

Nom	***Technologie***	***Combustible***	***Année de mise en service***	***Capacité***
ABOISSO COMOE	Hydro	HYDRO	2018	90 MW
GRIBO POPOLI	Hydro	HYDRO	>2020	112 MW

Table 41 – Projets nationaux pour la Côte d'Ivoire

2.5.2.9. GHANA

Bilan offre-demande

Dans une optique régionale, le Ghana devrait tendre vers l'exportation d'une partie de son électricité à moyen terme. En effet, le potentiel à la fois hydroélectrique et gazier du pays et la maturité des projets décidés et candidats sont en faveur d'une ouverture vers les marchés régionaux.

A plus long terme cependant, si les projets développent massivement dans les pays à fort potentiel hydroélectrique, le Ghana pourrait importer une partie de son électricité.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

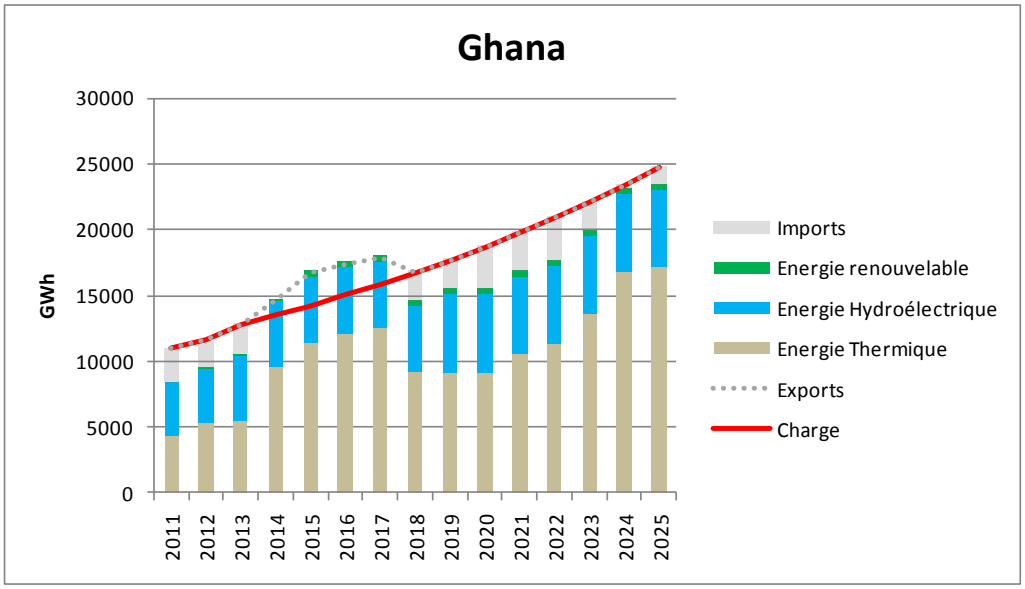


Figure 30 – Bilan offre-demande en énergie pour le Ghana

Coût marginal

Le mix énergétique du Ghana, basé sur des ressources hydroélectriques et thermiques (gaz), permet au pays d'avoir un coût marginal faible à court-terme.

De plus, étant donné que la structure du parc de production de la Côte d'Ivoire, du Ghana, du Togo, du Bénin et du Nigéria sont proches (mix énergétique composé de ressources hydroélectriques et de ressources gazières) et que ces pays sont interconnectés en 330kV via la dorsale sud, l'évolution des coûts marginaux dans toutes ces régions est similaire.

A plus long-terme, son potentiel hydroélectrique et gazier devrait permettre de faire encore diminuer ce coût marginal.

Dans le cas où aucune nouvelle interconnexion n'était construite (scénario de développement national), le coût marginal à long terme serait identique que dans le scénario de référence étant donné que le Ghana ne compte pas sur l'import pour diminuer son coût marginal, à l'exception de la période 2019-2022 où un léger import pourrait permettre de faire décroître le coût marginal grâce aux ressources hydroélectriques des pays de la zone B.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

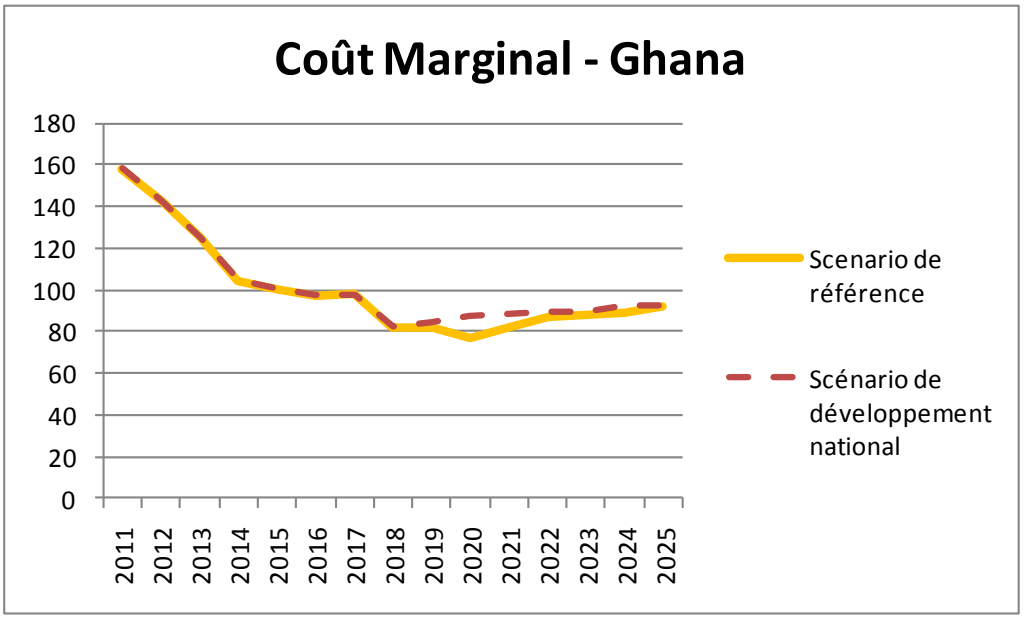


Figure 31 – Evolution du coût marginal [$/MWh] au Ghana

Projets nationaux

En plus des projets déjà décidés pour le pays (dont le cycle combiné d'Aboadze décidé par le WAPP) et des grands projets régionaux, le Ghana possède un certain nombre de projets nationaux qui pourraient aider à l'alimentation de la charge à moindre coût.

Cette section reprend les projets candidats et présente leur intérêt dans le cadre du plan optimal de développement régional.

1) **Projets hydroélectriques**

   Le Ghana souhaite développer une politique d'énergie renouvelable qui ne soit pas basée exclusivement sur l'éolien.

   Dans cette optique, 5 sites hydroélectriques sont envisagés au Ghana :Juale, Pwalugu, Kulpawn, Daboya et Hemang.

   Parmi ces sites, ceux qui ont les coûts d'exploitation les plus bas sont Juale, Pwalugu et Hemang. Ces trois sites associés à une politique de développement de l'éolien devraient permettre au pays de développer l'énergie renouvelable à moindre coût.

2) **Projets cycles combinés au gaz**

   Le Ghana possède ses propres ressources gazières de même qu'un approvisionnement depuis le Nigéria au travers du pipeline WAGP.
   Etant donné les volumes de gaz disponibles et les besoins du Ghana en termes de moyens de production, la solution la plus économique consisterait en des cycles combinés de grande taille (450MW). Si des projets d'une telle envergure ne pouvaient pas être mis sur pied à court-terme, les projets suivants pourraient être réalisés :

   - Le **Projet SAP** de CC 2x163.6 MW devient économiquement intéressant dès 2014/2015.
   - Le cycle combiné de **Cempower sur le site de Tema II** devrait être mis en service en 2015/2016.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

- La **Phase II de la centrale d'Aboadze T3** (120MW) dont la mise en service est prévue en 2016 se justifie pleinement sur base de critères économiques à partir de 2020.
- De même, l'addition d'une **turbine à vapeur de 110 MW à la centrale de Domini T1** par BTPP pour créer un cycle combiné de 330 MW au total est compétitive dès 2020.
- Le projet de **GT sur barge** (2x50 MW) n'est quant à lui pas compétitif sur base de critères économiques.

Conclusions

En conclusion, pour la Ghana le plan de développement à l'horizon de l'étude devrait se baser sur un mix de projets hydroélectriques et thermiques (gaz). Etant donné les ressources gazières dont dispose le pays et les besoins importants en termes d'énergie, la solution la plus économique consisterait en la mise en service rapide de cycles combinés de grande taille (450MW). Si ces cycles combinés ne pouvaient pas être réalisés à court-terme, la plupart des projets envisagés pour le Ghana devraient être mis en service durant la période d'étude. Le tableau ci-dessous reprend les principaux développements nationaux sélectionnés par l'outil d'optimisation sur base de critères purement économiques et à l'horizon de l'étude.

Nom	***Technologie***	***Combustible***	***Année de mise en service***	***Capacité***
SAP (CC)	Combined Cycle	NAT GAS	2014/2015	2*163.6 MW
Cempower (CC)	Combined Cycle	NAT GAS	2015/2016	300 MW
Pwalugu	Hydro	HYDRO	2019	48 MW
Juale	Hydro	HYDRO	2019	87 MW
Hemang	Hydro	HYDRO	2019	93 MW
Domini T1 (ST)	Combined Cycle	NAT GAS	2020	110 MW
Aboadze T3 (CC)	Combined Cycle	NAT GAS	>2020	120 MW

Table 42 – Projets nationaux pour le Ghana

2.5.2.10. TOGO-BÉNIN

Bilan offre-demande

Dans une optique régionale, la communauté Togo-Bénin devrait être relativement autonome en termes de production d'électricité dès l'arrivée de Maria Gleta en 2014 grâce à un mix énergétique basé sur le potentiel hydroélectrique et sur les ressources gazières provenant du pipeline WAGP.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

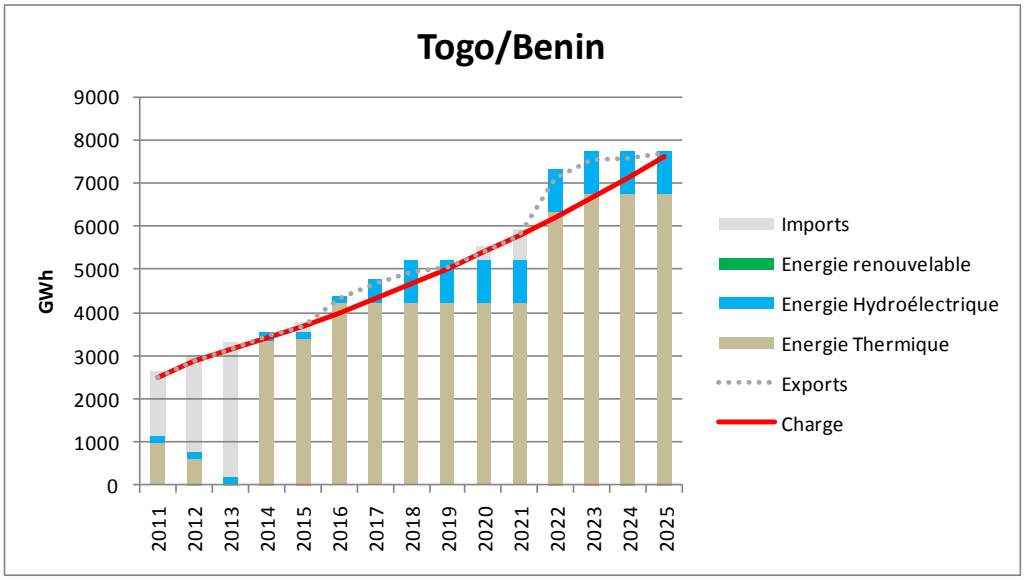


Figure 32 – Bilan offre-demande en énergie pour la communauté Togo-Bénin

Coût marginal

L'interconnexion de la communauté Togo/Bénin avec les pays voisins permet au pays d'avoir un coût marginal relativement faible à court-terme grâce aux ressources thermiques et hydroélectriques du Nigéria et du Ghana.

A plus long-terme, le potentiel hydroélectrique et gazier de la communauté Togo/Bénin devrait permettre de faire encore diminuer ce coût marginal.

De plus, étant donné que la structure du parc de production de la Côte d'Ivoire, du Ghana, du Togo, du Bénin et du Nigéria sont proches (mix énergétique composé de ressources hydroélectriques et de ressources gazières) et que ces pays sont interconnectés en 330kV via la dorsale sud, l'évolution des coûts marginaux dans toutes ces régions est similaire.

Dans le cas où aucune nouvelle interconnexion n'était construite (scénario de développement national), le coût marginal à long terme serait très proche de celui observé dans le scénario de référence étant donné que la communauté Togo-Bénin devrait être relativement autonome en termes de production d'électricité à moyen et long-terme.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

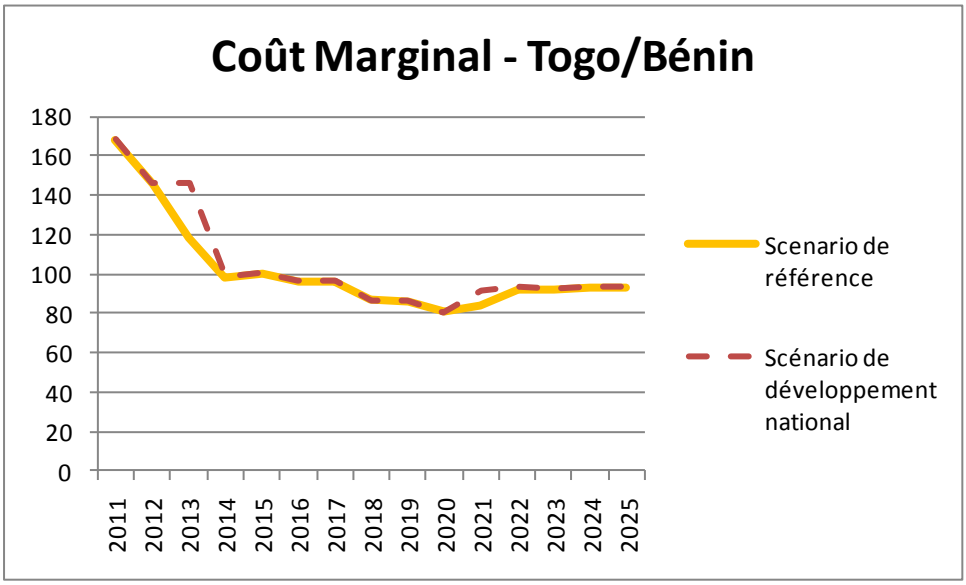


Figure 33 – Evolution du coût marginal [$/MWh] au Togo/Bénin

Projets nationaux

En plus des projets déjà décidés pour le pays (dont le cycle combiné de Maria Gleta décidé par le WAPP) et des grands projets régionaux (notamment un possible cycle combiné de 450 MW au Togo- voir section 0), le Togo et le Bénin possèdent un certain nombre de projets nationaux qui pourraient aider à l'alimentation de la charge à moindre coût.

Cette section reprend les projets candidats du Togo et présente leur intérêt dans le cadre du plan optimal de développement régional.

1) **Projet éolien de 20MW et projet solaire de 5MW**
   D'un point de vue purement économique, les projets éoliens et solaires ne se justifient pas dans la région. Néanmoins, d'autres facteurs sont à prendre en compte et notamment la politique énergétique de la région.

2) **Projet hydroélectrique de 50MW à Tététou**
   Ce petit projet hydroélectrique possède un coût d'investissement relativement élevé, ce qui le rend moins compétitif, sur un plan purement économique, que les autres projets. Néanmoins, d'un point de vue national, ce projet est intéressant car son financement sera plus aisé que pour les grands projets.

3) **Projet thermique de 100MW.**
   Ce projet est intéressant car il permet l'utilisation du gaz naturel dédié au pays. Néanmoins, il devrait être envisagé sous la forme d'un cycle combiné de 450 MW. De plus, étant donné sa taille, un tel projet pourra être envisagé à l'échelle régionale (voir section 0).

Cette section reprend les projets candidats du **Bénin** et présente leur intérêt dans le cadre du plan optimal de développement régional.

1) **Projets solaires pour une puissance totale de 30 MW**
   D'un point de vue purement économique, les projets solaires ne se justifient pas dans la région. Néanmoins, d'autres facteurs sont à prendre en compte et notamment la politique énergétique de la région.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

2) **Projet hydroélectrique de 160MW à Kétou**

Le site se trouve au niveau de la forêt du Dogo à proximité du village de Bernandingon à environ 150 km de Cotonou.

Ce projet se justifie pleinement sur le plan économique et, de par sa taille, il a une vocation régionale

Néanmoins, le projet sous la forme proposée dans cette étude, à savoir 160MW et 490GWh pourrait avoir un fort impact sur le plan environnemental (plan stratégique de la CEB 2007-2026).

C'est pourquoi d'autres versions sont également envisagées avec une capacité installée nettement plus limitée (108.8MW) mais restreignant l'impact environnemental. Avec une capacité de 108.8MW, le projet n'aurait plus réellement de vocation régionale.

Conclusions

En conclusion, pour la communauté Togo-Bénin, il est indispensable que les ressources de gaz dont disposent les deux pays grâce au pipeline WAGP soient exploitées. Le projet de Maria-Gleta au Bénin est une première étape mais un second projet de la même envergure devrait être envisagé au Togo.

De plus, l'aménagement hydroélectrique de Kétou au Bénin est tout-à-fait compétitif d'un point de vue économique.

Notons qu'étant donné la taille des projets envisagés pour ces 2 pays, ils pourraient être englobés dans une vision régionale.

Le tableau ci-dessous reprend les principaux développements sélectionnés par l'outil d'optimisation, en plus des projets décidés sur base de critères purement économiques et à l'horizon de l'étude.

Nom	***Technologie***	***Combustible***	***Année de mise en service***	***Capacité***
Kétou (Bénin)	Hydro	HYDRO	2020	160 MW

Table 43 – Projets nationaux pour le Togo et le Bénin

2.5.2.11. BURKINA FASO

Bilan offre-demande

Dans une optique régionale et sur base de critères exclusivement économiques, le Burkina Faso devrait être fortement importateur d'électricité étant donné qu'il ne possède que peu de ressources hydroélectriques et pas d'accès au gaz.

Ainsi, la mise en service, dès 2012, des projets au gaz en Côte d'Ivoire et dans les autres pays du Sud et le développement à moyen terme de l'énergie hydroélectrique dans les pays de la zone B devraient permettre de couvrir la charge du Burkina Faso à moindre coût.

Toutefois, si la région souhaitait développer les sources d'énergie renouvelables, le Burkina Faso serait un très bon candidat pour les énergies solaires (voir section 2.7.3).

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

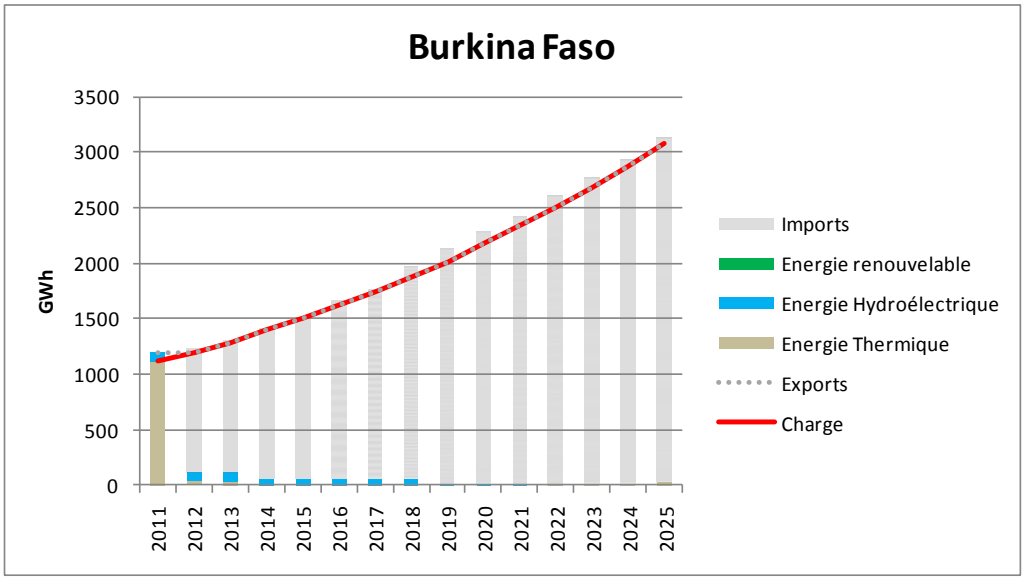


Figure 34 – Bilan offre-demande en énergie pour le Burkina Faso

Coût marginal

A très court-terme, le coût marginal du Burkina Faso est très élevé car le pays n'a aucune alternative aux combustibles liquides.

L'interconnexion du Burkina Faso avec les pays voisins permet au pays de faire chuter son coût marginal grâce au potentiel gazier des pays du Sud de la zone A et le potentiel hydroélectrique de pays de la zone B.

Dans le cas où aucune nouvelle interconnexion n'était construite (scénario de développement national), le coût marginal resterait très élevé durant toute la période d'étude.

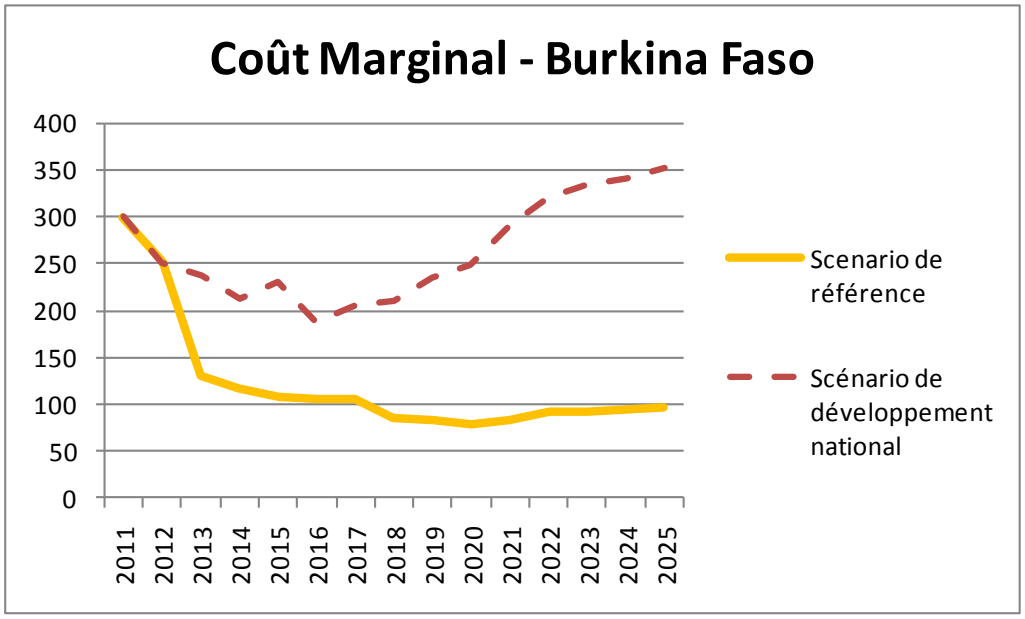


Figure 35 – Evolution du coût marginal [$/MWh] au Burkina Faso

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Projets nationaux

En plus des projets déjà décidés pour le pays le Burkina Faso possède un certain nombre de projets nationaux qui pourraient aider à l'alimentation de la charge à moindre coût.

Cette section reprend les projets candidats et présente leur intérêt dans le cadre du plan optimal de développement régional.

1) **Projets solaires**
   D'un point de vue purement économique, les projets solaires ne se justifient pas dans la région. Néanmoins, d'autres facteurs sont à prendre en compte et notamment la politique énergétique de la région. Dans cette optique, le Burkina Faso est un des pays ayant le plus grand potentiel solaire. De plus, le couplage des projets solaires à des activités industrielles (sociétés minières notamment) assure leur financement.

2) **Projets hydroélectriques**
   Trois projets hydroélectriques (**Noumbiel, Bougouriba, Bagré**) sont envisagés au Burkina Faso. D'un point de vue purement économique et ne regardant qu'à la production d'électricité, ces 3 aménagements sont moins compétitifs que les autres projets. Néanmoins, d'un point de vue national, ces projets sont intéressants car leur financement sera plus aisé que pour les grands projets envisagés ailleurs dans la région. De plus, leur utilité pour d'autres secteurs ne doit pas être négligée.

Conclusions

En conclusion, le Burkina Faso mise essentiellement sur l'import pour alimenter la demande nationale. C'est pourquoi peu de projets sont envisagés pour ce pays.

Parmi les projets proposés, les projets solaires ne sont pas économiquement compétitifs si aucun incitant à leur mise en service n'est envisagé. Néanmoins, si le financement peut être assuré, le Burkina Faso est un des pays de la région possédant le meilleur potentiel.

A l'échelle régionale, les projets hydroélectriques envisagés sont également moins compétitifs. Ils pourraient toutefois se justifier pour d'autres aspects nationaux non pris en compte dans cette étude (utilité pour d'autres secteurs, capacité à payer les grands projets,…).

Par conséquent, aucun projet candidat n'est sélectionné pour le Burkina Faso en plus des projets décidés.

2.5.2.12. NIGER

Bilan offre-demande

Dans une optique régionale, le Niger devrait être, à court et moyen-terme, un pays importateur étant donné qu'il ne dispose que de peu de ressources hydroélectriques et gazières.

Mais la mise en service des projets charbon à Salkadamna devraient inverser la tendance et faire du Niger un pays exportateur.

En plus de l'import et du charbon, le Niger devrait compter sur ses ressources hydroélectriques pour couvrir la charge.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Enfin, le potentiel éolien du pays pourrait être un atout considérable en termes de production d'électricité. Ce projet a en effet l'avantage de pouvoir être mis sur pied rapidement, à l'horizon 2014.

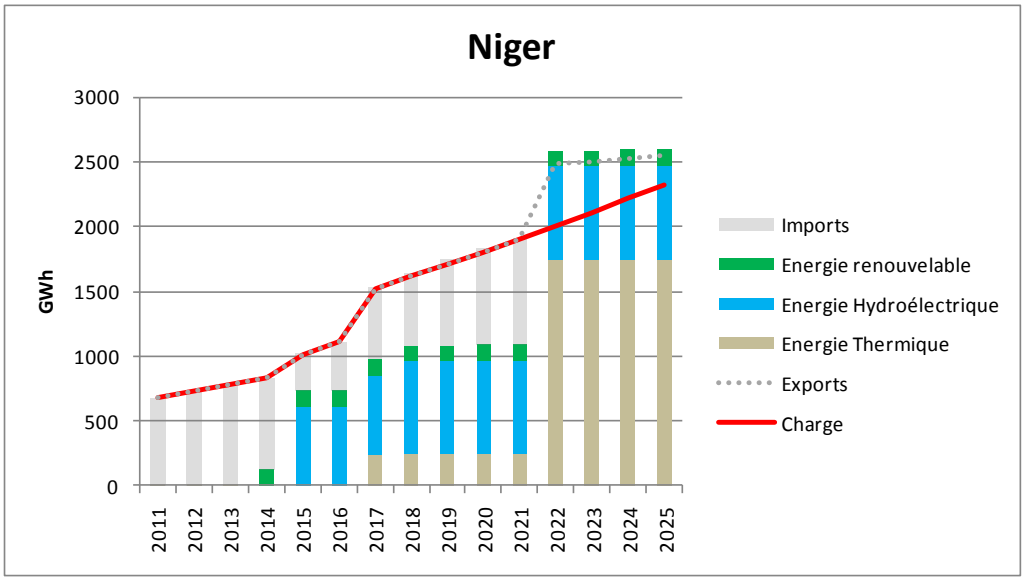


Figure 36 – Bilan offre-demande en énergie pour le Niger

Coût marginal

Grâce à ses interconnexions avec le Nigéria, le Niger bénéficie d'un coût marginal relativement faible.

Dans le cas où aucune nouvelle interconnexion n'était construite (scénario de développement national), le coût marginal serait fort similaire étant donné que le pays est déjà interconnecté avec le Nigéria.

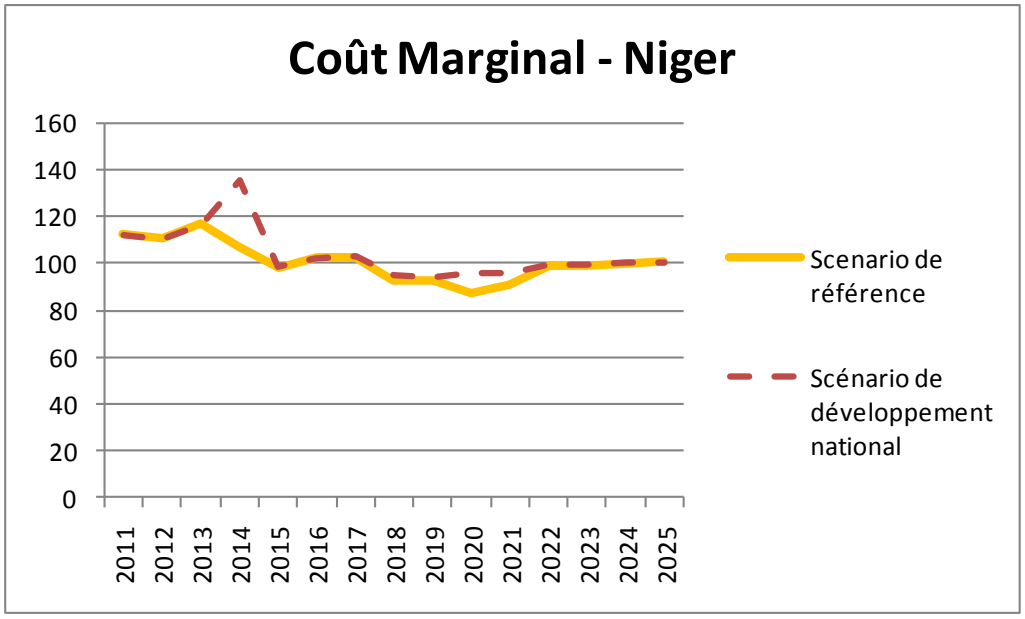


Figure 37 – Evolution du coût marginal [$/MWh] au Niger

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Projets nationaux

Sur base des critères définis à la section 2.5, le projet charbon de Salkadamna, dont l'intérêt économique se justifie dès 2022 (voire plus tôt si les projets hydroélectriques étaient retardés) est mis en évidence au niveau régional. Ce projet est décrit à la section 0.

En plus des projets déjà décidés pour le pays et des grands projets régionaux, le Niger possède un certain nombre de projets nationaux qui pourraient aider à l'alimentation de la charge à moindre coût.

Cette section reprend les projets candidats et présente leur intérêt dans le cadre du plan optimal de développement régional.

1) **Ferme éolienne de 30 MW**
   Ce projet est sélectionné par l'outil d'optimisation car il est prévu à court-terme et qu'il permettra de diminuer le coût marginal du Niger.

2) **Centrale solaire thermique de 50 MW**
   D'un point de vue purement économique, les projets solaires ne se justifient pas dans la région. Néanmoins, d'autres facteurs sont à prendre en compte et notamment la politique énergétique de la région.

3) **Cycle combiné de Zinder (60 MW)**
   A moyen- et long-terme, des alternatives aux combustibles liquides devraient être mises en place. Dès lors, ce cycle combiné n'est pas optimal d'un point de vue purement économique, comparativement notamment au projet de centrale au charbon de Salkadamna.

4) **Projets hydroélectriques**
   D'autres unités hydro sont mentionnées dans la zone fleuve. Le projet **Gambou** a un coût d'investissement relativement élevé. Il est dès lors moins compétitif et l'aménagement de **Dyodonga** (26 MW) lui est préféré. Ce second projet possède de plus l'avantage d'être plus petit ce qui pourrait rendre son financement plus aisé.

Conclusions

En conclusion, en plus de l'import, le Niger devrait miser à moyen-terme sur ses ressources éoliennes et hydroélectriques pour couvrir sa charge.

A plus long-terme, le pays pourrait devenir exportateur grâce à la mise en place du projet charbon. Le tableau ci-dessous reprend les principaux développements nationaux sélectionnés par l'outil d'optimisation sur base de critères purement économiques, en plus des projets décidés et des projets à vocation régionale.

Nom	*Technologie*	*Combustible*	*Année de mise en service*	*Capacité*
Zone Fleuve	Wind	WIND	2014	30 MW
Dyodonga	Hydro	HYDRO	2018	26 MW

TABLE 44 – Projets nationaux pour le Niger

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

2.5.2.13. NIGERIA

Bilan offre-demande

Dans une optique régionale et sur base de critères économiques, le Nigéria devrait être un pays autonome en termes de production d'électricité.

En effet, le pays comprend des ressources gazières importantes et un potentiel hydroélectrique qui lui permettent de produire de l'électricité à moindre coût mais la charge dans ce pays est telle que tous les investissements qu'il est raisonnablement possible de réaliser sont destinés à la couverture de la charge locale.

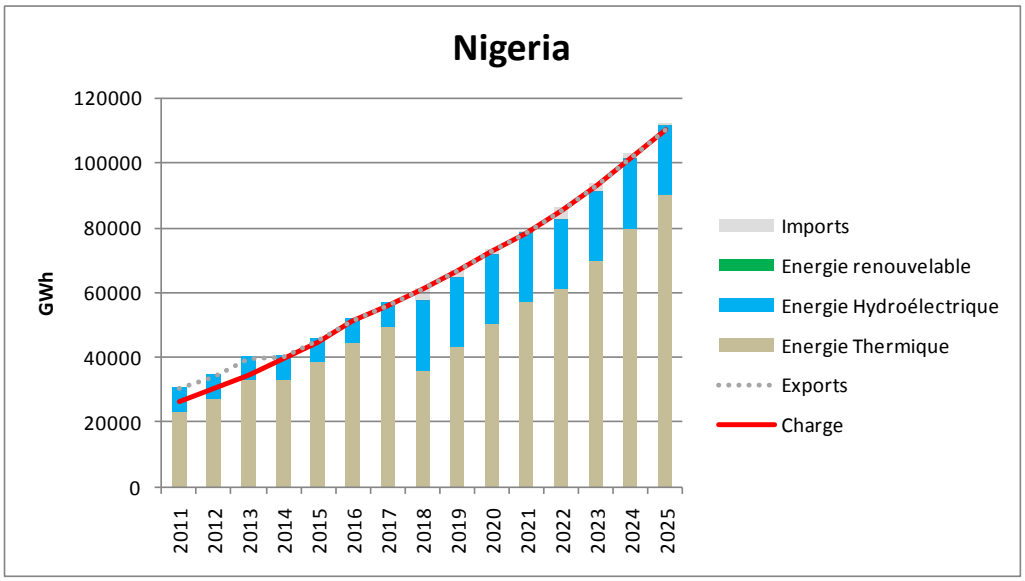


Figure 38 – Bilan offre-demande en énergie pour le Nigéria

Coût marginal

Grâce à ses ressources gazières, le Nigéria a un coût marginal faible. De plus, l'investissement dans les 2 sites hydroélectriques de Mambilla et Zungeru devrait permettre de diminuer encore le coût marginal du pays.

Dans le cas où aucune nouvelle interconnexion n'était construite (scénario de développement national), le coût marginal serait fort similaire étant donné que le pays ne compte pas sur l'import pour diminuer son coût marginal..

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

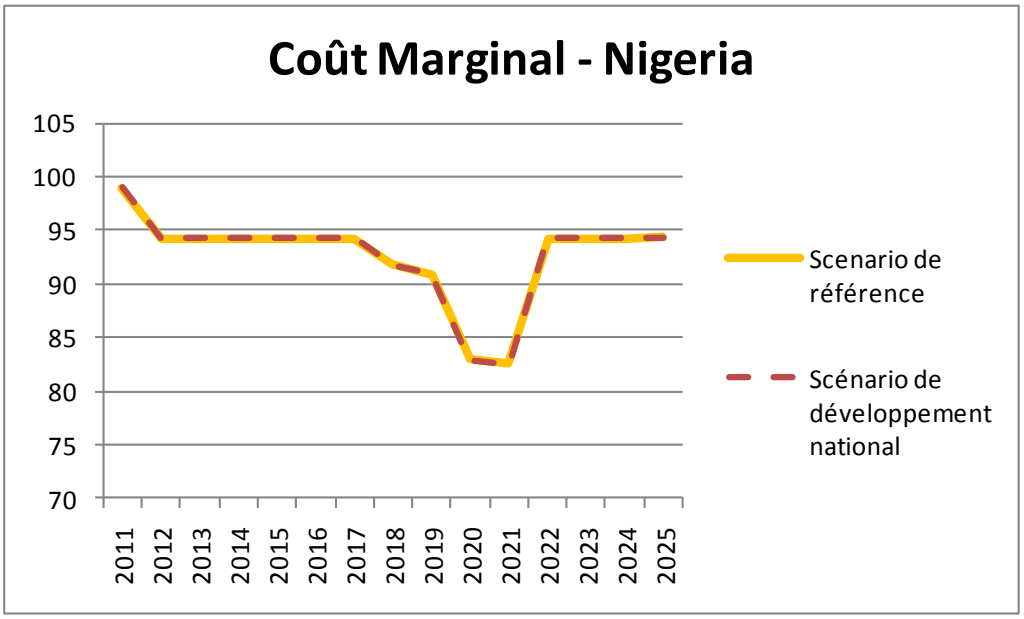


Figure 39 – Evolution du coût marginal [$/MWh] au Nigéria

Projets nationaux

Sur base des critères définis à la section 2.5, les sites hydroélectriques de Zungeru et de Mambilla sont mis en évidence au niveau régional. Ce projet est décrit à la section 0.

En plus des projets déjà décidés pour le pays et des grands projets régionaux, le Nigeria possède un certain nombre de projets nationaux qui pourraient aider à l'alimentation de la charge à moindre coût.

Cette section reprend les projets candidats et présente leur intérêt dans le cadre du plan optimal de développement régional.

1) **IPP – Turbines à gaz**

   Au Nigéria, de nombreux projets de turbines à gaz sont déjà décidés.
   Il devient néanmoins indispensable pour le Nigéria d'investir dans des unités de base (cycles combinés). Le passage en cycles combinés fait partie de l'optimum économique calculé par Prele. En effet, le coût d'exploitation est moins élevé pour un cycle combiné que pour une turbine à gaz.

Conclusions

En conclusion, l'optimum économique voudrait que le Nigéria exploite ses ressources hydroélectriques et qu'il utilise au mieux ses ressources gazières, notamment en développant des cycles combinés.

Les besoins du pays sont très importants. Par conséquent, les investissements qui seront réalisés devraient servir essentiellement, économiquement parlant, à l'alimentation de la charge locale.

Le tableau ci-dessous reprend les principaux développements nationaux sélectionnés par l'outil d'optimisation sur base de critères purement économiques, en plus des projets décidés et des projets à vocation régionale.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Nom	Technologie	Combustible	Année de mise en service	Capacité
Standards	Cycles Combinés	NAT GAS	2016-2021	1000 MW/an

TABLE 45 – Projets nationaux pour le Nigéria

2.5.3. Projets de production soutenus par les entités régionales

2.5.3.1. OMVS

L'OMVS est une organisation ayant pour vocation d'organiser les actions de quatre pays pour la mise en valeur du fleuve Sénégal et son bassin. Il s'agit de la Guinée, du Mali, de la Mauritanie et du Sénégal. Cette organisation envisage de nombreux projets, en plus de ceux déjà réalisés (Manantali) et de ceux qui sont décidés (Félou – Gouina).

Parmi les projets envisagés, celui de **Balassa** est le plus intéressant du point de vue économique. De plus, sa taille et sa localisation donnent à ce projet une envergure régionale qui mérite d'être soutenue.

De même, les projets de **Koukoutamba** et **Boureya** présentent un potentiel très intéressant et sont tout à fait compétitifs d'un point de vue économique. Sur base de ces critères, ils pourraient également se justifier à l'échelle régionale. Notons toutefois qu'ils se situent sur l'axe Linsan-Manantali dont le tracé pourrait être modifié à cause de problèmes environnementaux.

Le projet **Badoumbé** envisagé à moyen terme est d'une taille plus modeste qui le rend moins intéressant à l'échelle régionale, bien qu'il soit compétitif sur base de critères économiques.

Enfin, les projets pour lesquels les études de faisabilité n'ont pas encore été réalisées ne sont envisagés qu'à plus long-terme et ne sont pas considérés à l'horizon de l'étude.

Nom	Technologie	Combustible	Année de mise en service	Capacité
Balassa	Hydro	HYDRO	2018	181 MW
Koukoutamba	Hydro	HYDRO	2018	281 MW
Badoumbe	Hydro	HYDRO	2018	70 MW
Boureya	Hydro	HYDRO	2021	160 MW

Table 46 – Projets OMVS à l'horizon de l'étude

2.5.3.2. OMVG

L'OMVG est une organisation qui vise à coordonner les actions des quatre pays concerné par le bassin du fleuve Gambie : le Sénégal, la Guinée, la Gambie et la Guinée Bissau. Cette organisation envisage de nombreux projets, en plus de ceux déjà décidés (Sambangalou).

Les projets (**Saltinho**, **Digan** et **Fello-Sounga**) ont une capacité limitée. De plus, si le projet de Digan est fortement compétitif, les 2 autres le sont moins, d'un point de vue purement économique.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Nom	Technologie	Combustible	Année de mise en service	Capacité
Digan	Hydro	HYDRO	2018	93.3 MW

Table 47 – Projets OMVS à l'horizon de l'étude

2.5.4. Grands projets de production régionaux

Les projets régionaux retenus le sont sur base de critères purement économiques et dans le scénario de référence. Les variantes pourraient faire ressortir d'autres investissements. Par ailleurs, les études financières et environnementales devront confirmer ces projets.

2.5.4.1. PROJETS HYDROÉLECTRIQUES RÉGIONAUX

Le tableau ci-après présente les projets hydroélectriques qui ressortent du scénario de référence à l'échelle régionale.

Site	Pays	Capacité [MW]	Energie [GWh]	Année de mise en service
Souapiti	Guinée	515	2518	2018
Amaria		300	1435	2018
Grand Kinkon		291	720	2018
Kassa		135	528	2018
BonkonDiara		174	451	2020
Mano River	Liberia – Sierra Leone	180	795	2021
Bumbuna	Sierra Leone	350	1245	2018
Soubre	Côte d'Ivoire	270	1116	2018
Boutoubre		156	785	2018
Tiboto		225	1200	2018
Zungeru	Nigéria	700	3019	2018
Mambilla		2600	11 214	2018

Table 48 – Projets hydro-électriques à vocation régionale

Souapiti

Le site de l'aménagement hydroélectrique de Souapiti est situé sur le fleuve Konkouré Son aménagement permettra la construction d'un barrage en béton compact au rouleau (BCR) avec une côte de retenue normale de 230 m, une capacité totale du réservoir de 17300 hm³, un débit d'équipement de 545m³/S et une puissance installée de 515 MW, le réseau de transport 225 kv de l'OMVG offre des opportunités d'évacuation de l'énergie de Souapiti vers les pays de la sous région.

De plus, ce barrage permettrait la régularisation du débit en toute saison pour Kaléta

Le barrage initialement préconisé avait une puissance installée de 750 MW. Néanmoins, le volet environnemental et les impacts socio-économiques importants ont nécessité la révision de ce projet.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Amaria

Le Site de Amaria se trouve en Guinée Maritime en aval de la confluence entre le Konkouré et le Badi.

Trois variantes en fonction de la cote de la retenue sont envisagées. Le tableau ci-après résume les paramètres en fonction de la retenue :

Retenue	*[m]*	*60*	*80*	*100*
Production (énergie garantie)	[GWh/an]	440	1400	2450
Puissance installée	[MW]	120	300	665
Puissance garantie	[MW]	50	160	280

Table 49 – Description du projet Amaria

Le barrage initialement préconisé était en terre pour une cote de retenue normale de 93 m et une puissance installée de 665 MW. Néanmoins, le volet environnemental et les impacts socio-économiques importants ont néanmoins nécessité la révision de ce projet.

L'alternative retenue aujourd'hui consiste en un barrage avec une puissance installée de 300MW et une énergie garantie de 1435GWh.

Les pays bénéficiaires de ce projet seraient la Guinée et les pays connectés au réseau 225kV d'interconnexion. En effet, le site d'Amaria est idéalement situé sur le tracé de la ligne OMVG et à proximité des axes d'évacuation CLSG et Guinée-Mali (tronçon Linsan-Fomi).

Grand Kinkon

Le projet Grand Kinkon d'une capacité de 291 MW est très intéressant économiquement. De par sa taille et sa localisation à seulement 7 km du réseau OMVG, il a une vocation régionale qui mérite d'être soutenue.

Kassa

Malgré que sa capacité soit inférieure à 150MW, l'aménagement à buts multiples de Kassa a une vraie vocation régionale.

Située sur la rivière Koba à quelques kilomètres de la frontière entre la Guinée et la Sierra Léone, il permettra la construction d'un barrage en terre pour une puissance installée de 135 MW. La production d'énergie électrique pourra être évacuée à travers la ligne 225 KV prévue dans le cadre du WAPP (ligne CLSG).

Bonkon-Diara

Le projet Bonkon-Diara offre un potentiel intéressant de 174MW pour 451GWh/an.

Aucune étude de faisabilité ou d'impact n'a pu être collectée pour ce projet.

Néanmoins, il est idéalement situé d'un point de vue électrique, à proximité de la ville de Labé et sur la boucle OMVG entre Linsan et Tambacounda. Il permettrait d'alimenter la ville de Labé mais aussi les régions isolées du Sénégal, au même titre que Sambangalou.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Bumbuna

A Bumbuna, un groupe de 50 MW a été mis en service en 2010 et permet l'alimentation de la capitale Freetown.

L'extension du barrage de Bumbuna est envisagée. De plus, la localisation de ce projet sur le tracé de la ligne CLSG rendrait possible le partage de cette ressource à travers la région. Ce projet est très intéressant économiquement.

Mano River

Situé sur le tracé de la ligne CLSG, à la frontière entre le Sierra Leone et le Libéria, le site de Mano River est un projet régional très important.

Si les deux pays développent les ressources hydroélectriques nationales (Saint-Paul au Libéria et Bumbuna et Benkongor au Sierra Leone), l'intérêt de ce projet à une échelle plus vaste encore que celle des 2 pays justifiera totalement son statut régional.

Soubré

La Côte d'Ivoire dispose d'un réseau hydrographique dense caractérisé par quatre grands fleuves qui coulent du Nord au Sud. Ces fleuves sont de l'Ouest à l'Est :

- le Cavally,
- le Sassandra,
- le Bandama,
- la Comoé.

De ces quatre fleuves, le Sassandra a le plus important apport annuel et il est le moins affecté par les variations climatiques du fait de la situation en zone forestière de son bassin versant. Les études antérieures ont montré que les sites reconnus du bassin versant du Sassandra représentent une puissance équipable de 1100 MW pour un productible annuel de 5900 GWh. De ces sites, seul le barrage de Buyo avec 165 MW de puissance installée et 850 GWh de productible annuel est en service depuis 1980. Le fleuve Sassandra est donc équipé à 15% de sa potentialité. Ainsi, la réalisation du barrage hydroélectrique de Soubré se présente-elle comme une suite de la mise en valeur progressive du fleuve Sassandra.

Retenue	*[m]*	*RN 152*	*RN 157.5*	*RN 164*
Production (énergie garantie)	[GWh/an]	1116	1300	1480
Puissance installée	[MW]	270	288	328
Puissance garantie	[MW]	50	160	280
Nombre de personnes à déplacer		2955	6401	16285
Surface du lac de retenue	[km²]	17.3	60	172

Table 50 – Description du projet Soubré

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Les études antérieures avaient retenu comme variantes du projet les deux cotes 157.5 m IGCI et 164 m IGCI. Compte tenu de la situation préoccupante de l'impact environnemental du projet, le projet actuel considère un barrage à la cote 152 m IGCI.

Ce projet, situé à la jonction entre les pays de la zone B et les pays de la zone A pourrait être raccordé à un nœud important du réseau permettant son évacuation vers les pays traversé par la ligne CLSG, vers les régions nord au travers de l'axe Soubré-Man-Ferkessedougou-Sikasso/Bobo Dioulasso, ou enfin vers les régions Sud au travers de la dorsale Sud.

Boutoubré

Le site de Boutoubré situé à 50 km de la ville de Soubré en aval, à 80 km de la ville de Sassandra pourrait être équipé d'un barrage hydroélectrique pour augmenter la capacité du parc de production électrique de 156 MW et 785 GWh.

Tout comme le projet Soubré, le projet Boutoubré est localisé sur le fleuve Sassandra dont le potentiel est encore relativement inexploité.

Tout comme le projet Soubré, le projet Boutoubré se trouve à proximité de nombreux axes d'évacuation vers l'Ouest (axe CLSG), le nord (axe Nord-Sud Côte d'Ivoire et interconnexions Côte d'Ivoire-Mali et Côte d'Ivoire-Burkina Faso) et le Sud-est (dorsale Sud).

Tiboto

Le site de Tiboto, sur le Cavally, est le projet régional par excellence. Situé à la frontière entre le Libéria et la Côte d'Ivoire, il se justifie parfaitement économiquement.

Les études de faisabilité ne sont pas encore disponibles pour ce projet mais les points d'attention seront les aspects topographiques, géologiques, géotechniques et hydrologiques.

Zungeru

Le projet de centrale hydroélectrique de Zungeru est situé sur la rivière Kaduna dans l'état du Niger au Nigéria, en aval de la centrale hydro de Shiroro. Il permettrait au Nigéria de diminuer sa dépendance au gaz pour la production d'électricité. Enfin, il pourrait être utile à l'irrigation agricole des communautés locales. La variante retenue ici fait état de 700MW installés mais la capacité installée pourrait varier de 600MW à 950MW, avec des impacts différents sur l'environnement.

De plus, couplé au développement de la dorsale médiane, cet aménagement permettrait également l'alimentation des régions nord des pays voisins (Bénin, Togo, Ghana) à moindre coût.

Mambilla

En plus du projet à vocation régionale de Zungeru, le projet **Mambilla** (2600 MW**)** apparaît comme un projet très important pour la région.

Situé loin des frontières avec les autres pays de la région, il pourrait néanmoins être directement raccordé au réseau de la région au travers d'une ligne 760kV.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

2.5.4.2. PROJETS THERMIQUES RÉGIONAUX

La liste des projets thermiques économiquement compétitifs et répondant aux critères fixés pour être justifiés comme projets régionaux est très limitée et ce pour deux raisons :

- Deux projets régionaux ont déjà été décidés par le WAPP au Ghana (Aboadze) et au Bénin (Maria-Gleta) ;
- De nombreux projets cycles combinés ou au charbon sont déjà décidés par les pays (charbon-Sénégal,…).

Dès lors seuls 2 projets sont retenus :

Site	*Pays*	*Technologie*	*Capacité [MW]*	*Année de mise en service*
Salkadamna	Niger	Charbon	200	>2020
Sud	Togo	Cycle Combiné	450	2020

Table 51 – Projets thermiques à vocation régionale

Projet Charbon Niger

Le projet charbon au Niger est essentiel pour l'alimentation de la charge dans la région Nord-Est de la zone. En effet, dans cette région, les ressources gazières et hydroélectriques sont limitées, ce qui tend à augmenter fortement le coût marginal.

Notons que sur le plan purement économique, ce projet ne se justifierait qu'après 2020 mais cela sous-entend que de nombreux projets hydroélectriques soient construits dans les pays de la zone B et qu'aucune contrainte technique ne s'oppose à l'export de cette énergie vers les régions Nord de la zone. Il est dès lors vraisemblable que ce projet sera indispensable à plus courte échéance.

De plus, le projet de transport Corridor-Nord permettra le partage de cette énergie entre le Niger, le Burkina Faso, le Bénin et le Nigéria-Nord.

Projet Cycle Combiné Togo

Parmi les pays traversés par la dorsale Sud, le Togo est le seul à ne compter aucun projet de cycle combiné (WAPP ou national).

En l'absence d'un tel projet, le pays deviendrait fortement importateur et le gaz venant du Nigéria serait inexploité.

Dès lors, il est indispensable d'envisager un projet cycle combiné dans ce pays à plus long terme.

2.5.5. Projets régionaux de transport

A long terme, les projets hydroélectriques devraient devenir la clé de la production d'énergie en Afrique de l'Ouest. La Guinée ayant un immense réservoir est amenée à devenir fortement exportatrice dans les prochaines décennies. Les autres pays avec un fort potentiel hydroélectrique (notamment le Libéria, le Sierra Leone et la Côte d'Ivoire) devraient également contribuer de manière importante à la production d'électricité dans la région.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

En conséquence, les projets d'interconnexion de ces pays avec leurs voisins devraient être capitaux pour permettre l'exploitation optimale du potentiel hydroélectrique dans la région. Notons dès lors l'intérêt des projets déjà décidés ou planifiés que sont les axes Guinée – Mali, Mali - Côte d'Ivoire, l'interconnexion CLSG et la boucle OMVG. D'autres projets pourraient encore voir le jour pour renforcer cette région. Ces projets sont discutés ci-après

Les pays possédant le gaz naturel auront également un rôle important à jouer en termes de production d'électricité. L'interconnexion de la Côte d'Ivoire, du Ghana, du Togo, du Bénin et du Nigéria entre eux et avec les autres pays permettront l'exploitation optimale de cette ressource.

A contrario, les pays ne possédant pas de ressources hydroélectriques importantes et pas d'alimentation en gaz naturel (comme le Burkina Faso par exemple) deviendront naturellement importateurs d'électricité dans un marché basé exclusivement sur les critères économiques et sans contraintes de transit.

Dès lors, les axes permettant d'alimenter les régions importatrices d'électricité auront également un rôle considérable à jouer. Ainsi l'axe Mali - Burkina Faso - Ghana sera un tronçon très important pour l'alimentation de la demande en électricité du Centre-Nord de la région.

2.5.5.1. PROJETS ENVISAGÉS

Projet dorsale médiane

D'un point de vue purement économique, cette interconnexion n'est pas prioritaire.

En effet, étant donné les projets de production envisagés et proposés pour le Bénin (cycle combiné de Maria Gleta – 450 MW) et pour le Togo (cycle combiné standard – 450 MW), les régions Nord de ces pays seraient alimentées directement par les moyens de production locaux.

Néanmoins, si le projet Zungeru était envisagé à l'échelle régionale, il serait indispensable de construire un axe permettant l'évacuation de cette énergie vers les autres pays de la région. Etant donné la localisation de ce projet hydroélectrique, la Dorsale Médiane serait un excellent moyen de partager les ressources.

Enfin, rappelons que d'autres aspects, et notamment l'aspect technique pourraient modifier le statut de ce projet.

Interconnexions Libéria-Côte d'Ivoire

Une interconnexion côtière entre Monrovia au Libéria et San Pedro en Côte d'Ivoire est évoquée par les pays concernés. Ce projet permettrait notamment l'évacuation du projet hydroélectrique de Tiboto (Cavally), à la frontière entre les deux pays.

Etant donné que ce projet de production fait partie des projets très compétitifs et que ses caractéristiques justifient son caractère régional, cet axe devrait être construit en même temps que l'aménagement hydroélectrique.

Notons toutefois que l'utilité de ce projet pour l'évacuation du potentiel hydroélectrique du Sierra Leone et du Libéria ne ressort pas de l'étude économique. En effet, l'installation d'un second terne sur la ligne CLSG s'avère plus rentable que la construction de la ligne San-Pedro - Monrovia

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Interconnexions OMVS-OMVG

La première phase de la nouvelle interconnexion OMVS-OMVG concerne le tronçon **Kayes-Tambacounda**. Dès la mise en service du site hydraulique de Gouina (projet décidé, mise en service estimée en 2017), il faudra en effet renforcer le réseau 225kV vers Dakar afin que le Sénégal puisse bénéficier des parts de ce projet qui lui reviennent.

Sur base de considérations purement économiques, la demande du Sénégal serait plutôt alimentée localement par des unités au charbon alors que le potentiel hydroélectrique du Mali permettrait l'alimentation des zones nord de la région. L'axe Kayes-Tambacounda n'apparaît dès lors pas comme prioritaire.

Toutefois prenant en compte les quote-parts des pays dans les projets de l'OMVS, cette ligne est importante pour le Sénégal même si elle ne ressort pas de l'étude économique.

La seconde phase de l'interconnexion OMVS-OMVG concerne le tronçon **Linsan-Manantali** pour interconnecter les barrages en projet sur le territoire de Guinée : Boureya et Koukoutamba.

Les 2 projets de production sont parmi les projets les plus intéressants sur le plan économique. Néanmoins, ce tracé relie 2 zones fortement productrices d'électricité et ne permet pas réellement l'évacuation de la puissance vers des zones importatrices. De plus, le tracé de cet axe pourrait être revu pour des questions environnementales. Dès lors, d'autres alternatives devraient être envisagées pour Boureya et Koukoutamba. Etant donné que le bénéfice de ce tracé sur l'optimum économique se résume aux seuls projets hydroélectriques de la région, les aspects environnementaux seront décisifs pour définir le meilleur tracé pour cette interconnexion.

2.5.5.2. AUTRES OPTIONS D'INVESTISSEMENT

En plus des projets envisagés par des études précédentes, de nouveaux projets sont laissés à l'optimisation dans Prele.

Projet Guinée (Fomi) – Côte d'Ivoire (Boundiali)

Ce projet est très important pour permettre l'évacuation de la puissance hydroélectrique du Mali vers les régions Nord ayant un coût marginal très élevé. Il pourrait permettre notamment l'évacuation depuis les grands projets hydroélectriques envisagés en Guinée comme Souapiti, Amaria et Kassa et permettrait de faire baisser le coût marginal au Nord de la Côte d'Ivoire, dans la région de Sikasso au Mali et au Burkina Faso.

De plus, le coût d'investissement de ce projet devrait être relativement limité puisqu'il pourrait rejoindre l'axe Man-Laboa-Boundiali-Ferkessedougou à hauteur de Boundiali depuis Fomi. Dans ce cas, la longueur de la ligne à construire serait assez limitée. Le tracé devra être discuté sur base de critères environnementaux.

L'outil d'optimisation met cet axe en service dès 2018 pour une capacité installée estimée à 2*250MW. L'optimum économique veut par ailleurs que cet axe soit fortement chargé avec un flux moyen de 327MW en 2020.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Projet Guinée – Mali (Sikasso)

Ce projet devrait avoir un coût d'investissement plus élevé que le projet Guinée-Côte d'Ivoire (Nord) évoqué précédemment. En effet, cet axe Fomi-Sikasso est plus long que la connexion Fomi- Boundiali.

Dès lors, pour l'alimentation des régions Nord (nord de la Côte d'Ivoire, région de Sikasso au Mali et Burkina Faso), le tracé Guinée- Côte d'Ivoire (Nord) est préféré au tracé Guinée-Mali (Sikasso).

Renforcement des axes existant décidés ou planifiés

A long terme, l'outil d'optimisation envisage le doublement de certains tronçons déjà existant, décidés ou envisagés.

- L'alimentation de la région nord (Mali, Burkina Faso) depuis les sites hydroélectriques de Guinée nécessite le renforcement de plusieurs tronçons en amont et en aval de la ligne proposée Fomi-Boundiali. Ainsi, une seconde ligne pourrait être nécessaire sur le tronçon **Linsan-Fomi** de façon à évacuer la puissance produite aux alentours de Linsan par les centrales de Souapiti, Amaria et Grand-Kinkon notamment. Ce renforcement devrait être opéré dès l'arrivée de ces centrales hydroélectriques, soit 2018.
- De même, les tronçons **Boundiali-Ferkessedougou-Bobo** et **Bobo-Ouagadougou** devraient être renforcés pour permettre l'alimentation du Burkina Faso dès 2018.
- Etant donné les nombreux projets hydroélectriques envisagés au Sierra Leone et au Libéria (Bumbuna, Benkongor, Mano River, Mount Coffee et Saint-Paul), le **doublement de la ligne CLSG** pourrait devenir nécessaire après 2018. Cette ligne sera construite pour permettre la mise en service d'un second terne. Dès lors, le surcoût qui serait engendré devrait être limité.
- Dans la zone A, les nombreux projets thermiques envisagés dans les pays, et notamment les projets à envergure régionale que sont le cycle combiné de Maria Gleta et le cycle combiné standard proposé au Togo (envisagé après 2020) pourraient réclamer un **renforcement de la dorsale Sud** à long terme. En particulier le tronçon entre le Togo (Lomé) et le Bénin (Sakété) devrait être renforcé avec l'arrivée du projet régional de production (cycle combiné 450 MW) au Togo.
- La mise en service de la centrale de **Salkadamna** nécessitera la construction d'une ligne 330kV reliant cette centrale au Corridor Nord et permettant l'évacuation de la puissance produite vers le Bénin Nord et le Burkina Faso. De plus, un axe 132kV devrait être construit entre cette centrale et la région Centre-Est du pays pour permettre l'alimentation de cette région à un coût marginal plus faible.
- Enfin, au Nigéria, les renforcements Nord-Sud envisagés dans les plans de développement nationaux devraient être suffisants pour l'alimentation des régions Nord.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

2.5.5.3. SYNTHÈSE DES PROJETS RÉGIONAUX DE TRANSPORT

Le tableau ci-dessous reprend les principaux développements de transport sélectionnés par l'outil d'optimisation sur base de critères purement économiques, en plus des projets décidés et planifiés. De plus, les lignes qui se justifient de par les projets régionaux qui y sont associés sont indiquées en italique.

Nom	***Projet de production associé***	***Année de mise en service***	***Capacité***
Libéria (Monrovia) – Côte d'Ivoire (San Pedro)	*Tiboto*	*2018*	*150 MW*
Interconnexion OMVS (Linsan-Manantali)	*Koukoutamba, Boureya, Balassa, Badoumbé*	*2018*	250MW
Guinée(Fomi) - Côte d'Ivoire (Boundiali) (deux ternes)		2018	2x250 MW
Linsan – Fomi seconde ligne)	Souapiti	2018	250 MW
Boundiali-Ferke-Bobo (seconde ligne)		2018	250 MW
Bobo-Ouaga (seconde ligne)		2018	250 MW
Ligne CLSG (second terne)		>2020	250 MW
Dorsale Sud tronçon Lomé-Sakété (second terne)		>2020	312 MW
Salkadamana - Niamey	*Salkadamna*	*>2020*	*200 MW*
Salkadamana – Centre Est	*Salkadamna*	*>2020*	*100 MW*
Dorsale Médiane		*>2020*	*300 MW*

Table 52 – Synthèse des projets de transport régionaux (critères économiques)

2.5.5.4. FLUX MOYENS À L'HORIZON 2020

A l'horizon 2020, les tendances évoquées ci-avant, à savoir la tendance exportatrice des pays ayant un fort potentiel hydroélectrique devrait déjà être très marquée. Ainsi, l'axe Guinée – Mali – Burkina Faso, l'interconnexion CLSG et la boucle OMVG mais aussi une nouvelle ligne proposée reliant la Guinée au Nord de la Côte d'Ivoire sont très fortement chargés.

De plus, les axes permettant l'alimentation des régions nord depuis les régions ayant des ressources hydroélectriques ou gazières ont également un flux moyen élevé. On note ainsi les axes Mali-Burkina Faso-Ghana et Côte d'Ivoire-Burkina Faso.

La dorsale Sud est très chargée à l'horizon 2020. Cette tendance ira en s'accroissant après cette période, nécessitant entre autres le renforcement du tronçon entre le Togo et le Bénin.

Etant donné que la figure suivante représente les flux moyens à l'horizon 2020 dans le scénario de référence, le projet charbon du Niger n'est pas encore mis en service. C'est pourquoi le pays importe son énergie. Après la mise en service de l'unité de Salkadamna, le flux sera inversé sur le corridor Nord.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Figure 40 – Flux moyens sur les lignes d'interconnexion en 2020 - scénario de référence

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

2.6. Comparaison des scénarios

La comparaison entre le coût total actualisé

- De la solution optimale sans limite de transit entre pays ;
- Du scénario présentant l'optimisation des parcs de production nationaux sans augmentation des interconnexions et ;
- Du scénario de référence.

Renseignent du gain que la région peut espérer en termes d'optimisation de la production.

Le gain actualisé prend en compte la diminution de l'énergie non desservie, mais aussi la possibilité d'alimenter la charge avec des sources d'énergie plus compétitives.

Dans ce contexte, le gain maximal espéré pour la région de l'Afrique de l'Ouest a été estimé à près de 6 milliards de dollars soit plus de 10% du coût actualisé du scénario de référence. Rappelons toutefois que ce gain est hypothétique étant donné qu'il suppose que les lignes soient disponibles dès aujourd'hui et avec une capacité infinie. Il correspond à la différence entre les coûts des scénarios 1 et 2

Le scénario de référence présente le développement régional optimal du système électrique de production et de transport en tenant compte limites de transit sur les interconnexions. Dans ce cas, le gain espéré par rapport à la situation sans nouvelles interconnexions a été estimé à 3 milliards de dollars.

Résumé des coûts (kUSD)	***Scénario 1***	***Scénario 2***	***Scénario 3***
	Sans nouvelle interconnexion	Sans limite de transit	Scénario de référence
Coût des investissements			
Unités de génération	6 316 334	6 868 480	7 010 508
Lignes de transport			103 061
Coûts fixes des unités de génération	1 012 092	836 852	953 520
Coût variable de l'électricité (hors gaz naturel)	11 517 466	4 125 571	8 360 262
Coût du gaz naturel	39 373 910	40 352 594	38 701 317
Total	58 219 802	52 183 497	55 128 668

Table 53 – coûts des scénarios 1,2 et 3

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

2.7. Etudes de sensibilité

L'objectif de ce chapitre est d'analyser différentes variantes par rapport au scénario de référence, de sorte à faire ressortir l'influence de certains paramètres clés sur les résultats de l'optimisation.

Ces variantes analyseront successivement l'impact :

- D'un retard de 2 ans dans la mise en service des projets de transport planifiés ;
- D'une croissance plus faible de la charge dans les différents pays ;
- D'une contrainte de 10% de capacité de production renouvelable (hors hydro) à partir de 2020 ;
- D'un coût du fuel bas (basé sur 75$/bbl au lieu de 100$/bbl) ;
- D'un coût du fuel haut (basé sur 125$/bbl au lieu de 100$/bbl) ;
- D'un taux d'actualisation bas (de 8% au lieu de 10%) ;
- D'un taux d'actualisation haut (de 12% au lieu de 10%) ;
- D'une réduction des investissements possibles dans les projets hydroélectriques candidats en Guinée afin de prendre en compte les contraintes techniques et surtout les contraintes de financement liées à la mobilisation d'énormes capitaux.

Afin d'analyser l'impact de ces variantes, les coûts actualisés calculés pour celles-ci seront comparés avec ceux calculés pour le scénario de référence (présentés dans le tableau ci-dessous). Notons que ces coûts ne reprennent pas les coûts d'investissement des projets imposés n'impactant pas l'optimisation, c'est-à-dire les projets décidés et planifiés de transport ainsi que les projets décidés de production.

Résumé des coûts (kUSD)	***Scénario 3***
	Scénario de référence
Coût des investissements	
Unités de génération	7 010 508
Lignes de transport	103 061
Coûts fixes des unités de génération	953 520
Coût variable de l'électricité (hors gaz naturel)	8 360 262
Coût du gaz naturel	38 701 317
Total	55 128 668

Table 54 – coûts du scenario de référence

2.7.1. Variante avec retard des projets de transports

Cette variante consiste à considérer un retard de deux ans pour la mise en service des projets de transport retenus comme planifiés ainsi que pour le projet OMVG.

Etant donné que le projet OMVG se voit ainsi reculé à 2019, cette année a également été choisie (à la place de 2018) comme nouvelle année à partir de laquelle pouvaient être mises en service les lignes considérées ainsi que les renforcements et nouvelles interconnexions proposées par le Consultant.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Résumé des coûts (kUSD)	*Scénario 3*	*Scénario 4*
	Scénario de référence	Retard des projets de transport
Total	55 128 668	55 374 609

Table 55 – Coûts du scénario avec retard des projets de transport

Le principal changement de cette variante par rapport au scénario de référence est l'utilisation plus importante à court terme de combustibles liquides dans des unités locales pour la production électrique.

Les modifications importantes concernant les décisions d'investissement en production dans cette variante sont reprises ci-dessous:

- Le retard de la boucle OMVG à 2019 rend indispensable les investissements dans des unités thermiques candidates en Gambie (cycle combiné de 60 MW) ainsi qu'en Guinée Bissau (unité HFO de 55 MW). Il prolonge également l'utilisation des unités HFO dans les centres isolés de Ziguinchor et Tambacounda au Sénégal et rend nécessaire de nouveaux investissements en capacités thermiques pour alimenter ces centres (environ 28 MW et 30 MW additionnels investis respectivement dans chacun d'eux à partir de 2017 pour combler le déficit). Notons qu'avant 2019, les prix marginaux de l'électricité sont naturellement plus élevés dans cette variante que dans le cas de référence pour les nœuds précités.
- Le retard dans la connexion entre les nœuds de Linsan et Fomi en Guinée (projet Guinée-Mali retardé de 2016 à 2018) rend nécessaire l'investissement de 10 MW thermiques à Fomi à court terme avant l'apparition des projets hydroélectriques locaux.

Notons qu'il n'y a pas de différence majeure entre cette variante et le scénario de référence concernant les choix d'investissements dans les lignes considérées ainsi que dans les renforcements et nouvelles lignes proposées.

Cette variante confirme l'intérêt de développer les projets de transport planifiés ainsi que le projet OMVG aux dates de mise en service prévues. Si ces projets devaient conjointement accuser un retard de deux ans, un coût actualisé d'environ 246M$ supplémentaire devrait être supporté par les pays de la région.

2.7.2. Variante croissance faible de la demande

Cette variante consiste à considérer un scénario avec une croissance faible de la demande électrique, comparé au scénario de référence. La demande électrique prise en compte (pointe annuelle et énergie) correspond au scénario bas de la section 2.2.3.

Résumé des coûts (kUSD)	*Scénario 3*	*Scénario 5*
	Scénario de référence	Croissance faible de la demande
Total	55 128 668	49 337 339

Table 56 – Coûts du scénario avec croissance faible de la demande

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Prendre l'hypothèse d'une faible croissance de la demande permet de réduire chacun des postes de coûts visant à satisfaire cette demande à l'horizon de l'étude. Globalement, les coûts actualisés sont réduits de 10.5% par rapport au scénario de référence.

Les modifications importantes apportées par cette variante quant aux décisions d'investissement dans les unités de production candidates sont reprises ci-dessous:

- La mise en service d'un certain nombre de projets hydrauliques est retardée d'environ un an du fait de la demande plus faible. Il s'agit des projets de Mano River entre le Sierra Leone et le Libéria ainsi que Gribo Popoli en Côte d'Ivoire. Au Libéria, seul le site de St Paul 1B (78 MW) se justifie à l'horizon de l'étude mais plus le site de St Paul 2 (120 MW).
- Le phasage de la mise en service des tranches de la centrale Charbon de Salkadamna au Niger est également décalé de sorte que l'intégralité des 200 MW devront seulement être disponibles deux ans plus tard, par rapport au scénario de référence.
- Concernant les autres unités thermiques candidates, il est à noter qu'il n'y a, dans cette variante plus de nécessité de construire de cycle combiné en Gambie ni au Togo. De même, seul le projet candidat de second cycle combiné T3 (120 MW) est nécessaire au Ghana, avec une mise en service reportée de 6 ans par rapport au scénario de référence.

Les changements principaux concernant les décisions d'investissement dans les lignes de transport (projets considérés, renforcements, et nouveaux tracés proposés) sont repris ci-dessous:

- Dans cette variante, l'interconnexion Linsan-Manantali se justifie également pour les échanges de puissance entre la Guinée et le Mali
- La pose d'un 2e terne sur le tronçon Monrovia (Libéria) – Man (Côte d'Ivoire) du projet CLSG ne se justifie plus économiquement étant donné que moins de projets hydroélectriques sont investis dans ces pays.
- Le renforcement de la dorsale Sud entre le Togo et le Bénin n'est également plus justifié puisque le cycle combiné du Togo n'est plus sélectionné parmi les options d'investissement.

Notons que l'interconnexion proposée entre les sous-stations de Fomi en Guinée et Boundiali en Côte d'Ivoire reste intéressante dès 2020, même dans cette variante avec faible croissance de charge.

Cette variante tend à montrer que même en cas de croissance plus faible de la charge, les projets de transport régionaux permettant d'évacuer la puissance depuis la Guinée restent primordiaux pour la région. Par contre, le projet de cycle combiné du Togo qui a une vocation régionale ne se justifiera à l'horizon de l'étude que si la croissance de la charge est importante.

2.7.3. Variante renouvelable

Cette variante consiste à prendre une hypothèse volontariste d'investissement dans des capacités de production électriques renouvelables (hors hydroélectricité) de sorte que la quote-part de ces capacités dans la puissance totale installée de la région atteigne 10% à partir de 2020.

Cette contrainte correspond à une puissance d'environ 2500 MW de génération renouvelable devant être installée à l'horizon 2020.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Afin d'éviter la mise en service massive de capacités renouvelables durant la seule année 2020, il a été supposé que l'objectif serait atteint par paliers de 500 MW à partir de 2016.

Enfin, la quote-part de 10% de la pointe de charge annuelle a été maintenue jusqu'à la fin de la période d'étude. Ainsi, la capacité renouvelable imposée en 2025 atteint plus de 3500 MW.

Le tableau ci-dessous résume les contraintes de capacités minimales de production renouvelables imposées à l'optimisation pour chaque année au vu des remarques précédentes.

Année	***Capacité imposée de génération renouvelable (hors hydro) [MW]***
2016	500
2017	1000
2018	1500
2019	2000
2020	2500
2021	2700
2022	2900
2023	3150
2024	3400
2025	3650

Table 57 – Capacité renouvelable (hors hydro) imposée par année pour le scénario volontariste d'investissement en renouvelable

Afin d'atteindre ces objectifs, les projets renouvelables candidats déjà connus dans les pays de la région (présentés dans la section 2.2.4.2 « Plans de développement du parc de production») ont été imposés à l'optimisation.

En plus de ces projets candidats déjà connus et des projets renouvelables décidés, il a été nécessaire d'ajouter des options d'investissements supplémentaires dans les pays de la région, comme présenté dans le tableau ci-dessous.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Pays	*Technologies et capacités renouvelables prévues des projets décidés et candidats connus*	*Technologies et capacités renouvelables proposées pour investissements supplémentaires (à partir de 2016, à partir de 2021)*
Sénégal	biomasse (30MW) éolien (125MW) solaire photovoltaïque (7.5MW)	éolien (100MW, 100MW) solaire photovoltaïque (100MW, 100MW)
Gambie	éolien (11MW) solaire photovoltaïque (10MW)	éolien (40MW, 40MW) solaire photovoltaïque (20MW, 20MW)
Guinée Bissau	pas de projets renouvelables candidats connus	solaire photovoltaïque (20MW, 20MW)
Guinée	pas de projets renouvelables candidats connus	pas de technologies renouvelables proposées car investissements hydroélectriques massifs
Sierra Leone	biomasse (115MW) solaire photovoltaïque (5MW)	biomasse (125MW, 125MW)
Libéria	biomasse (35MW)	biomasse (35MW, 35MW) solaire photovoltaïque (20MW, 20MW)
Mali	biomasse (18MW) solaire photovoltaïque (80MW)	solaire photovoltaïque (150MW,150MW) solaire thermique (50MW,50MW) biomasse (20MW, 20MW)
Côte d'Ivoire	pas de projets renouvelables candidats connus	pas de technologies renouvelables proposées car investissements thermiques massifs avec gaz local et faibles ressources éoliennes et solaires
Ghana	éolien (150MW) solaire photovoltaïque (10MW)	éolien (100MW, 100MW) solaire photovoltaïque (100MW, 100MW)
Togo	éolien (20MW) solaire photovoltaïque (5MW)	éolien (50MW, 50MW) solaire photovoltaïque (25MW, 25MW)
Bénin	solaire photovoltaïque (30MW)	solaire photovoltaïque (70MW, 70MW)
Burkina Faso	solaire photovoltaïque (43MW) solaire thermique (4MW)	solaire photovoltaïque (150MW, 150MW) solaire thermique (50MW, 50MW)
Niger	éolien (30MW) solaire thermique (50MW)	éolien (30MW, 30MW) solaire photovoltaïque (20MW, 20MW)
Nigéria	pas de projets renouvelables candidats connus	éolien (300MW, 300MW) solaire photovoltaïque (250MW, 250MW) biomasse (200MW, 200MW)

Table 58 – Capacité et technologies renouvelable (hors hydro) des projets décidés, candidats connus et options d'investissement supplémentaires proposées

Les capacités et technologies proposées ont été choisies de sorte à éviter une part trop importante de production intermittente dans le mix énergétique de chaque pays ainsi qu'en essayant de développer les filières technologiques déjà existantes ou à haut potentiel dans chacun des pays (sur base des informations de la section 2.2.2.2 et du document « Renewable Energies in West Africa, Regional Report on Potentials and Markets – 17 Country Analyses » publié par le Ministère Fédéral Allemand pour la Coopération Economique et le Développement).

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

La répartition des capacités proposées sur les nœuds des pays a été choisie afin de correspondre à la localisation des ressources renouvelable locales ainsi qu'en tenant compte de l'importance de la charge. Les données utilisées pour les coûts et la disponibilité des ressources renouvelables sont celles présentées dans les sections 2.2.2.2 et 2.2.4.1.

Résumé des coûts (kUSD)	***Scénario 3***	***Scénario 6***
	Scénario de référence	Investissement renouvelable volontariste
Total	55 128 668	56 251 999

Table 59 – Coûts du scénario avec investissements renouvelables volontariste

Logiquement, la différence de coût avec le scénario de référence apparaît principalement dans des coûts d'investissements (et coût fixes) plus élevés pour les unités de génération dans la variante renouvelable. Ce surcoût est en partie compensé par la réduction permise dans la consommation de combustibles liquides et de gaz naturel, de sorte que l'augmentation globale des coûts actualisés comparés au scénario de référence s'élève au total à 1 123 M$, ce qui correspond, de manière relative, à une augmentation de 2%.

Les résultats de l'optimisation économique pour cette variante sont présentés dans les graphiques ci-dessous. Ceux-ci montrent pour 2020 et 2025 les capacités renouvelables totales qui devront être installées par pays et par type de technologie pour respecter la contrainte de 10% de capacité renouvelable installée dans la région.

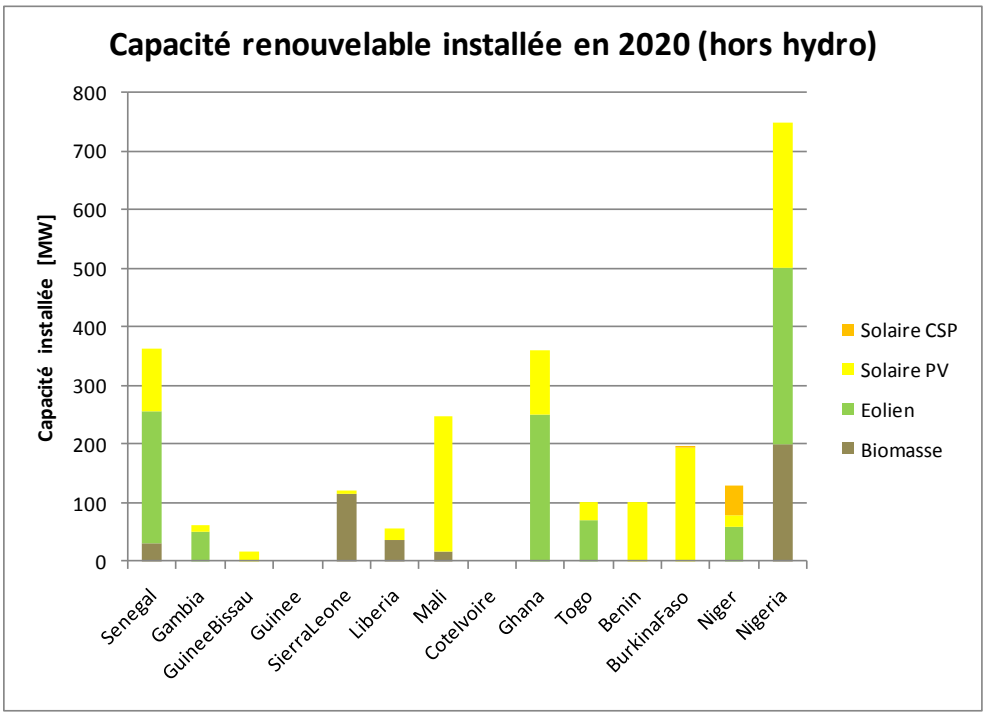


Figure 41 – Capacité renouvelable installée par pays en 2020 (hors hydro) pour le scénario investissement renouvelable volontariste

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

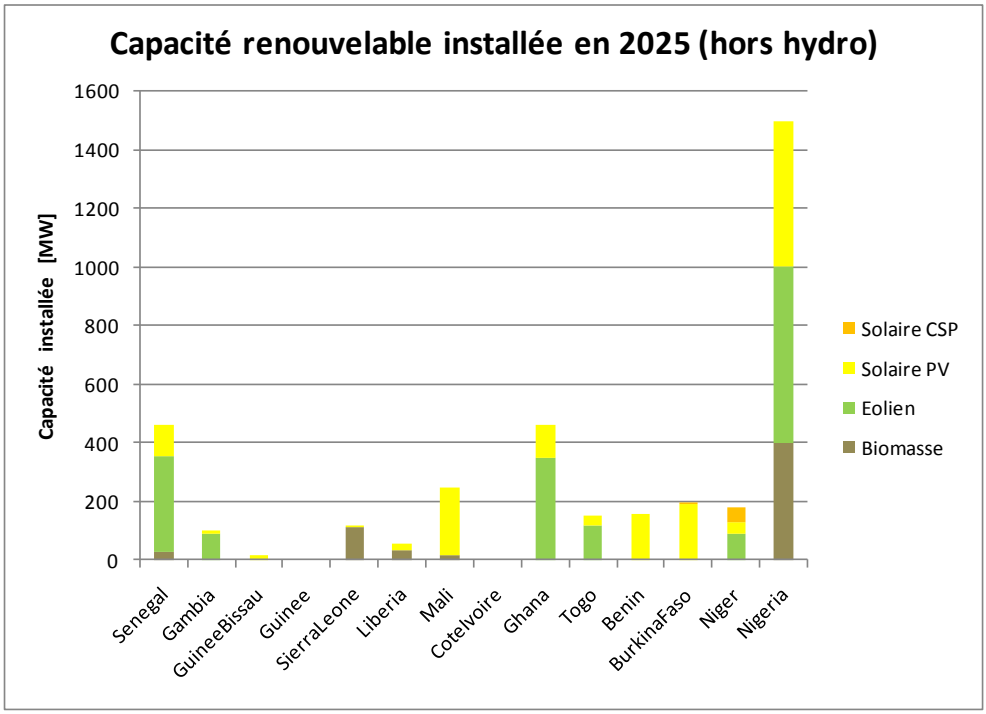


Figure 42 – Capacité renouvelable installée par pays en 2025 (hors hydro) pour le scénario investissement renouvelable volontariste

Diverses remarques peuvent être faites quant à ces résultats :

- Quand il est proposé comme candidat à l'investissement dans un pays, l'éolien est la première technologie à être retenue, grâce à son faible coût au kWh
- La biomasse est la deuxième technologie renouvelable la moins chère à grande échelle. Néanmoins les investissements supplémentaires proposés dans cette technologie (par rapport aux projets connus) ne sont retenus qu'au Nigéria. Ceci s'explique, par exemple, par le fait que le Sierra Leone, malgré son fort potentiel biomasse, peut développer des ressources hydroélectriques moins chères dans un but d'export d'énergie.
- Les investissements supplémentaires proposés dans la technologie photovoltaïque sont retenus pour compléter les 2 technologies précédentes de sorte à satisfaire la contrainte imposée.
- Hormis les projets solaires thermiques (CSP) déjà connus (et donc imposés dans cette variante) au Mali et au Niger, aucun nouveau projet ne ressort de l'optimisation. Ceci est du au coût du kWh élevé de cette technologie (essentiellement à cause des coûts d'investissement et des coûts fixes), bien plus haut que celui du solaire photovoltaïque et des autres technologies renouvelables.

Les modifications importantes concernant les décisions d'investissement en production thermique et hydroélectrique dans cette variante sont reprises ci-dessous:

- Au Libéria, les projets St Paul (1B et 2) ne se justifient plus à l'horizon de l'étude. Un certain nombre de projets hydro-électriques voient leur mise en service retardée : Digan (2 ans), Boureya (1 an), Kouravel (1 an), Manor River (1 an) et Gribo Popoli (1 an).
- La mise en service complète du projet charbon 200 MW à Salkadamna au Niger est retardée d'un an.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

- Il n'y a, dans cette variante plus de nécessité de construire de cycle combiné en Gambie. Le phasage de mise en service des cycles combinés candidats au Ghana est décalé dans le futur et environ 200 MW de moins sont investis dans ce type d'unités au Ghana à l'horizon 2025 comparé au scénario de référence. Le cycle combiné proposé au Togo reste intéressant, mais seulement à long terme, après 2022. Les 6000 MW de cycles combinés au Nigéria restent également intéressants et ce dès le court terme.

Les changements principaux concernant les décisions d'investissement dans les lignes de transport (projets considérés, renforcements, et nouveaux tracés proposés) sont repris ci-dessous:

- L'interconnexion Linsan-Manantali n'est plus réellement justifiée.
- Au Nigéria, environ 400 MW de capacité de transport en moins seront nécessaires entre le sud et le centre du pays en 2025, comparé au scénario de référence. Ceci est dû au fait que des projets éoliens et solaires photovoltaïques apparaissent dans les régions du nord et du centre pour cette variante.
- L'interconnexion proposée entre les sous-stations de Fomi en Guinée et Boundiali en Côte d'Ivoire reste très importante dans cette variante

En conclusion, il apparaît que le coût global d'investissement et d'exploitation du parc de production et du réseau de transport n'augmente pas de manière considérable lorsqu'une politique renouvelable est mise en place. De plus, une telle politique permettrait de diminuer la dépendance énergétique de certains pays (Burkina Faso et Gambie notamment) et de réduire la dépendance aux combustibles fossiles de pays très dépendants du gaz (le Nigéria notamment).

Ainsi, il serait possible de soutenir à l'échelle régionale :

- Un projet visant à la construction de un ou plusieurs **parcs éoliens pour une capacité installée de 200MW** à répartir entre **le Sénégal et la Gambie**. Ces pays possèdent en effet un potentiel intéressant le long de la façade atlantique. De plus, le Sénégal et la Gambie ont déjà des projets à l'échelle nationale, ce qui démontre la volonté de ces pays à développer ces ressources.
- La construction de **parcs éoliens pour un total de 300 MW au Nigéria** de façon à diminuer la dépendance énergétique du Nord Nigéria et à réduire la consommation de combustibles fossiles dans ce pays
- Le développement de **projets solaires photovoltaïques pour un total de 150 MW au Burkina Faso** (en plus des projets déjà envisagés par le pays et par les industries locales) de façon à réduire le coût marginal du pays. Le pays possède en effet un potentiel PV intéressant et affiche sa volonté à développer des énergies renouvelables sur son territoire.
- Le développement de **projets solaires photovoltaïques pour un total de 150 MW au Mali** (en plus des projets déjà envisagés par le pays et par les industries locales) de façon à réduire l'import d'énergie dans ce pays et à tirer parti du potentiel PV intéressant sur son territoire.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

2.7.4. Variante prix bas des combustibles

Cette variante a pour but d'analyser l'effet d'un coût de combustible diminué par rapport au scénario de référence. Pour ce faire, les prix de combustible considérés ont été alignés sur un prix du pétrole brut à 75$/bbl au lieu de 100$/bbl dans le scénario de référence. Les valeurs de ces prix abaissés sont reprises dans la section 2.2.2.1 « Prix des combustibles ». Notons que les prix considérés pour les combustibles de type biomasse n'ont pas été adaptés étant donné leur faible sensibilité par rapport au prix du pétrole brut.

Résumé des coûts (kUSD)	***Scénario 3***	***Scénario 7***
	Scénario de référence	Prix bas des combustibles
Total	55 128 668	44 647 252

Table 60 – Coûts du scénario avec prix bas des combustibles

Une réduction considérable de 19% des coûts totaux actualisés est observable dans cette variante comparée au scénario de référence. Cette réduction est essentiellement due à la réduction du coût du gaz naturel qui permet, à elle seule de réduire les coûts totaux actualisés d'environ 15%.

Les modifications importantes concernant les décisions d'investissement en production dans cette variante sont reprises ci-dessous:

- La mise en service d'un certain nombre de projets hydroélectriques est retardée par l'optimisation étant donné la possibilité d'alimenter la charge avec des unités thermiques à plus faible coût. La mise en service de Kétou au Bénin est ainsi retardé de 5 ans par rapport au scenario de référence; les sites de Mano River entre le Sierra Leone et le Libéria, Gribo Popoli en Côte d'Ivoire se voient retardés de 3 ans; enfin, le site d'Aboisso Comoé en Côte d'Ivoire est retardé de 2 ans. Au Libéria, les projets St Paul (1B et 2) ne se justifient plus à l'horizon de l'étude.
- Concernant les unités de production candidates au charbon, il est à noter que le projet de 200 MW à Salkadamna au Niger n'est ici plus justifié par l'optimisation économique
- Au Ghana, l'investissement dans des cycles combinés au gaz est renforcé: 200 MW de plus sont investis dans ces unités à l'horizon 2025 par rapport au scénario de reference.

Notons que l'investissement dans 6000 MW de cycles combinés au Nigéria qui ressortait du scénario de référence est toujours justifié dans cette variante, et ce malgré un coût du gaz moindre qui ne suffit donc pas à justifier l'utilisation de turbines à gaz en cycle ouvert de plus faible rendement pour un fonctionnement en base.

De manière générale, notons également que la proportion d'électricité générée à l'horizon de l'étude par les unités thermiques fonctionnant au gaz et aux combustibles liquides augmente dans cette variante, au détriment des unités hydroélectriques.

Les changements principaux concernant les décisions d'investissement dans les lignes de transport (projets considérés, renforcements, et nouveaux tracés proposés) pour cette variante sont repris ci-dessous:

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

- Dans cette variante, l'interconnexion Linsan-Manantali se justifie également pour les échanges de puissance entre la Guinée et le Mali
- La pose d'un 2e terne sur le tronçon Monrovia (Libéria) – Man (Côte d'Ivoire) du projet CLSG ne se justifie plus économiquement.
- L'interconnexion proposée entre les sous-stations de Fomi en Guinée et Boundiali en Côte d'Ivoire est légèrement moins chargée dans cette variante étant donné que moins de projets hydroélectriques sont sélectionnés par l'optimum économique mais elle reste néanmoins compétitive.

2.7.5. Variante prix haut des combustibles

Cette variante a pour but d'analyser l'effet d'un coût de combustible augmenté par rapport au scénario de référence. Pour ce faire, les prix de combustible considérés ont été alignés sur un prix du pétrole brut à 125$/bbl au lieu de 100$/bbl dans le scénario de référence. Les valeurs de ces prix augmentés sont reprises dans la section 2.2.2.1 « Prix des combustibles ». Notons que les prix considérés pour les combustibles de type biomasse n'ont pas été adaptés étant donné leur faible sensibilité par rapport au prix du pétrole brut.

Résumé des coûts (kUSD)	***Scénario 3***	***Scénario 8***
	Scénario de référence	Prix haut des combustibles
Total	55 128 668	65 374 071

Table 61 – Coûts du scénario avec prix haut des combustibles

Une augmentation significative de 18.5% des coûts totaux actualisés est observable dans cette variante comparée au scénario de référence. Cette croissance est essentiellement due au coût du gaz naturel qui, à lui seul, augmente les coûts totaux actualisés d'environ 15%.

Les modifications importantes concernant les décisions d'investissement en production dans cette variante sont reprises ci-dessous:

- Certains projets hydroélectriques qui ne ressortaient pas de l'optimisation dans le scénario de référence se justifient économiquement dans cette variante pour une mise en service entre 2020 et 2025. Il s'agit des projets Fello Sounga (OMVG) en Guinée, Tiassalé en Côte d'Ivoire et Gambou au Niger.
- La mise en service de certains projets est également avancée par rapport au scénario de référence. Il s'agit notamment du projet de Gribo Popoli en Côte d'Ivoire (4 ans). Au Libéria, le site de St Paul 1B (78 MW) se justifie dès 2018 et celui de St Paul 2 (120 MW) dès 2021 au lieu de 2023 et 2024 respectivement dans le scénario de référence.
- Concernant les projets charbon, celui de Salkadamna au Niger est, dans cette variante, justifié dès 2015 soit 7 ans en avance comparé au scénario de référence.
- Deux projets renouvelables (hors hydro) qui ne ressortaient pas de l'optimisation dans le scénario de référence se justifient économiquement dans cette variante. Il s'agit des projets biomasse (bagasse) Sosumar au Mali et du projet éolien de 20MW au Togo, qui deviennent intéressants dès 2013-2014.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Notons que cette variante ne remet pas en cause l'intérêt d'un cycle combiné au sud Togo qui ressortait du scénario de référence.

De manière générale, notons que, logiquement, la proportion d'électricité générée dans cette variante à l'horizon de l'étude par les unités thermiques fonctionnant au gaz et aux combustibles liquides (à haut coûts) diminue au profit des unités hydroélectriques et charbon (dont l'augmentation de coût n'apparaît pas pénalisante).

Les changements principaux concernant les décisions d'investissement dans les lignes de transport (projets considérés, renforcements, et nouveaux tracés proposés) pour cette variante sont repris ci-dessous:

- L'interconnexion Linsan-Manantali n'est plus justifiée sur d'autres plans que le partage des ressources hydroélectriques de Boureya et Koukoutamba.
- La pose d'un 2e terne sur le tronçon Monrovia (Libéria) – Man (Côte d'Ivoire) du projet CLSG est économiquement justifiée à plus court terme que dans le scénario de référence.

2.7.6. Variante avec taux d'actualisation bas

Cette variante a pour but d'analyser l'impact d'un taux d'actualisation bas fixé à 8% au lieu de 10% dans le scénario de référence, de sorte à refléter un plus faible coût du capital.

Les modifications importantes concernant les décisions d'investissement en production dans cette variante sont reprises ci-dessous:

- Certains projets hydroélectriques qui ne ressortaient pas de l'optimisation dans le scénario de référence se justifient économiquement dans cette variante pour une mise en service entre 2020 et 2025. Il s'agit des projets Fello Sounga (OMVG) en Guinée, Tiassalé en Côte d'Ivoire, Tététou au Togo, et Gambou au Niger.
- La mise en service de certains projets est également avancée par rapport au scénario de référence. Il s'agit notamment du projet de Gribo Popoli en Côte d'Ivoire (4 ans). Au Libéria, les sites de St Paul 1B et St Paul 2 (120 MW) se justifient tous les deux dès 2018 comparé à 2023 et 2024 respectivement dans le scénario de référence.
- Concernant les projets charbon, celui de Salkadamna au Niger est, dans cette variante, justifié dès 2015-2016 soit 7 ans en avance comparé au scénario de référence.
- Le phasage de la mise en service des projets Ghanéens de cycles combinés est légèrement décalé dans le futur.

Les changements principaux concernant les décisions d'investissement dans les lignes de transport (projets considérés, renforcements, et nouveaux tracés proposés) pour cette variante sont repris ci-dessous:

- L'interconnexion Linsan-Manantali n'est plus justifiée sur d'autres plans que le partage des ressources hydroélectriques de Boureya et Koukoutamba.
- La pose d'un 2e terne sur le tronçon Monrovia (Libéria) – Man (Côte d'Ivoire) du projet CLSG est économiquement justifiée à plus court terme que dans le scénario de référence.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

- Un renforcement supplémentaire de l'axe Ivoirien entre Abidjan et Soubré pourrait dans cette variante être justifié, de sorte à permettre au total un transit de 600 MW à partir de 2020.
- L'interconnexion proposée entre les sous-stations de Fomi en Guinée et Boundiali en Côte d'Ivoire reste très intéressante dans cette variante..

Notons que ces conclusions sont très proches de celles qui émanaient de la variante considérant un prix haut des combustibles. Ceci est logique étant donné qu'un faible taux d'actualisation favorise les investissements (par exemple dans des unités de production hydroélectriques ou charbon ainsi que dans les lignes de transport) permettant d'éviter des coûts d'exploitation dans le futur (qui une fois actualisés sont plus chers avec un taux d'actualisation bas).

2.7.7. Variante avec taux d'actualisation haut

Cette variante a pour but d'analyser l'impact d'un taux d'actualisation haut fixé à 12% au lieu de 10% dans le scénario de référence, de sorte à refléter un plus haut coût du capital.

Les modifications importantes concernant les décisions d'investissement en production dans cette variante sont reprises ci-dessous:

- L'investissement dans un certain nombre de projets hydroélectriques est retardé par l'optimisation dans cette variante. Il s'agit des sites de Mano River entre le Sierra Leone et le Libéria (4 ans), Gribo Popoli (3ans) et Aboisso Comoé en Côte d'Ivoire (3 ans). Au Libéria, les projets St Paul (1B et 2) ne se justifient plus économiquement à l'horizon de l'étude.
- Concernant les unités de production candidates au charbon, il est à noter que le projet à Salkadamna au Niger n'est ici plus justifié que pour 100 MW en 2024-2025 (au lieu des 200 MW possibles et investis dans le scénario de référence).
- Au Ghana, l'investissement dans des cycles combinés au gaz au Ghana est renforcé: 163 MW de plus sont investis dans ces unités à l'horizon 2025 par rapport au scénario de référence

Notons que l'investissement dans 6000 MW de cycles combinés au Nigéria qui ressortait du scénario de référence est toujours justifié dans cette variante, de même que l'investissement dans un cycle combiné 450 MW au Togo.

Les changements principaux concernant les décisions d'investissement dans les lignes de transport (projets considérés, renforcements, et nouveaux tracés proposés) pour cette variante sont repris ci-dessous:

- La pose d'un 2e terne sur le tronçon Monrovia (Libéria) – Man (Côte d'Ivoire) du projet CLSG ne se justifie plus économiquement.
- L'interconnexion proposée entre les sous-stations de Fomi en Guinée et Boundiali en Côte d'Ivoire est dans cette variante légèrement moins justifiée.

Tout comme le scénario avec taux d'actualisation bas était très proche du scénario avec des prix de combustibles hauts, cette variante avec un taux d'actualisation haut est relativement similaire à celle avec des prix de combustibles bas.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

2.7.8. Variante avec réduction des projets hydroélectriques candidats en Guinée

Cette variante a pour but de considérer des capacités d'investissement limitées dans les projets hydroélectriques candidats situés en Guinée comparé au scénario de référence.

Pour ce faire, des projets moins avancés sur le plan des études ou situés plus loin du réseau 225kV décidé et planifié pour la Guinée n'ont pas été considérés.

Résumé des coûts (kUSD)	***Scénario 3***	***Scénario 11***
	Scénario de référence	Réduction des projets hydroélectriques candidats en Guinée
Total	55 128 668	55 303 181

Table 62 – Coûts du scénario avec réduction des projets hydroélectriques candidats en Guinée

En termes de coûts totaux actualisés, cette variante correspond à un surcoût modéré de 175 M$ sur la période d'étude comparé au scénario de référence, soit 0.3% d'augmentation. Les coûts d'investissements sont globalement abaissés étant donné le plus faible nombre de projets hydroélectriques (chers à l'investissement comparés aux solutions thermiques) ainsi que la capacité de transport moins importante nécessaire pour exporter la production de ceux-ci. Les coûts d'exploitations, et en particulier les coûts liés à la consommation de gaz naturels sont quant à eux logiquement augmentés, de sorte à aboutir au surcoût mentionné.

Mis à part la diminution de la part de production hydroélectrique de la Guinée, les modifications importantes ressortant de l'optimisation économique dans cette variante sont listées ci-dessous:

- La mise en service de certains projets hydroélectriques est avancée par rapport au scénario de référence, de sorte à combler le déficit en énergie lié aux projets écartés en Guinée : Gribo-Popoli en Côte d'Ivoire (avancé de 3 ans), Saint Paul 1B et Saint Paul 2 au Libéria (avancés de 2 ans).
- 180 MW de cycle combinés supplémentaires se justifient au Ghana à l'horizon de l'étude dans cette variante, permettant de compenser le manque en import d'énergie hydroélectrique.

Les changements principaux concernant les décisions d'investissement dans les lignes de transport (projets considérés, renforcements, et nouveaux tracés proposés) pour cette variante sont présentés ci-dessous:

- L'interconnexion Linsan-Manantali n'est plus justifiée sur d'autres plans que le partage des ressources hydroélectriques de Boureya et Koukoutamba.
- La pose d'un deuxième terne sur le tronçon CLSG entre Monrovia (Libéria) et Man (Côte d'Ivoire) se justifie à plus court-terme que dans le scénario de référence et ce afin d'exporter plus d'énergie à partir des sites hydroélectriques du Libéria et de Sierra Leone.

L'interconnexion proposée entre les sous-stations de Fomi en Guinée et Boundiali en Côte d'Ivoire est dans cette variante moins justifiée étant donné que moins de projets hydroélectriques sont envisagés en Guinée

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

2.7.9. Synthèse des variantes

Les variantes montrent qu'en fonction de l'évolution des grands paramètres macro-économiques que sont les facteurs de croissance, le facteur d'actualisation et l'évolution des prix des combustibles, deux comportements complètement différents pourraient survenir.

D'une part, si le taux d'actualisation venait à diminuer ou que le prix des combustibles fossiles augmentait, les projets hydroélectriques seraient largement favorisés au détriment des projets thermiques (gaz naturel et charbon).

D'autre part, si le taux d'actualisation venait à augmenter ou que le prix des combustibles fossiles diminuait, les projets hydroélectriques seraient largement défavorisés au profit des projets thermiques.

Dès lors, il est important de maintenir un mix énergétique équilibré entre les différentes ressources afin d'assurer un coût actualisé raisonnable en toutes circonstances.

Enfin, si une politique énergétique basée sur les énergies renouvelables était mise en place à l'échelle de l'Afrique de l'Ouest, le coût actualisé ne serait que moyennement impacté (2%) et permettrait à certaines régions ne possédant que peu de ressources hydroélectriques ou gazières de réduire leur dépendance énergétique.

2.8. Conclusion: Liste provisoire des projets prioritaires basée sur les critères économiques

La liste provisoire de projets prioritaires présentée ci-après et basée sur l'étude économique concerne des projets de transport et de production qui s'ajoutent aux projets de transports déjà décidés et planifiés et aux projets de production décidés qui ne seront pas remis en cause et sont décrits dans les données en 0 et 0.

2.8.1. Projets de production prioritaires

Le plan optimal de développement de la région de l'Afrique de l'Ouest qui ressort de cette étude et qui est basé sur un modèle d'optimisation exclusivement économique tend à montrer qu'il est indispensable de développer les **ressources hydroélectriques** dans les pays de la zone B, en Côte d'Ivoire et au Nigéria.

Les régions montagneuses de la Guinée Forestière et du Fouta Djalon sont la source de nombreux cours d'eau qui alimentent la Guinée elle-même mais aussi le Libéria et le Sierra Leone.

C'est pourquoi des entités régionales (OMVS et OMVG) envisagent la mise en valeur du potentiel de la Guinée, notamment au travers des projets, ***Boureya****,* ***Koukoutamba*** *et* ***Balassa*** *(OMVS). Ces projets méritent d'être soutenus prioritairement à l'échelle régionale.*

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

En plus de ces projets, de nombreux autres aménagements sont envisagés pour la Guinée. Néanmoins, pour des raisons techniques, environnementales et financières mais aussi afin d'assurer un coût de développement raisonnable en toutes circonstances (et notamment si le coût des combustibles venait à baisser ou que le taux d'actualisation augmentait), il n'est pas raisonnable d'envisager la mise en service d'autant de centrales hydroélectriques. Parmi les grands projets envisagés dans le pays, le projet de ***Kassa B*** *est certainement l'un des projets à soutenir au niveau régional, d'abord parce que son coût par GWh est l'un des plus bas et ensuite parce qu'il a une vraie vocation régionale de par sa situation à quelques kilomètres de la frontière entre la Guinée et le Sierra Léone. Les projets de* ***Grand Kinkon****, de* ***Souapiti*** *et* ***d'Amaria*** *ont également un très grand intérêt régional de par leur compétitivité économique et leur taille. Une attention particulière devra néanmoins être apportée à ces projets sur le point de vue environnemental.*

Au Sierra Leone, le projet de **Bumbuna** *est économiquement totalement justifié et est idéalement situé sur le tracé de la ligne CLSG.*

De plus, le projet de ***Tiboto*** *situé à la frontière entre le Libéria et la Côte d'Ivoire possède un coût du GWh relativement compétitif. Dès lors, il pourrait être retenu comme un projet prioritaire pour les pays. Notons toutefois que ce projet ne peut être évacué qu'au travers d'une ligne 225kV à construire entre Monrovia et San Pedro*

Parmi les projets internes à la Côte d'Ivoire, le projet de ***Soubré*** *a un coût du GWh légèrement plus important que Boutoubré mais la taille de ce projet (270 MW) et l'avancement des études préliminaires sont telles que ce projet devrait être envisagé en priorité.*

Enfin, le projet ***Zungeru*** *(dans la partie Ouest du Nigéria) et le projet* ***Mambilla*** *(sur le tracé de la ligne 760kV qui traversera le Nigéria) pourraient être envisagé à l'échelle régionale.*

Dans un cadre régional où les paramètres macro-économiques pourraient influencer fortement le coût actualisé, il est important de maintenir un **mix énergétique équilibré** entre les différentes ressources afin d'assurer un coût de développement raisonnable en toutes circonstances. C'est pourquoi des projets thermiques doivent être considérés comme des projets prioritaires.

Aujourd'hui deux projets prioritaires ont déjà été mis en évidence par le WAPP. Il s'agit des cycles combinés d'Aboadze au Ghana et Maria-Gleta au Bénin.

En plus de ces projets et des projets décidés par les pays, deux projets apparaissent comme cruciaux à l'échelle régionale.

Le projet ***charbon au Niger*** *est essentiel pour l'alimentation de la charge dans la région Nord-Est de la zone. En effet, dans cette région, les ressources gazières et hydroélectriques sont limitées, ce qui tend à augmenter fortement le coût marginal. Dans le scénario de référence, ce projet n'était envisagé qu'à long-terme (après 2020) mais les variantes ont montré que ce projet pouvait devenir crucial à plus court-terme. Le projet de transport Corridor-Nord permettra le partage de cette énergie entre le Niger, le Burkina Faso, le Bénin et le Nigéria-Nord.*

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

*Le projet **cycle combiné au Togo** est important pour la région. En effet, parmi les pays traversés par la dorsale Sud, le Togo est le seul à ne compter aucun projet de cycle combiné (WAPP ou national). En l'absence d'un tel projet, le pays deviendrait fortement importateur et le gaz venant du Nigéria serait inexploité. Notons toutefois qu'un coût de fuel élevé ou un taux d'actualisation bas sont défavorables aux projets thermiques en général et à ce projet en particulier.*

Enfin, les variantes ont montré que si un scénario volontariste de développement d'énergie renouvelable était mis en place, à l'échelle de l'Afrique de l'Ouest, le coût actualisé ne serait que moyennement impacté (2%) et permettrait à certaines régions ne possédant que peu de ressources hydroélectriques ou gazières de réduire leur dépendance énergétique.

Ainsi, il serait important de soutenir prioritairement les projets renouvelables suivants :

- *Un projet visant à la construction de un ou plusieurs **parcs éoliens pour une capacité installée de 200MW** à répartir entre **le Sénégal et la Gambie**. Ces pays possèdent en effet un potentiel intéressant le long de la façade atlantique. De plus, le Sénégal et la Gambie ont déjà des projets à l'échelle nationale, ce qui démontre la volonté de ces pays à développer ces ressources.*
- *La construction de **parcs éoliens pour un total de 300 MW au Nigéria** de façon à diminuer la dépendance énergétique du Nord Nigéria et à réduire la consommation de combustibles fossiles dans ce pays*
- *Le développement de **projets solaires photovoltaïques pour un total de 150 MW au Burkina Faso** (en plus des projets déjà envisagés par le pays et par les industries locales) de façon à réduire le coût marginal du pays. Le pays possède en effet un potentiel PV intéressant et affiche sa volonté à développer des énergies renouvelables sur son territoire.*
- *Le développement de **projets solaires photovoltaïques pour un total de 150 MW au Mali** (en plus des projets déjà envisagés par le pays et par les industries locales) de façon à réduire son import d'énergie et à tirer parti du potentiel PV intéressant sur son territoire.*

En conclusion les projets de production jugés prioritaires sur base de critères économiques sont les suivants :

Nom du projet	*Pays*	*Technologie*	*Année de mise en service*
Balassa, Boureya, Koukoutamba (OMVS)	Guinée	Hydro	2020
Grand Kinkon	Guinée	Hydro	2018
Kassa B	Guinée /Sierra Leone	Hydro	2018
Souapiti	Guinée	Hydro	2018
Amaria	Guinée	Hydro	2018
Bumbuna	Sierra Leone	Hydro	2018
Tiboto	Libéria / Côte d'Ivoire	Hydro	2018
Soubré	Côte d'Ivoire	Hydro	2018
Zungeru	Nigeria	Hydro	2018
Mambilla	Nigeria	Hydro	2018
Salkadamna	Niger	Coal	2020
Cycle Combiné	Togo	Nat. Gas	2020
Parc 200 MW	Sénégal / Gambie	Eolien	2016-2020

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Parc 300 MW	Nigéria	Eolien	2016-2020
Parc 150 MW	Burkina Faso	Solaire PV	2016-2020
Parc 150 MW	Mali	Solaire PV	2016-2020

Table 63 – Projets prioritaires de production

2.8.2. Projets de transport prioritaires

Le développement du plan optimal de développement en fonction des paramètres macro-économiques a montré l'intérêt de développer massivement les projets hydroélectriques en Afrique de l'Ouest mais aussi de veiller à maintenir un mix énergétique équilibré de façon à conserver un coût de développement raisonnable en toutes circonstances.

De plus, le faible surcoût engendré par une politique volontariste en matière d'énergies renouvelables pourrait inciter les pays à investir dans de telles ressources.

Il est dès lors nécessaire de renforcer le réseau de transport de façon à permettre l'optimisation des échanges entre les régions possédant des ressources hydroélectriques, gazières et renouvelables.

Quels que soient les paramètres de demande, de prix du combustible et de taux d'actualisation considérés, il s'avère que le projet ***Guinée(Fomi) - Côte d'Ivoire (Boundiali)*** *est toujours un projet très important pour la région. Ce projet devrait être considéré comme un projet prioritaire dès 2018. De plus, les projets en amont* ***(Linsan-Fomi)*** *et en aval* ***(Boundiali-Ferkessedougou-Bobo*** *et* ***Bobo-Ouagadougou)*** *devront être renforcés*

Le renforcement des axes permettant l'export de l'énergie produite en Guinée, au Sierra Leone et au Libéria sera d'autant plus important que de nombreux projets hydroélectriques seront investis dans ces pays et que les pays voisins développeront moins de projets à l'échelle nationale. Ainsi, le renforcement de ***la ligne CLSG*** *pourrait devenir crucial à long terme (>2020).*

De plus, étant donné l'importance de développer également les ressources gazières dans les pays au Sud de la Zone A, la ***Dorsale Sud*** *sera un maillon critique qui pourrait nécessiter un renforcement à long-terme (>2020).*

En outre, certains projets de transport sont directement associés à des projets de production jugés prioritaires sur base de critères économiques.

La ***Dorsale Médiane*** *permettrait le partage de la production de Zungeru entre les différents pays de la région.*

L'interconnexion ***Monrovia-San Pedro*** *permet le partage de l'énergie produite par Tiboto entre la Côte d'Ivoire et le Libéria. Cet investissement est plus cher que la construction d'un second terne sur la ligne CLSG mais si le projet Tiboto est décidé, cette ligne devra être construite et elle pourra alors suppléer le second terne de CLSG.*

Dans la plupart des scénarios envisagés, ***l'interconnexion OMVS entre Linsan et Manantali*** *ne se justifie économiquement que par la présence de sites hydroélectriques importants (Balassa, Koukoutamba, Boureya) sur son tracé. Néanmoins, étant donné l'intérêt majeur que représente chacun de ces projets, cette ligne devrait être jugée comme prioritaire.*

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Enfin, la centrale au charbon de ***Salkadamna*** *étant localisée relativement loin du réseau, une ligne devra être construite en même temps que la centrale de façon à permettre son raccordement au réseau interconnecté (corridor Nord). De plus, une seconde ligne pourrait être construite entre Salkadamna et la région Centre-Est du pays.*

Le tableau ci-dessous reprend les principaux développements de transport sélectionnés par l'outil d'optimisation sur base de critères purement économiques, en plus des projets décidés et planifiés. De plus, les lignes qui se justifient de par les projets régionaux qui y sont associés sont indiquées en italique.

Nom	***Projet de production associé***	***Année de mise en service***	***Capacité***
Dorsale Médiane	*Zungeru*	*>2020*	*300 MW*
Libéria (Monrovia) – Côte d'Ivoire (San Pedro)	*Tiboto*	*2018*	*150 MW*
Interconnexion OMVS – OVMG (Tambacounda – Kayes)	*Gouina*	*2017*	250MW
Interconnexion OMVS (Linsan - Manantali	*Koukoutamba, Boureya, Balassa*	*2018*	250MW
Guinée(Fomi) - Côte d'Ivoire (Boundiali)		2018	2x250 MW
Linsan-Fomi (seconde ligne)		2018	250 MW
Boundiali-Ferke – Bobo (seconde ligne)		2018	250 MW
Bobo – Ouaga (seconde ligne)		2018	250 MW
Ligne CLSG (second terne)		>2020	250 MW
Dorsale Sud tronçon Lomé-Sakété (seconde ligne)		>2020	312 MW
Salkadamana - Niamey	*Salkadamna*	*>2020*	*200 MW*
Salkadamana – Centre Est	*Salkadamna*	*>2020*	*100 MW*

Table 64 - Projets prioritaires de transport

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

3. ANALYSE DE LA STABILITE ET DES PERFORMANCES DU RESEAU DE TRANSPORT

3.1. Introduction

L'étude économique a pour but de fournir une liste d'investissements prioritaires. L'objectif de l'étude de stabilité est de déterminer si ces investissements mèneront à une exploitation stable du réseau ou si des mesures supplémentaires doivent être prises afin de le stabiliser. Si ces mesures sont nécessaires, leur impact doit être pris en compte dans la liste d'investissements prioritaires.

Dans ce but, un modèle complet du système de l'EEEAO pour les années 2015, 2020 et 2025 a été construit et différents scénarios ont été examinés. Les configurations de système examinées varient en fonction de la disponibilité des interconnexions entre pays, impliquant l'engagement de différentes unités de production et d'échanges internationaux.

De nombreuses simulations ont été menées sur ces scénarios afin de tester le système et d'évaluer ses limites de stabilité. L'analyse couvre les aspects tant statiques que dynamiques : analyse de contingences, optimisation de fonctionnement, étude de compensation réactive, étude de court-circuit, stabilité petits signaux, stabilité en régime transitoire et évaluation dynamique des marges de stabilité. Toutes ces simulations ont révélé les faiblesses du système et ont déterminé les moyens à mettre en œuvre pour augmenter les limites de fonctionnement jusqu'au niveau désiré.

Ce chapitre présente les résultats et conclusions de l'analyse de la stabilité et des performances du réseau de transport. En premier lieu, la méthodologie suivie pour la modélisation du réseau et pour la réalisation des simulations est expliquée. Ensuite tous les détails et hypothèses faits pour la modélisation du réseau interconnecté de l'EEEAO sont donnés. Ensuite les différents scénarios et simulations sont présentés. Finalement, l'analyse est conclue et l'impact sur les priorités d'investissement est évalué.

3.2. Méthodologie

Cette section explique la méthodologie pour toutes les simulations exécutées. L'analyse statique est décrite avant l'analyse dynamique.

3.2.1. Analyse statique

3.2.1.1. OPTIMAL POWER FLOW ET COMPENSATION RÉACTIVE

Cette partie de l'étude consiste à optimiser le fonctionnement du système, d'abord en utilisant ses ressources existantes, ensuite en complétant ces ressources avec la compensation réactive nécessaire.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

3.2.1.1.1. Optimal power flow (OPF)

La première optimisation a été réalisée en utilisant uniquement les éléments existants du système. L'objectif de l'optimisation est double:

- Améliorer l'état initial en réduisant le nombre de nœuds qui sortent de la plage de tension normale. Dans cette étape, il n'y a pas de fonction objective et l'OPF essaye de respecter toutes les contraintes de réseau (cette étape est appelée « étape de faisabilité »).
- Améliorer davantage le point de fonctionnement en réduisant la production de puissance réactive et en augmentant la marge réactive des générateurs. Ce point de fonctionnement est ensuite utilisé pour réaliser les différentes analyses de système.

3.2.1.1.1.1. Définition du processus d'optimisation

- Le problème d'optimisation se compose de 3 facteurs clés :
  - La fonction objective qui représente les performances de fonctionnement du système électrique;
  - La série de variables : variables d'état ($\boldsymbol{x}$) et de contrôle ($\boldsymbol{u}$);
  - La série de contraintes d'égalité et d'inégalités.

3.2.1.1.1.2. Fonction objectif

L'objectif consiste à maximaliser les marges de puissance réactive de chaque générateur. Cette fonction objectif caractérise la sécurité du système.

$$\boldsymbol{f}(\boldsymbol{x},\boldsymbol{u}) = \sum_{\boldsymbol{i}\in\boldsymbol{G}} \frac{\left(\boldsymbol{Q}_{\boldsymbol{g},\boldsymbol{i}} - \boldsymbol{Q}_{\boldsymbol{g}0,\boldsymbol{i}}\right)^2}{\boldsymbol{Q}_{\boldsymbol{g}\max,\boldsymbol{i}} - \boldsymbol{Q}_{\boldsymbol{g}\min,\boldsymbol{i}}}$$

Le but de la fonction objectif est de respecter les contraintes de sécurité de tension. Les simulations ont démontré que ces contraintes étaient reflétées de manière adéquate lorsque la marge de puissance réactive de chaque générateur était maximisée.

Pour des unités proches l'une de l'autre, cette fonction objectif se traduit par des niveaux de production de puissance réactive similaires comparés à leur limites de puissance réactive.

3.2.1.1.1.3. Variables

Les variables sont divisées en deux groupes : variables d'état ($\boldsymbol{x}$) et de contrôle ($\boldsymbol{u}$). Les variables d'état correspondent aux tensions complexes de tous les nœuds. Les variables de contrôle sont associées aux quantités utilisées pour « manipuler » (ou contrôler) les variables d'état. Elles se composent :

- Des générations de puissance réactive (en contrôlant la consigne de tension) Cela concerne les unités de production d'électricité et les compensations statiques ;
- Des positions des prises de transformateur. Tous les transformateurs sont censés être équipés de régleur de prise en charge.
- Des puissances réactives des condensateurs/inductances. On suppose que tous les moyens de compensation sont contrôlables.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

3.2.1.1.1.4. Contraintes

Contraintes d'égalité : Équations de Kirchoff

Contraintes d'inégalité : incluent les contraintes de fonctionnement. Ces contraintes sont:

- Limites des variables d'état : amplitudes de la tension (en général +/- 5%) et capacités thermiques des branches;
- Limites sur les variables de contrôle (puissance réactive maximum et minimum des générateurs, gamme disponible de prise de transformateurs, prises disponibles pour les bancs de compensation).

3.2.1.1.2. Compensation de puissance réactive

Cette deuxième optimisation consiste à compléter les ressources existantes du système avec des bancs de condensateurs ou de réactances, afin de mieux gérer la puissance réactive et les tensions dans le système. Les raisons invoquées pour de telles installations sont normalement liées à :

- La compensation de la charge et l'amélioration du facteur de puissance ;
- La décharge d'une ligne ou d'un transformateur en diminuant le flux de puissance réactive, ceci permettant de laisser plus de capacité pour la puissance active en transit ;
- Un meilleur contrôle des tensions ;
- L'ajustement de la production de la puissance réactive des unités de production.

3.2.1.2. ANALYSE DE CONTINGENCES

L'objectif de l'analyse de contingences est d'estimer la capacité du réseau à opérer en cas de contingences.

Cette analyse statique couvre la déconnexion de toutes les branches (lignes et transformateurs) dans le système. La perte des unités de production sera analysée de manière dynamique car ce genre de contingence requiert des simulations de phénomène dynamique (déviation de fréquence, réponse primaire de la machine…).

Pour cette analyse, les lignes et transformateurs concernés par la contingence sont tous connectés à haute tension, de 760 à 90 kV.

Lorsqu'une branche est perdue, deux types de problèmes peuvent surgir, causés par les nouveaux flux de puissance dans le réseau lorsqu'il a atteint son nouvel état stable (le comportement dynamique n'est pas pris en compte pour les analyses de sécurité statique) : surcharge de branche et variations de tension (sous-tension ou surtension). Les critères suivants ont été définis :

Critères de surcharges de branche

- Le load flow initial, avant contingence, ne devrait montrer aucune surcharge de branche
- Après contingence, les surcharges suivantes sont acceptées :
  - Lignes et câbles : 110%
  - Transformateurs : 120%

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Critères de variations de tension

- Dans le profil de tension initiale, la tension à chaque nœud du réseau se situe entre 0.95 pu et 1.05 pu
- Après contingence, la plage tolérée est de 0.9 pu à 1.1 pu

3.2.1.3. ANALYSE DE COURTS-CIRCUITS

Les calculs de courts-circuits ont été effectués avec SHOCC, un logiciel développé en interne chez Tractebel Engineering. Il utilise les standards de disjoncteur IEC 60909.

Le calcul de court-circuit est effectué pour un défaut triphasé pour les nœuds 760 kV, 330 kV, 225 kV, 161 kV, 150 kV, 132 kV, 110 kV et 90 kV.

Le courant mesuré doit être inférieur à la capacité d'ouverture du matériel installé. Ces capacités n'étaient pas disponibles lors de la collecte de données et des hypothèses ont donc été prises :

- 31.5 kA pour les disjoncteurs 161 kV, 225 kV, 330 kV et 760 kV.
- 25 kA pour les disjoncteurs 90 kV, 110 kV, 132 kV et 150 kV.

L'analyse est réalisée à la pointe de charge deux fois pour chaque scénario : une première fois avec la plan de production qui correspond au scénario et une deuxième fois avec toutes les unités de production connectées. Cette dernière configuration est celle qui fournit les valeurs maximales des courants de court-circuit.

3.2.2. Analyse dynamique

3.2.2.1. STABILITE PETITS SIGNAUX

La stabilité petits signaux estime le niveau d'amortissement des oscillations du système. Le but est de détecter d'éventuelles oscillations faiblement amorties et d'étudier comment améliorer le comportement du système face à de telles perturbations.

Le futur système interconnecté d'Afrique de l'Ouest sera caractérisé par de nombreux blocs connectés entre eux par des lignes AC relativement longues. Il est probable que ce genre de structure doive faire face à des problèmes d'oscillations interzonales. Cette analyse détectera les oscillations qui pourraient apparaître entre différentes parties du réseau.

3.2.2.1.1. Bases théoriques

3.2.2.1.1.1. Phénomènes linéaires

La stabilité petits signaux concerne l'étude des faibles variations autour d'un point de fonctionnement. Les faibles variations sont causées par de petites perturbations qui se passent à n'importe quel moment dans le réseau (suite à une commutation de charge, actions de contrôle…). Ces perturbations diffèrent essentiellement de celles envisagées dans les études de stabilité en régime transitoire, de tension ou de fréquence, car dans ce dernier cas les perturbations sont de plus grande amplitude.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Cette analyse de faibles variations est effectuée par la linéarisation des équations qui décrivent le système. Cette démarche est basée sur la supposition que le système non-linéaire peut être approché précisément par un système linéaire pour faibles variations.

Ce genre d'analyse est obligatoire en cas de modifications du réseau comme des interconnexions ou l'introduction de nouvelles unités susceptibles d'affecter sérieusement le taux d'amortissement.

Il est à observer que la stabilité petits signaux est une condition nécessaire au fonctionnement du système électrique.

3.2.2.1.1.2. Critère de stabilité absolue

L'étude des systèmes linéaires fournit un critère de stabilité absolue : les valeurs propres sont identifiées et on vérifie que toutes leurs parties réelles sont négatives.

En effet, en réponse à une perturbation, il y a une exponentielle liée à chaque valeur propre. Si la partie réelle de l'une de ces valeurs propres est positive, l'exponentielle augmentera et le système sera instable.

3.2.2.1.1.3. Evaluation de l'amortissement

Lorsqu'un système est stable, l'analyse des valeurs propres indique le degré d'amortissement du système. La condition sous-jacente est que le phénomène doit être amorti assez rapidement.

Étant donné les incertitudes concernant certains paramètres, les cas où la partie réelle de la valeur propre est proche de zéro, c'est-à-dire ni négative, ni positive, seraient considérés comme inacceptables, même si d'un point de vue purement mathématique, le premier serait stable tandis que le deuxième ne le serait pas.

En général, le système sera considéré comme stable lorsqu'il y a une marge de stabilité suffisante (la partie réelle est suffisamment négative). Dans l'étude actuelle, la stabilité de l'état stable sera vérifiée pour diverses conditions de fonctionnement.

3.2.2.1.1.4. Fonctions de transfert et modes dominants

Il existe de nombreuses valeurs propres dans un grand système. Un degré d'amortissement et une fréquence d'oscillation correspondent à chaque valeur propre. Le tout forme un "mode de fonctionnement spécifique ».

Lors d'une première approximation, les modes de fonctionnement spécifiques peuvent être classés en quatre groupes :

- les modes interzonaux : leurs fréquences sont généralement comprises entre 0.1 et 1 Hertz, ils sont liés aux oscillations naturelles entre des groupes d'unités qui forment ensemble des zones électriques cohérentes ;
- les modes électromécaniques : leur fréquence est d'environ 1 Hz et ils sont liés aux oscillations naturelles des unités de production ;
- les modes liés aux amortisseurs : ils sont très amortis ;
- les modes liés aux systèmes de contrôle (vitesse ou tension) : On peut les trouver dans toute la gamme de fréquence, en fonction des caractéristiques des systèmes;
- les autres modes : ils ne peuvent pas être associés directement à une cause précise.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

3.2.2.1.2. Méthodologie

HERCULES est un nouveau logiciel récemment développé par TRACTEBEL ENGINEERING pour l'analyse de la stabilité du système pour de petites perturbations. Ce logiciel basé sur la méthode d'Arnoldi, rend possible la détermination des valeurs propres d'un grand système dans une zone autour d'un axe imaginaire. Pour chaque mode d'oscillations, les vecteurs propres de droite et de gauche sont donnés et rendent donc possible l'évaluation du coefficient de participation de chaque variable et son graphe vectoriel du mode.

Un lien automatique existe entre EUROSTAG et HERCULES pour pouvoir transférer la matrice d'état et l'identification associée à chaque variable.

L'étude se focalisera sur les modes avec une fréquence égale ou plus basse que 1.5 Hz, c'est-à-dire la fourchette d'oscillations interzonales et de modes électromécaniques. Les modes d'oscillation seront déterminés et leur amortissement sera comparé avec les standards internationaux appliqués dans ce domaine[1].

Le "groupe de travail" CIGRE[1] sur les oscillations dans les réseaux recommande un amortissement minimum de 5 %. Dans l'analyse qui va suivre, la limite de 5% pour l'amortissement sera considérée comme un niveau minimum à respecter.

3.2.2.1.3. Analyse modale

3.2.2.1.3.1. Calcul des valeurs propres

Pour chaque mode, les paramètres suivants ont été évalués :

- La fréquence d'oscillation du mode :

$$f = \frac{\omega}{2\pi}$$

- Son amortissement défini comme suit :

$$\zeta = -\sigma / \sqrt{\sigma^2 + \omega^2}$$

où σ (resp. ω) est la partie réelle (resp. imaginaire) des valeurs propres σ ± jω associées à ce mode particulier. L'amortissement rend possible la détermination du nombre de cycles nécessaires à l'amortissement des oscillations associées. On peut démontrer qu'un amortissement de 37% (1/e) est atteint après 1/(2 π ζ) cycles ;

- Une classification des unités produites selon le module du vecteur propre de droite. Ils sont donc classés selon leur contribution au mode d'oscillation considéré.

1 L'étude "Analysis and Control of Power System Oscillations", Task force 07, Study Committee 38, December 1996 sera utilisée comme reference dans ce domaine. La pratique de réseaux à plusieurs propriétaires dans le monde y est exposée.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

3.2.2.2. STABILITÉ TRANSITOIRE

La condition de stabilité transitoire est assurée lorsque le système est capable de supporter les conséquences d'une perturbation grave et de revenir à un état d'exploitation stable (en d'autres mots, supporter le défaut en évitant la perte de synchronisme d'une ou de plusieurs unités.

Les analyses de stabilité transitoire sont exécutées par des simulations temporelles dynamiques de domaine de temps Le temps critique d'élimination de défaut (CCT) est toujours donné pour un endroit spécifique dans le réseau, et est défini comme *le défaut admissible le plus long à cette endroit qui évite la perte de synchronisme d'*un générateur (ou une centrale entière) par rapport au système. C'est ce que l'on définit comme le temps critique d'élimination « classique » ou « intrinsèque » ce qui signifie qu'il ne tient pas compte de l'action des systèmes de protection.

La pratique internationale est d'évaluer le CCT selon un défaut triphasé et de le comparer aux temps de fonctionnement des protections de base ou de sauvegarde. On suppose que le temps de déclenchement de base est égal à 100 ms, tandis que le temps de déclenchement en backup est de 300 ms.

En termes de stabilité transitoire, le défaut le plus grave est un défaut triphasé au nœud de connexion HT sans refermeture de la ligne défaillante. Les endroits les plus importants sont en général les terminaux HT des unités de production car l'accélération des unités est maximale lors du défaut. La tension résiduelle en cas de défaut biphasé ou monophasé est beaucoup plus élevée qu'en cas de défaut triphasé, leurs CCT associés sont plus élevés que ceux calculés pour un défaut triphasé.

Afin de calculer le CCT, le synchronisme des unités de production est évalué pendant les quelques secondes qui suivent l'élimination du défaut. La stabilité à plus long terme n'est pas prise en compte pour calculer le CCT. Il faut garder cela à l'esprit car d'autres phénomènes comme le non-recouvrement de la tension peuvent impliquer, à long terme, des changements dans la vitesse des machines.

On remarque également que pour les conditions de fonctionnement proches des conditions de pointe, le système doit généralement faire face à des écroulements de tension avant d'avoir un problème de perte de synchronisme. Ceci est dû à la grande proportion de moteurs à induction (AC) dans la charge dans des conditions de pointe. Afin de se focaliser sur la stabilité en régime transitoire et le risque d'une perte de synchronisme, un modèle standard de charge impédante est utilisé pour le réseau tout entier.

Le modèle de charge est le suivant :

- $P_i(t) = P_0 \left(\frac{U}{U_0}\right)^2 \left(\frac{\omega}{\omega_0}\right)^\gamma$, où $\gamma = 0$
- $Q_i(t) = Q_0 \left(\frac{U}{U_0}\right)^2 \left(\frac{\omega}{\omega_0}\right)^\delta$, où $\delta = 0$

3.2.2.3. ÉVALUATION DYNAMIQUE DES MARGES DE STABILITÉ

La méthodologie suivie pour évaluer dynamiquement les marges de stabilité consiste à simuler différents scénarios : court-circuit sur les lignes, contingences d'unité et transfert de puissance entre zones.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

De nombreux critères sont contrôlés afin de vérifier la capacité du système à supporter les transitoires et à revenir à un régime permanent stable :

- Aucune machine ne perd le synchronisme
- Aucune protection de machine (sous- ou surtension, sous- ou sur-fréquence) n'est activée
- Pour tous les nœuds, les tensions remontent au-dessus de 0.7 pu. Cela permet de vérifier qu'aucun écroulement de tension n'a eu lieu quelque part dans le réseau.
- En régime permanent, la tension se stabilise entre 0.9 pu et 1.1 pu.
- La fréquence du système ne descend pas en dessous de 49.5 Hz, la première étape de l'UFLS comme indiqué dans le Manuel de fonctionnement de l'EEEAO. En régime permanent, la fréquence se stabilise entre 49.8 Hz et 50.2 Hz.

3.2.2.3.1. Courts-circuits triphasés

Le court-circuit triphasé éliminé en temps de base est utilisé comme un incident dimensionnant pour la conception et la planification de réseaux. C'est pourquoi on attend du réseau qu'il supporte un défaut triphasé éliminé en temps de base (100 ms) partout dans le réseau.

Afin de vérifier cela, un défaut triphasé avec impédance nulle sera simulé sur chacune des lignes 760, 330, 225, 161, 150, 132, 110 et 90 kV à une distance de la ligne de 0,1 à 99,9%.

De plus, les interconnexions sont concernées par ces simulations et on vérifiera que les diverses parties du système sont capables de supporter les transitoires et de retourner à un régime permanent stable.

3.2.2.3.2. Perte d'unités de production

Une contingence de machine est un incident probable et qui doit être supporté par le système. Afin de vérifier cela, toutes les contingences de machine sont simulées pour toutes les zones de fonctionnement : générateurs et compensateurs statiques.

La déviation de fréquence provoquée par de telles contingences est observée et des recommandations, entre autre sur le réglage de l'UFLS, seront publiées sur base de ces observations.

3.2.2.3.3. Capacités de transfert maximales

Les capacités de transfert maximales sont déterminées pour toutes les interconnexions entre pays.

Elles ne concernent que la puissance active et sont basées sur le critère de la stabilité dynamique, et non statique, ou l'évaluation du matériel. La limite est atteinte lorsque le système devient instable à cause de :

1) Un écroulement de fréquente
2) Un écroulement de tension et/ou le blocage de moteur
3) Une perte de synchronisme

Comme la stabilité pendant et après un défaut triphasé est considéré comme un critère de conception et de fonctionnement, on vérifie ici que le système supporte des défauts monophasés aux extrémités de l'interconnexion.

Le transit des lignes d'interconnexion est augmenté en démarrant des générateurs dans une zone de fonctionnement et en augmentant la charge dans une autre zone de fonctionnement.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

3.3. Hypothèses et modèle de construction

Cette section présente la construction d'un modèle PSA du réseau de l'EEEAO.

Il est tout d'abord nécessaire de mettre en évidence que l'objectif de l'étude est d'observer le réseau ouest-africain en cas d'interconnexions et d'échanges d'électricité. L'étude examine le comportement du système et les interactions entre les différentes parties à haute tension. Elle ne va pas dans les détails des niveaux de basse-tension dans les réseaux nationaux. Seuls les éléments enclins à avoir une interaction à des niveaux de haute-tension ont été modélisés.

Cette section commence par résumer, pour chaque pays, le niveau de détail et les éléments qui ont été modélisés. Ensuite, la deuxième partie donne plus de détails sur le modèle.

3.3.1. Description de modèle pour chaque pays

Cette section décrit le modèle de simulation tel qu'il a été construit pour l'année 2015. Les renforcements prévus pour 2020 et 2025 seront abordés dans les sections correspondantes.

3.3.1.1. SÉNÉGAL

Le système électrique sénégalais actuel est relié au Mali par une ligne 225 kV qui connecte les sous-stations de Kayes (Mali) à Matam (Sénégal). Le réseau de transmission est exploité en 225 et 90 kV.

Le projet OMVG interconnectera le Sénégal avec la Gambie et la Guinée-Bissau par une ligne de 225 kV. Ce projet se déroulera en deux phases:

- Phase 1 : Interconnexion le long de la côte en 225 kV
- Phase 2 : Interconnexion par le milieu du pays en 225 kV, en faisant une boucle avec la phase 1.

Le modèle sénégalais inclut des nivaux de tension de 225 et de 90 kV. La ligne Tobene-Kounoune a été considérée comme opérationnelle en 225 kV en 2015 et les futures charges ont été connectées aux sous-stations de 90 ou 225 kV les plus proches.

3.3.1.2. GAMBIE

Le réseau gambien est actuellement isolé du reste du réseau de l'EEEOA. Leur interconnexion est prévue avec le projet OMVG.

Jusqu'à présent, le niveau de tension le plus élevé en Gambie est de 33kV. Ce qui se passe à ce niveau de tension aura peu d'influence sur le système d'interconnexion de l'EEEAO.

En conclusion, le modèle de réseau de transmission de la Gambie couvre le réseau 225 kV de l'OMVG et un réseau équivalent a été mis en place à Brikama pour simuler la charge et la production de la Zone du Grand Banjul.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

3.3.1.3. GUINÉE BISSAU

Le réseau de Guinée-Bissau est actuellement isolé du reste du réseau de l'EEEOA. Leur interconnexion est prévue avec le projet OMVG.

Jusqu'à présent, le niveau de tension le plus élevé en Guinée Bissau est de 30 kV. Ce qui se passe à ce niveau de tension aura peu d'influence sur le système d'interconnexion de l'EEEAO.

En conclusion, le modèle de réseau de transmission de la Guinée Bissau couvrait le réseau 225 kV de l'OMVG et un réseau équivalent a été mis en place à Bissau pour simuler la charge et la production de la ville de Bissau.

3.3.1.4. GUINÉE

La Guinée est actuellement isolée du reste du réseau de l'EEEOA. Des interconnexions sont prévues avec la mise en œuvre de nombreux projets : OMVG, CLSG et les interconnexions Guinée-Mali.

Tous ces projets ont été modélisés et la Guinée a été représentée complètement jusqu'au 110 kV et partiellement en 60 kV pour la zone de Conakry.

3.3.1.5. SIERRA LEONE

Le réseau de Sierra Leone existant est actuellement isolé du reste du réseau de l'EEEOA. Une interconnexion est prévue en 225 kV à Bumbuna avec le projet CLSG. Une connexion 161 kV déjà existante qui part de Bumbuna reliera Freetown avec le réseau de l'EEEAO.

En conclusion, la Sierra Leone a été modélisée de 225 kV à 161 kV. Un réseau équivalent a été mis en œuvre pour simuler la charge et la production de Freetown.

3.3.1.6. LIBÉRIA

Le réseau du Libéria est actuellement isolé du reste du réseau de l'EEEOA. Une interconnexion 225 kV est prévue avec le projet CLSG. L'interconnexion permettra la connexion de la capitale, Monrovia. Le centre de production de Buchanan sera aussi connecté.

En conclusion, le Libéria a été modélisé de 225 kV à 161 kV. Un réseau équivalent a été mis en place à Monrovia pour simuler sa charge et sa production.

3.3.1.7. MALI

Le Mali est actuellement interconnecté au réseau du Sénégal par une ligne 225 kV. Son réseau de transmission est composé de plans de tensions 225 et 150 kV. Le niveau de distribution de 30 kV est une boucle. Son réseau est concentré dans la partie sud-ouest du pays.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Trois interconnexions sont prévues et une quatrième est en cours d'étude. Le Mali sera connecté au Ghana et au Burkina Faso par une ligne 225 kV qui partira de Bamako (Mali) jusqu'à Bolgatanga (Ghana), en passant par Sikasso (Mali) et Bobo Dioulasso (Burkina Faso). La deuxième interconnexion se fera avec la Côte-d'Ivoire, de Segou (Mali) jusqu'à Ferkessedougou (Côte d'Ivoire) avec une ligne 225kV, connectant aussi Koutiala (Mali) et Sikasso (Mali). La troisième passera entre Bamako (Mali) et Fomi (Guinée), à nouveau par une ligne 225 kV. L'interconnexion en cours d'étude se ferait de Manantali (Mali) à Linsan (Guinée).

Le modèle inclut les nivaux de tension 225 et 150 kV. La boucle de 30 kV existante n'a pas été modélisée et sa production ainsi que sa charge ont été séparés de manière égale entre les sous-stations de Lafiabougou et Balingue

3.3.1.8. CÔTE D'IVOIRE

Le système électrique de la Côte d'Ivoire possède une interconnexion avec le Burkina Faso et une avec le Ghana (fonctionnant toutes les deux en 225 kV). Le réseau de transmission est exploité en 225 et 90 kV.

Il est prévu de renforcer l'interconnexion avec le Ghana, de Riviera (Côte d'Ivoire) jusqu'à Prestea (Ghana), avec une ligne 330 kV. Une autre nouvelle interconnexion est prévue avec le Mali, de Ferkessedougou (Côte d'Ivoire) à Segou (Mali), en passant par Sikasso et Koutiala (tous deux au Mali) en 225 kV. Certains renforcements internes sont également prévus :

- Une nouvelle ligne 225 kV entre Laboa, Boundiali et Ferkessedougou
- Une deuxième ligne 225 kV entre Soubre et Taabo
- Une troisième ligne 225 kV entre Taabo et Azito

Le modèle inclut les nivaux de tension du 330 kV jusqu'à 90 kV. Le réseau de 90kV a été renforcé afin d'éviter des surcharges des lignes et des transformateurs dans le scénario de base (aucune liste de renforcement pour ce niveau de tension n'a été fournie).

3.3.1.9. GHANA

Le réseau du Ghana est un des plus importants de l'EEEAO, il est connecté avec la Côte d'Ivoire par une ligne 225 kV entre Prestea (Ghana) et Azito (Côte d'Ivoire) et avec le Togo/Bénin par deux lignes 161 kV entre Asiekpe (Ghana) et le port de Lomé (Togo). Bien que la production soit concentrée dans le sud, il existe des charges importantes dans le nord du pays.

Les projets suivants sont prévus pour renforcer le système électrique :

- Une interconnexion avec la Côte d'Ivoire en 330 kV de Riviera (Côte d'Ivoire) à Prestea (Ghana).
- Interconnexion en 330 kV avec le Togo/Bénin de Volta (Ghana) à Sakete (Bénin), en passant par le port de Lomé (Togo).
- Interconnexion en 225 kV avec le Burkina Faso, de Bolgatanga (Ghana) à Ouagadougou (Burkina Faso)
- Interconnexion entre le Ghana, le Burkina et la Mali en connectant les sous stations de Bolgatanga (Ghana), Bobo Dioulasso (Burkina Faso), Sikasso (Mali) et Bamako (Mali) en 225 kV.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

- Interconnexion en 161 kV avec le Togo/ (en passant par le nord) qui connecte Bawku (Ghana) et Dapaong (Togo).
- Connexion en 330 kV entre le sud et le nord du Ghana (de la sous-station de Kumasi jusqu'à celle de Bolgatanga)

Le modèle inclut les nivaux de tension 330, 225 et 161 kV. Le renforcement du système 161 kV jusqu'en 2020 a été pris de l'étude de Plan directeur de Transmission du Ghana.

3.3.1.10. TOGO ET BÉNIN

Les systèmes électriques du Togo et du Bénin peuvent être considérés comme un bloc interconnecté en 161 kV. A cause de problèmes de fréquence au Nigeria, les parties est et ouest sont déconnectées. Comme au Ghana, le réseau est concentré dans le sud du pays. Par contre on peut aussi y trouver la partie la plus importante de la charge. Actuellement, le Togo est interconnecté au Ghana par deux lignes 161 kV et le Bénin est connecté au Nigéria par une ligne 330 kV.

Le projet de Dorsale Nord prévoit l'interconnexion entre Malanville (Bénin), Dosso (Niger), Niamey (Niger) et Birnin Kebbi (Nigeria) en 330 kV. Une interconnexion 330 kV entre Sakete (Bénin) - le port de Lomé (Togo) – Volta (Ghana) et une autre en 161 kV entre Dapaong (Togo) et Bawku (Ghana) sont également prévues.

Afin de renforcer le système électrique, la construction des lignes suivantes est prévue :

- Une ligne 161 kV entre Ketou et Parakou (Bénin)
- Une ligne 161 kV entre Bembereke et Malanville (Bénin)
- Une ligne 161 kV entre Kara et Dapaong (Togo)

Le modèle inclut les tensions 330 et 161 kV. La centrale de Maria Gleta (450 MW) a aussi été considérée.

3.3.1.11. BURKINA FASO

Le réseau du Burkina Faso est composé de longues lignes et de plusieurs niveaux de tensions différents. Le système est connecté à la Côte d'Ivoire par une ligne de 225 kV.

Trois interconnexions sont prévues :

- Bolgatanga (Ghana) – Ouagadougou (Burkina Faso) en 225 kV.
- Bolgatanga (Ghana) – Bobo Dioulasso (Burkina Faso) – Sikasso (Mali) – Bamako (Mali) en 225 kV.
- Ougagadougou (Burkina Faso) – Niamey (Niger) en 330 kV.

Le système a été modélisé du 330 au 33 kV.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

3.3.1.12. NIGER

Le Niger est actuellement uniquement interconnecté au Nigeria en 132 kV. Il est prévu d'augmenter la capacité d'interconnexion avec le Projet de Dorsale Nord entre le Nigéria, le Niger, le Bénin et le Burkina Faso.

De plus, le réseau du Niger est actuellement divisé en quatre zones. Dans les projets planifiés, une production de charbon à Salkadamna est située au milieu des zones de River, du centre-est et du nord. Il est prévu d'accompagner le projet Salkadamna avec une interconnexion entre la zone de River en 330 kV et la zone de centre-est en 132 kV.

En conclusion, le réseau du Niger a été modélisé de 330 kV à 132 kV. Un réseau équivalent a simulé la charge et la production de Niamey.

3.3.1.13. NIGÉRIA

Le Nigéria est le plus gros pays de la zone EEEAO. Il exploite son réseau en 330 et 132 kV avec une interconnexion 330 kV avec le Bénin et 132 kV avec le Niger.

Il est prévu de commencer un super réseau 760 kV à l'intérieur du Nigéria et de renforcer l'interconnexion des niveaux en 330 kV avec les pays voisins.

En conclusion, le Nigéria a été complètement modélisé de 760 kV à 330 kV. Le niveau de tension 132 kV n'a pas été modélisé à cause du peu d'impact qu'il aura sur les autres pays. Seules les interconnexions 132 kV avec le Niger ont été prises en compte.

3.3.1.14. MAURITANIE

La Mauritanie est actuellement connectée à la zone de l'EEEAO 225 kV, avec une ligne qui passe par le Sénégal et qui amène l'électricité du barrage de Manantali. Dans un future proche, l'augmentation des échanges entre la Mauritanie et l'EEEAO n'est pas une priorité.

Il a donc été considéré que la Mauritanie représentait une charge de 48 MW, ce qui représente le niveau d'importation accordé autour de Manantali (40MW) et Felou (18MW).

3.3.2. Modèle statique

Cette section fournit les informations nécessaires à l'analyse statique.

3.3.2.1. CHARGE

Pour chaque pays, les données collectées ont été utilisées au maximum avec la prévision de charge réalisée lors du rapport de démarrage pour répartir la charge parmi les différentes sous-stations du modèle.

Les niveaux de charge correspondent aux pointes de charge pour 2015, 2020 et 2025. La répartition finale de charge est donnée dans la Table 65.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Les Table 66 et Table 67 donnent plus de détails sur la charge par région respectivement au Niger et au Nigéria. Ce détail a été réalisé pour le Niger car il a quatre zones non-connectées. Au Nigéria, le système est tellement grand que cela vaut la peine de diviser l'information par zone.

La consommation de puissance réactive a été calculée pour que tous les facteurs de puissance soient égaux à 0.85 en 2015, et 0.9 en 2020 et 2025.

Enfin, pour des situations au creux de charge, une proportion de 70% a été utilisée pour tous les pays.

	2015	2020	2025
Pays	Consommation de puissance active	Consommation de puissance active	Consommation de puissance active
Nom	MW	MW	MW
Sénégal	629	891	1172
Gambie	94	135	163
Guinée Bissau	38	83	117
Mali	366	550	693
Guinée	287	340	405
Sierra Leone	110	170	217
Libéria	50	68	93
Côte d'Ivoire	1247	1652	2142
Burkina Faso	239	345	491
Ghana	2113	2775	3675
Togo	279	425	600
Bénin	299	420	593
Niger	195	260	336
Nigéria	11225	14983	20000
Mauritanie	48	48	48
Total	17219	23145	30745
Total région EEEOA	17171	23097	30697

Table 65 – Répartition de charge par pays pour les modèles à la pointe de charge

		2015	2020	2025
Pays	Zone	Consommation de puissance active	Consommation de puissance active	Consommation de puissance active
Nom	Nom	MW	MW	MW
Niger	Fleuve	113	151	195
Niger	Centre-Est	28	38	49
Niger	Est	5	6	8
Niger	Nord	49	66	85
Total Niger		195	261	337

Table 66 – Répartition de charge par zone au Niger pour les modèles à la pointe de charge

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

		2015	2020	2025
Pays	Zone	Consommation de puissance active	Consommation de puissance active	Consommation de puissance active
Nom	Nom	MW	MW	MW
Nigéria	Lagos	5224	6956	9282
Nigéria	Benin	804	1086	1452
Nigéria	Enugu	1954	2613	3489
Nigéria	Bauchi	760	1014	1353
Nigéria	Kaduna	1193	1593	2126
Nigéria	Shiroro	1290	1721	2298
Total Nigéria		11225	14983	20000

Table 67 – Répartition de charge par zone au Nigeria pour les modèles à la pointe de charge

3.3.2.2. PRODUCTION

En se basant sur les listes du rapport de démarrage, tous les générateurs existants et les futurs générateurs prévus pour 2015, 2020 et 2025 ont été inclus dans le modèle. En cas de limitation et/ou de réhabilitation de puissance, le niveau précis de puissance disponible sera pris en compte.

3.3.2.3. TRANSPORT

Le réseau a été entièrement modélisé du 760 au 90 kV, à l'exception du Nigéria où le plan de tension 132 kV n'a été que partiellement modélisé (pour les interconnexions avec le Niger) vu son influence réduite sur le reste de la zone de l'EEEAO. Un équivalent du système a été construit à des niveaux de tension plus bas.

L'information collectée pour chaque pays a été utilisée au mieux afin de reproduire le système existant et le compléter avec de futurs projets.

Pour 2015, deux scénarios ont été examinés. Le premier appelé Scénario de base considère les futurs projets limités aux attentes pour 2015, avec deux exceptions; l'interconnexion Dorsale Nord et la phase 1 de l'interconnexion OMVG. Ces exceptions ont été faites à cause de l'intérêt qu'elles représentent, pour connecter un pays (la Gambie et la Guinée Bissau pour l'interconnexion OMVG), pour l'exportation de puissance d'une centrale importante (Kaleta pour l'interconnexion OMVG) ou pour l'amélioration des capacités de transfert et de stabilité (pour l'interconnexion de la Dorsale Nord). Ensuite, un second scénario examine qu'elle serait la situation en 2015 si les interconnexions du système étaient limitées à la situation la plus fragile. Ces deux scénarios seront décrits de manière plus détaillée ci-dessous.

Pour 2020 et 2025, les futurs projets modélisés correspondent aux résultats de l'étude économique.

3.3.3. Modèle dynamique

Cette section fournit les informations nécessaires à la construction d'un modèle dynamique complémentaire au modèle statique décrit ci-dessus.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

3.3.3.1. CHARGE

3.3.3.1.1. Modèle de charge dynamique

La distribution par sous-station et la quantité de charge utilisée dans les simulations dynamiques sont identiques à celles du modèle statique. Néanmoins, dans le but d'obtenir des résultats réalistes, le côté distribution de chaque charge a été pris en compte dans le modèle dynamique. La structure de la charge dynamique est telle que dessinée dans le figure ci-dessous.

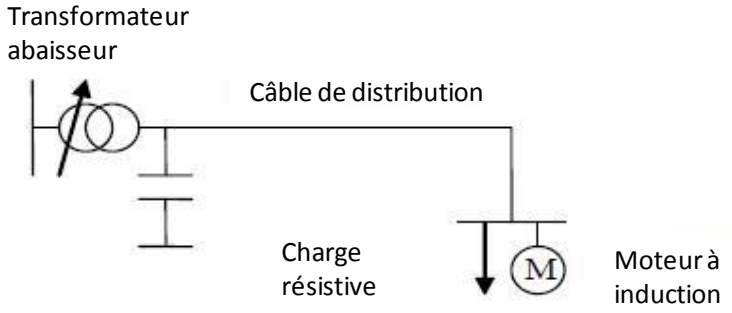


Figure 43 – Modèle de charge dynamique

Ce modèle représente une charge caractérisée par une proportion importante de moteurs à induction connectés en aval d'un transformateur-abaisseur et d'un câble de distribution. Ce modèle comprend :

- Un transformateur-abaisseur avec commutateur de réglage en charge à régulation continue ;
- Un câble de distribution modélisé par une impédance.
- Une compensation shunt connectée au secondaire du transformateur ;
- Un moteur à induction générique connecté en aval du câble de distribution ;
- Une charge résistive connectée en aval du câble de distribution ;

Le dispositif de compensation shunt connecté au secondaire du transformateur est ajusté afin d'aligner la puissance réactive absorbée par le modèle de charge avec le calcul statique du load flow. Le câble de distribution est modélisé comme une impédance.

Des valeurs standards ont été utilisées pour les caractéristiques du modèle vu qu'aucune information n'a été fournie. Ces valeurs sont exposées en Table 68.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Transformateur	
Rapport min (pu)	0.9
Rapport max (pu)	1.21
Constante de temps (s)	20
Charge (%)	60
Référence de tension (pu)	1.03
Résistance (pu)	0.005
Réactance de fuite (pu)	0.035
Feeder	
Chute de tension (pu)	0.01
rapport d'impédance (X/R)	0.5
Mix de charge	
Charge des moteurs (%)	100
Charge tournante (%)	40
Inertie (MW.s/MVA)	0.5
Rendement	0.95
Puiss. Mécanique nom (pu)	0.87
Couple de démarrage (pu)	0.77
Couple maximum (pu)	2.3
Vitesse nominale (rpm)	2959
Courant de démarrage (pu)	5.6

Table 68 – Caractéristiques du modèle de charge

Un facteur clé du modèle de charge est la proportion de moteurs AC. Aucune information n'a été donnée concernant la composition de la charge. Pour l'étude dynamique, on considérera que la proportion des moteurs à induction est de 40% en condition de pointe et de creux de charge.

3.3.3.1.2. Schéma de défense

La modélisation de charge dynamique couvre aussi les schémas de défense comme le Délestage de charge par relais de sous-fréquence (UFLS) et le Délestage de charge par relais de sous-tension (UVLS).

Comme aucune information n'a été donnée à propos des UFLS et UVLS par les différents pays, ceux-ci n'ont pas été modélisés.

L'information du Manuel d'Exploitation de l'EEEAO à propos des UFLS indique que :

- 10% de la charge doit être délestée lorsque la fréquence descend à 49.5 Hz
- 20% de la charge doit être délestée lorsque la fréquence descend à 49.2 Hz

La conformité de ces paramètres avec le comportement dynamique du système sera revue dans les études dynamiques.

3.3.3.2. PRODUCTION

Des informations précises sur les unités de production ont rarement pu être collectées. D'habitude, cette information était soit difficile à obtenir, ou inexistante (pour des unités futures par exemple) ou incomplète. Pour beaucoup de pays, les informations fournies correspondent à des hypothèses faites dans des études précédentes.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

En conclusion, beaucoup d'hypothèses ont été nécessaires à la finalisation du modèle dynamique. En premier, les informations de générateurs existants dont les données étaient disponibles ont été copiées. Le Consultant avait comme deuxième choix de supposer les valeurs sur base de bonnes pratiques et d'expérience.

Étant donné la taille du système et l'influence dynamique de petites unités, les unités en-dessous de 5 MW n'ont pas été modélisées de manière dynamique. Leur production se comporte comme une charge négative.

Les machines synchrones sont représentées par des modèles complets comprenant la saturation. Les parcs éoliens ont été modélisés par des convertisseurs. Le réseau compte cinq SVC (trois pour le projet CLSG et deux pour le Ghana).

3.3.3.2.1. Régulateurs et paramètres dynamiques

Les paramètres dynamiques de toutes les machines correspondent aux informations disponibles (quand il y en avait). Ou sinon, elles ont été copiées d'unités existantes similaires, ou supposées être conformes aux bonnes pratiques.

Le même travail a été effectué pour les régulateurs. Ce sont des régulateurs simplifiés, soit à partir des pratiques internationales de l'IEEE ou à partir de la bibliothèque standard PSA/EUROSTAG.

Une attention particulière a été donnée au respect du caractère statique ou sans balais de la régulation de tension. Cette dernière a été complétée par des limiteurs:

- Activation de la surexcitation dès que l'excitation actuelle atteint 103% de sa valeur nominale. Le courant est alors limité à sa valeur nominale.
- La sous-excitation limite l'absorption de puissance réactive à 10 % de la puissance active nominale lorsque la machine produit cette puissance active nominale, et à 15 % lorsque sa production est de 0 MW.

Finalement, tous les régulateurs de puissance/fréquence sont équipés de limiteurs de puissance maximale. Ce qui assure une réaction appropriée des régulateurs de la machine en cas de transitoire de fréquence.

3.3.3.2.2. Protections

Peu d'information a été collectée sur les paramètres des protections des machines et il a été décidé de prendre des valeurs standards pour toutes les machines :

- Protection de sous-vitesse : 47.5 Hz pendant 500 ms
- Protection de sur-vitesse : 52.5 Hz pendant 500 ms
- Protection de sous-tension : 0.7 pu pendant 500 ms
- Protection de surtension : 1.2 pu pendant 500 ms

Tous ces paramètres doivent être complétés par un temps d'action de disjoncteur de 100 ms lorsque les conditions sont remplies.

Le manuel d'exploitation de l'EEEAO indique que les unités de production doivent rester connectées au réseau pour les fréquences entre 48.5 Hz et 51 Hz. Le Consultant commentera cette plage suite aux résultats des simulations.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

3.4. Simulations

Cette section présente les situations étudiées ainsi que les simulations effectuées. Trois années cibles ont été étudiées: 2015, 2020 et 2025. Le développement du système a été prévu conformément aux informations reçues pendant la collecte de données et aux résultats de l'étude économique.

D'abord, les scénarios étudiés sont décrits. Ensuite, les simulations sont présentées et illustrées pour les différentes années.

Deux scénarios sont étudiés pour 2015, dépendant du développement du système en termes d'interconnexion. Le premier scénario étudie une situation où tous les pays sont interconnectés tandis que le deuxième scénario est une variante où le système interconnecté est moins robuste. Pour 2015, les simulations ont été effectuées à la pointe et au creux de charge, statiquement et dynamiquement. Cette approche permet de détecter tous les problèmes potentiels que le système interconnecté actuel rencontrera durant son développement vers un système complètement interconnecté.

Les années 2020 et 2025, sont seulement étudiées statiquement et à la pointe de charge. Le but est ici de détecter les besoins de renforcement auquel le système devra faire face afin d'atteindre un fonctionnement stable.

3.4.1. Scénarios

3.4.1.1. 2015, SCÉNARIO DE BASE

Deux différents scénarios ont été considérés dans cette étude pour 2015. Ils sont décrits ci-dessous. Les différences se situent principalement dans les interconnexions disponibles, qui provoquent des niveaux d'échange différents entre pays et des plans de production différents.

Le Scénario de Base examine l'exploitation du système de l'EEEAO avec tous les pays interconnectés. La consommation correspond à une situation à la pointe de charge en 2015, comme décrit dans les Table 65, Table 66 et Table 67.

Les interconnexions suivantes sont en service :

- La Dorsale Sud qui va du Nigéria à la Côte d'Ivoire
- La Dorsale Nord entre le Burkina Faso, le Niger, le Bénin et le Nigéria
- Le CLSG qui va de la Côte d'Ivoire à la Guinée en passant par le Libéria et la Sierra Leone avec la production de Kaleta.
- Le projet OMVG de connecter la Guinée Bissau et la Gambie au Sénégal et à la Guinée.
- Interzonal avec :
  - Côte d'Ivoire – Mali (Ferkessedougou-Sikasso-Segou)
  - Ghana-Burkina Faso (Bolgatanga-Ouagadougou)
  - Ghana-Burkina Faso-Mali (Bolgatanga-Kodeni-Sikasso-Bamako)

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Les sites d'interconnexion et de production suivants ne sont pas disponibles dans cette perspective de 2015 :

- La branche OMVG de Linsan à Tambacounda interconnectant le site hydraulique de Sambangalou. Cette production n'est donc pas encore en fonctionnement.
- Guinée – Mali avec le site hydraulique de Fomi.
- Interconnexion entre les zones Fleuve et Centre-Est au Niger afin de connecter l'unité au charbon de Salkadamna.

La Table 69 présente le bilan de charge, production et échanges entre pays pour le Scénario de Base, dans des conditions de pointe de charge. Le niveau de charge est tel que décrit ci-dessus pour un total de 17220 MW en incluant 48 MW d'exportation vers la Mauritanie. Les pertes représentent 2.3 % de la charge globale et sont particulièrement élevées en Guinée Bissau (15.8%) suite au transit de puissance élevé de Guinée au Sénégal et en Gambie. La colonne « bilan » fournit un bilan global import/export en puissance active:

- La Guinée (avec Kaleta), la Côte d'Ivoire, le Ghana et le Nigéria sont les pays exportateurs.
- Le Bénin exporte grâce au Cycle Combiné de Maria Gleta.
- Le Mali exporte 20 MW grâce aux centrales hydro-électriques de Manantali et Felou situées sur son territoire.
- Le Burkina Faso, le Togo, le Sénégal et le Niger sont les plus gros pays importateurs en valeur absolue. Relativement, le Togo importe 82 % de son électricité et le Burkina Faso 75 %.

Pays	Génération		Charge		Pertes	Bilan
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	MW
Bénin	455	95	299	185	9	147
Burkina Faso	69	14	239	148	10	-179
Côte d'Ivoire	1354	310	1247	773	44	63
Gambie	51	30	94	58	2	-45
Guinée Bissau	20	9	38	24	6	-24
Ghana	2309	536	2114	1310	65	129
Guinée	528	106	287	193	18	223
Libéria	47	9	50	95	0	-4
Mali	404	56	366	227	18	20
Mauritanie	0	0	48	30	0	-48
Nigéria	11649	2193	11225	6957	183	241
Niger	118	45	195	121	13	-90
Sénégal	473	216	629	390	20	-176
Sierra Leone	83	17	110	100	4	-31
Togo	59	14	279	173	8	-228
TOTAL	17618	3649	17220	10783	399	0

Table 69 – Bilan de puissance pour le Scénario de Base (pointe de charge).

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Concernant la réserve tournante, elle est de la taille de la perte de la plus grosse unité dans la zone de l'EEEAO. La plus grosse unité est le cycle combiné d'Okpai (Kwale) au Nigéria, composé de deux turbines à gaz et d'une turbine à vapeur, on évalue la puissance de chacune d'elle à 178.5 MW. Étant donné le mode commun entre les turbines à gaz et la turbine à vapeur, la perte de l'une des turbines à gaz provoque une réduction de puissance de la turbine vapeur. En assumant que la centrale fonctionne à son niveau nominal, la perte de production correspondant à une contingence de turbine à gaz est de 267.75 MW (une turbine à gaz et la moitié de la puissance évaluée d'une turbine à vapeur.

Afin de partager cette réserve dans le système, chaque pays doit être responsable d'une partie. On suppose ici que cette participation est déterminée par le poids de chaque pays dans la charge globale du système. Ces valeurs sont résumées en Table 70.

Pour chaque pays, le plan de production et la répartition de réserve ont été déterminés par le Consultant en vertu de bonnes pratiques.

Pays	Charge	Réserve prévue	Réserve
Nom	MW	MW	MW
Sénégal	629	9.8	9.8
Gambie	94	1.5	1.5
Guinée Bissau	38	0.6	0.6
Guinée	287	4.5	4.5
Mali	366	5.7	5.7
Sierra Leone	110	1.7	1.7
Libéria	50	0.8	0.8
Côte d'Ivoire	1247	19.4	19.4
Burkina Faso	239	3.7	3.7
Ghana	2113	32.9	32.9
Togo + Bénin	578	9.0	9.0
Niger	195	3.0	3.0
Nigéria	11225	175.0	185.7
Total	17171	267.8	278.4

Table 70 – Réserve tournante par pays

Pour les situations au creux de charge, une proportion de 70% a été prises pour tous les pays. Les mêmes niveaux de réserve tournante ont été conservés. Les mêmes modèles d'échange sont également conservés bien que les niveaux d'échange soient plus bas.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Pays	Génération		Charge		Pertes	Bilan
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	MW
Bénin	230	-6	209	130	5	16
Burkina Faso	56	-1	167	104	5	-117
Côte d'Ivoire	985	198	873	541	31	81
Gambie	46	14	66	41	0	-20
Guinée Bissau	12	4	27	17	1	-15
Ghana	1591	55	1480	916	34	77
Guinée	260	15	201	140	11	48
Libéria	32	-1	35	86	1	-4
Mali	244	-1	256	159	8	-20
Mauritanie	0	0	30	20	0	-30
Nigéria	8182	153	7858	4870	106	219
Niger	69	-4	102	63	7	-40
Sénégal	393	154	441	273	6	-54
Sierra Leone	58	1	77	80	2	-21
Togo	78	0	195	121	3	-120
TOTAL	12236	581	12017	7561	220	0

Table 71 – Bilan de puissance pour le Scénario de Base (creux de charge).

3.4.1.2. 2015, SCÉNARIO 2

Le scénario 2 est une variante du Scénario de Base. Il représente aussi une situation de en 2015 mais les futures unités de production et projets d'interconnexions disponibles sont limités.

Par rapport au Scénario de Base, tous les projets attendus pour 2015 ou plus tard ont été retirés. Ce qui mène à une situation où :

- La Gambie et la Guinée Bissau ne sont pas interconnectées.
- Le réseau de l'EEEAO est une longue interconnexion du Niger au Sénégal, avec une antenne pour le Burkina Faso et une autre antenne pour les pays du CLSG.
- L'absence de l'interconnexion de la Dorsale Nord a comme conséquence que le Niger est uniquement connecté au Nigeria via le 132 kV.
- Le lien entre le Ghana et le Burkina Faso est limité à une ligne 330 kV de Bolgatanga à Ouagadougou mais n'est pas supporté par le projet 330 kV Nord-Sud de Domini à Bolgatanga. Bien que l'interconnexion entre la Côte d'Ivoire et le Burkina Faso soit toujours en service, ce dernier est faiblement interconnecté bien que ce soit le pays avec les plus grosses prévisions d'importation.
- La ligne 330 kV entre la Côte d'Ivoire et le Ghana (Riviera-Prestea) n'est pas en service. De plus le Burkina Faso n'est pas connecté au Mali. Le Mali est uniquement interconnecté á la Côte d'Ivoire En conséquence, l'interconnexion du Mali et du Sénégal est réduite au minimum : une ligne avec la Côte d'Ivoire.
- La Guinée ne peut compter sur aucun gros projet hydraulique ; ni Kaleta, ni Sambangalou, ni Fomi ne sont en service. La centrale hydraulique de Mount Coffee au Libéria n'est pas encore disponible. En conclusion, la Sierra Leone, le Libéria et la Guinée sont obligés d'importer leur électricité de Côte d'Ivoire afin de satisfaire leurs équilibres de puissance.

La Table 74 répertorie toutes les interconnexions et résume le statut de chacune d'elle pour les deux scénarios. Les interconnexions existantes sont évidemment en service. Le projet Nord-Sud 330 kV au Ghana est aussi indiqué.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

En conclusion, l'intérêt de ce scénario réside dans sa fragilité en termes d'interconnexion. C'est une étape réaliste vers l'objectif d'un système interconnecté global de l'EEEAO. Le but de ce scénario est d'étudier les défis de stabilité de cette étape afin de prévoir et prévenir ses limites.

La Table 72 présente le bilan de charge, production et échanges entre pays pour le Scénario 2, dans en condition de pointe de charge. La charge globale atteint 17063 MW, ce qui est plus bas que le niveau de charge pour le Scénario de Base. La différence est due à la non-connexion de la Gambie et de la Guinée Bissau et à une augmentation dans les pertes totales de réseau. Les pertes représentent 2,5 % de la charge globale et sont particulièrement élevées au Libéria, suite au transit de puissance vers la Sierra Leone et la Guinée sur l'interconnexion CLSG. La colonne « bilan » fournit un bilan global import/export en puissance active:

- La Côte d'Ivoire, le Ghana et le Nigéria sont toujours des pays exportateurs. La Guinée, dû à l'absence de Kaleta, importe de la puissance.
- Le Bénin exporte grâce au Cycle Combiné de Maria Gleta.
- Le Mali exporte au Sénégal et en Mauritanie 108 MW grâce la centrale hydro-électrique de Manantali. Ce niveau d'exportation est plus élevé que dans le scénario de Base parce que l'interconnexion avec le Burkina Faso et le Ghana n'est pas encore mise en service. En l'absence de Kaleta, et avec la Côte d'Ivoire qui exporte déjà pour les pays du CLSG, l'exportation du Ghana au Mali doit passer par la Côte d'Ivoire, ce qui limite les capacités de transfert.
- Le Burkina Faso, le Togo, le Sénégal, le Niger, le Libéria et la Guinée sont les pays importateurs. Relativement, le Togo importe 70% de son électricité. Dans ce scénario, l'importation du Burkina Faso est limitée à 21% à cause des faibles interconnexions.

Pays	Génération		Charge		Pertes	Bilan
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	MW
Bénin	475	107	298	185	10	167
Burkina Faso	198	45	239	148	9	-50
Côte d'Ivoire	1401	428	1247	773	56	98
Gambie	0	0	0	0	0	0
Guinée Bissau	0	0	0	0	0	0
Ghana	2279	663	2114	1310	69	95
Guinée	239	48	287	191	13	-61
Libéria	39	5	50	51	7	-17
Mali	492	69	366	227	18	108
Mauritanie	0	0	48	30	0	-48
Nigéria	11491	2024	11225	6957	188	78
Niger	166	68	195	121	11	-40
Sénégal	534	271	605	375	25	-96
Sierra Leone	77	19	110	68	7	-40
Togo	95	24	279	173	10	-194
TOTAL	17486	3772	17063	10608	423	0

Table 72 - Bilan de puissance pour le Scénario 2 (pointe de charge)

Concernant la réserve tournante, elle est de la taille de la perte d'une des TG et de la moitié d'une TV à Okpai (Kale) cycle combiné. Elle représente 267.75 MW.

Dans ce scénario, les mêmes niveaux de réserve sont conservés pour chaque pays. La réserve initialement assignée à la Guinée Bissau et à la Gambie est supportée dans ce cas-ci par le Nigéria.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Pour les situations au creux de charge, une proportion de 70% a été prise pour tous les pays. Les mêmes niveaux de réserve tournante ont été conservés. Les mêmes modèles d'échange sont également conservés bien que les niveaux d'échange soient plus bas.

Pays	Génération		Charge		Pertes	Bilan
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	MW
Bénin	230	47	209	129	8	13
Burkina Faso	66	12	167	104	5	-106
Côte d'Ivoire	1041	184	873	541	49	119
Gambie	0	0	0	0	0	0
Guinée Bissau	0	0	0	0	0	0
Ghana	1611	251	1480	916	51	80
Guinée	152	23	201	139	6	-55
Libéria	32	6	35	83	4	-7
Mali	279	46	256	159	10	14
Mauritanie	0	0	30	20	0	-30
Nigéria	8165	1186	7858	4870	118	189
Niger	81	19	102	63	11	-32
Sénégal	393	103	424	263	8	-39
Sierra Leone	58	6	77	80	4	-23
Togo	78	18	195	121	7	-124
TOTAL	12186	1901	11906	7486	281	0

Table 73 - Bilan de puissance pour le Scénario 2 (creux de charge)

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Sous-station 1	Pays 1	Sous-station 2	Pays 2	Tension	Projet	Cas de base	Scénario 2
Nom	Nom	Nom	Nom	kV	Nom	statut	statut
Ikeja West	Nigéria	Sakete	Bénin	330		existant	
Sakete	Bénin	Lome	Togo	330		existant	
Elubo	Ghana	Abobo	Côte d'Ivoire	225		existant	
Matam	Sénégal	Kayes	Mali	225		existant	
Ferkedessougou	Côte d'Ivoire	Kodeni	Burkina Faso	225		existant	
Lome	Togo	Asiekpe	Ghana	161		existant	
Lome	Togo	Aflao	Ghana	161		existant	
Birnin Kebbi	Nigéria	Niamey	Niger	132		existant	
Gaza	Niger	Katsina	Nigéria	132		existant	
Bawku	Ghana	Dapaong	Togo	161		existant 34.5 kV (en 161 kV dans les 2 scénarios)	
Birnin Kebbi	Nigéria	Niamey	Niger	330	Dorsale nord	en service	hors service
Birnin Kebbi	Nigéria	Malanville	Bénin	330	Dorsale nord	en service	hors service
Niamey	Niger	Ouagadougou	Burkina Faso	330	Dorsale nord	en service	hors service
Niamey	Niger	Malanville	Bénin	330	Dorsale nord	en service	hors service
Lome	Togo	Volta	Ghana	330	Dorsale sud	en service	en service
Prestea	Ghana	Riviera	Côte d'Ivoire	330	Dorsale sud	en service	hors service
Sakete	Bénin	Oshogbo	Nigéria	330	Dorsale sud	hors service	hors service
Man	Côte d'Ivoire	Yekepa	Libéria	225	CLSG	en service	en service
Mano	Libéria	Kenema	Sierra Leone	225	CLSG	en service	en service
Kamakwie	Sierra Leone	Linsan	Guinée	225	CLSG	en service	en service
Boke	Guinée	Saltinho	Guinée Bissau	225	OMVG	en service	hors service
Mansoa	Guinée Bissau	Tanaf	Sénégal	225	OMVG	en service	hors service
Tanaf	Sénégal	Soma	Gambie	225	OMVG	en service	hors service
Soma	Gambie	Kaolack	Sénégal	225	OMVG	en service	hors service
Ferkedessougou	Côte d'Ivoire	Sikasso	Mali	225	Interzonale	en service	en service
Kodeni	Burkina Faso	Sikasso	Mali	225	Interzonale	en service	hors service
Kodeni	Burkina Faso	Bolgatanga	Ghana	225	Interzonale	en service	hors service
Nzerekore + Linsan	Guinée	Sikasso	Mali	225	Interzonale	hors service	hors service
Bolgatanga	Ghana	Ouagadougou	Burkina Faso	225	Interzonale	en service	en service
Aboadze	Ghana	Kumasi	Ghana	330	Interzonale	en service	hors service

Table 74 – Statuts des interconnexions existantes et futures. Comparaison entre le Scénario de base et le Scénario 2

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

3.4.1.3. 2020

Le scenario 2020 est basé sur les résultats de l'étude économique.

En ce qui concerne la consommation, le niveau de charge est la pointe de charge 2020. La puissance réactive consommée a été calculée en utilisant un facteur de puissance de 0.9, comme recommandé après l'analyse 2015.

En ce qui concerne la production, les nouveaux investissements recommandés par l'étude économique en termes de lignes d'interconnexions et de nouvelles centrales ont été modélisées. En comparaison avec la situation 2015, la liste des nouveaux projets inclut :

- La ligne d'interconnexion entre Fomi (Guinée) et Boundiali (Côte d'Ivoire)
- Les centrales de la Table 75.

Sur base de cela, le plan de production a été choisi selon trois règles :

1) Démarrer les unités les moins chères en premier
2) Approcher les flux moyens sur les lignes, tels que calculés par l'étude économique vu que le but de l'étude technique est de vérifier que les résultats de l'étude économique son réalisables techniquement.
3) Démarrer les unités régionales en premier. Par exemple, le nombre d'investissements en Guinée, Sierra Leone et Libéria est très important. Dans le load flow, seules quelques unités sont en service dans ces pays. La première raison est qu'il est impossible que ces pays exportent toute la puissance de toutes leurs unités au maximum et en même temps. La seconde raison est que plusieurs projets (Amarya, Mano river,…) sont initialement associés à des projets miniers, de sorte que leur implémentation pourrait être plutôt poussée par la décision d'exploiter des mines que de partager la puissance d'un point de vue régional.. En particulier, les projets de Kaleta, Sambangalou, Koukoutamba, Boureya, Balassa et Badoumbe étaient en service. Les projets de Digan, Nzebela et Franko aussi. Toutes les autres centrales hydroélectriques en Guinée, au Sierra Leone et au Libéria étaient à l'arrêt.

Avec les nouvelles unités, des renforcements furent nécessaires pour supporter les flux en condition N, pour évacue cette nouvelle puissance vers les centres de consommation et pour l'absorber dans les pays importateurs. En particulier :

- Des renforcements à Dakar. En plus de la boucle 225 kV Tobene-Kounoune-Sendou-Mbour-Kaolack-Touba, de nouvelles lignes 225 kV entre Sendou et Kounoune, de nouveaux transformateurs 225/90 kV à Kounoune et de nouvelles lignes 90 kV entre Kounoune et Han sont nécessaires pour transiter la puissance de Sendou jusqu'aux charges de Dakar.
- Le projet de Gouina est accompagné d'une ligne 225 kV entre Kayes et Tambacounda. Les études dynamiques pour 2015 ont montré l'importance de tels renforcements pour éviter l'énorme boucle entre OMVG-CLSG-OMVS. Il reste une boucle importante mais ce lien améliore la situation.
- Le projet d'Amarya est complété par des lignes 225 kV entre Kaleta et Amarya et entre Amarya et Matoto, où deux transformateurs permettent d'alimenter la région de Conakry. Cela permet de décharger le 110 kV en Guinée.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

- Les projets OMVS de Boureya, Balassa, Koukoutamba et Badoumbe impliquent de créer une nouvelle ligne entre Linsan et Manantali pour les connecter. Le renforcement de la ligne entre Manantali et Bamaka est aussi nécessaire pour évacuer la puissance de ces unités vers le Mali et le Burkina Faso. Cette ligne entre Linsan et Manantali est un autre investissement important pour améliorer la stabilité de la région en réduisant l'énorme boucle OMVS-OMVG-CLSG.
- Le projet d'Adjaralla implique de nouvelles lignes 161 kV de la sous-station d'Adjaralla vers Ava et Nangbéto.
- Le projet de Kétou implique le renforcement de la ligne 161 kV entre Onigbolo et Sakété.
- Des renforcements dans le réseau de Bamako sont nécessaires pour le transformateurs 225/150 kV de Kodialani et pour les lignes 150 kV entre Lafia et Kodialani et entre Kalaba Coro et Kodialani. De plus, les lignes 150 kV entre Selingue et Sirako devraient être renforcées à cause des exports de Guinée vers le Mali et vers le Burkina Faso sur la ligne 225 kV venant de Fomi.
- Des renforcements sont nécessaires au Burkina Faso. Le transformateur 225/90 kV de Zagtouli doit être doublé, de même que les lignes 33 kV entre Ouagadougou, Patte d'oie, Zagtouli et Komsilga.
- En Côte d'Ivoire, les lignes 90 kV entre Abobo et Vridi doivent être doublées.
- Le projet d'Aboisso Comoe requiert un renforcement des lignes 90 kV entre Abobo et Bongo.
- Un troisième transformateur 225/30 kV est installé à Bissau.
- Un troisième transformateur 225/33 kV est installé à Monrovia.

Finalement, le bilan de puissance pour le scénario de pointe de charge 2020 est donné à la Table 76. Le fait le plus important est l'export de 1000 MW de puissance hydroélectrique de Guinée. Cette puissance est absorbée par la Guinée Bissau, la Gambie et le Sénégal grâce à l'interconnexion OMVG. Une partie va au Mali via Koukoutamba et via Fomi. Finalement, une partie importante transite à travers l'interconnexion CLSG et via la ligne Fomi-Boundiali pour atteindre le Burkina Faso.

A part ce fait important, le Bénin exporte un peu grâce à la présence de Maria Gléta, alors que le Togo importe. Le Niger, avec l'apparition des barrages de Kandadji et Dyodyonga, exporte aussi un peu. Le Ghana importe légèrement et le Nigéria importe 170 MW ce qui est peu en comparaison de sa charge nationale, mais important pour les flux dans la région.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Centrale	Puissance	Pays	Sous-station	Tension
	MW			kV
Sendou	250	Sénégal	Sendou	225
Digan	93	Guinée	Labe	225
Amarya	300	Guinée	Amarya (Kaleta + Matoto)	225
Lafou	98	Guinée	Linsan	225
Kassa B	135	Guinée	Linsan	225
Koukoutamba	281	Guinée	Koukoutamba (Boureya + Linsan)	225
Boureya	160	Guinée	Boureya (Koukoutamba + Manantali)	225
Balassa	181	Guinée	Linsan	225
Kouya	86	Guinée	Mali	225
Fetore	124	Guinée	Labe	225
Kouravel	135	Guinée	Mali	225
Diareguela	72	Guinée	Koroussa	225
Nzebela	48	Guinée	Beyla	225
Grand Kinkon	291	Guinée	Labe	225
Bonkon Diaria	154	Guinée	Labe	225
Gozogueza	48	Guinée	Nzerekore	225
Franko	36	Guinée	Nzerekore	225
Poudadle	90	Guinée	Boke	225
Gouina	140	Mali	Kayes	225
Markala	10	Mali	Segou	225
Badoumbe	70	Mali	Badoumbe (Manantali)	225
Bonkongor	85.5	Sierra Leone	Bikongor	225
Bumbuna 3	90	Sierra Leone	Yiben	225
Bumbuna 4-5	95	Sierra Leone	Bumbuna	225
Mano river	180	Libéria	Mano	225
Boutoubre	156	Côte d'Ivoire	Soubre	225
Soubre	270	Côte d'Ivoire	Soubre	225
Aboisso comoe	90	Côte d'Ivoire	Bong (Abobo)	90
Tiboto	225	Côte d'Ivoire-Libéria	Tiboto (Soubre)	225
Hemang	93	Ghana	Cape Coast	330
Pwalugu	48	Ghana	Bolgatanga	225
Juale	87	Ghana	Yendi	161
Ketou	160	Bénin	Onigbolo (Sakete)	161
Adjaralla	140	Togo	Adjaralla (Ava + Nangbeto)	161
Dyodyonga	26	Niger	Niamey	132
Kandadji	130	Niger	Kandadji (Niamey)	132
Zungeru	700	Nigéria	Zungeru (Jebba + Shiroro)	330
Mambilla	2600	Nigéria	Mambilla	760

Table 75 – Nouvelles centrales pour l'année 2020

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Pays	Génération		Charge		Pertes	Bilan
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	MW
Bénin	455	133	420	204	11	24
Burkina Faso	88	17	342	166	18	-272
Côte d'Ivoire	1812	502	1652	800	108	52
Gambie	45	49	135	65	1	-91
Guinée Bissau	35	16	83	40	6	-54
Ghana	2828	620	2775	1343	67	-15
Guinée	1445	156	340	180	62	1043
Libéria	91	10	68	93	4	19
Mali	585	100	550	266	104	-69
Mauritanie	0	0	48	23	0	-48
Nigéria	15128	2372	14983	7257	312	-168
Niger	297	56	260	126	10	27
Sénégal	635	239	891	431	34	-290
Sierra Leone	99	21	170	114	10	-82
Togo	360	26	425	206	11	-76
TOTAL	23903	4317	23143	11314	758	0

Table 76 – Bilan de puissance pour le scenario de pointe de charge 2020.

3.4.1.4. 2025

Le scenario 2025 se base sur les résultats de l'étude économique.

En ce qui concerne la consommation, le niveau de charge étudié est la pointe 2025. La puissance réactive consommée correspond à un facteur de puissance de 0.9 comme recommandé après l'analyse 2015.

En ce qui concerne la production, les nouveaux investissements recommandés par l'étude économique en termes d'interconnexions et de nouvelles centrales ont été modélisés. En comparaison avec la situation 2020, la liste des nouveaux projets de centrales est donnée à la Table 77. Il n'y a pas de nouvelles interconnexions.

Les mêmes règles que pour 2020 ont été appliquées pour choisir le plan de production.

Centrale	Puissance	Pays	Sous-station	Tension
	MW			kV
Gribopopoli	112	Côte d'Ivoire	Soubre	225
St Paul	192	Libéria	St Paul (Monrovia)	225
SAP	200	Ghana	Asogli	161
BTPP	250	Ghana	Smelter 2	161
CEM Power	250	Ghana	Smelter 2	161
Salkadamna	200	Niger	Salkadamna	330
Lome CC	450	Togo	Lome	161
Ethiopie	1200	Nigéria	Benin City North	330

Table 77 – Nouvelles centrales pour l'année 2025

Avec les nouvelles unités, des renforcements sont nécessaires pour supporter les flux en condition N, pour évacuer cette nouvelle puissance vers les centres de consommation et l'absorber dans les pays importateurs. Les Table 78 et Table 79 listent les lignes et transformateurs qui doivent être renforcés.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Ces renforcements sont le minimum à implémenter pour couvrir les flux en condition N. Le N-1 n'est pas couvert et sera étudié par la suite.

Sur le plan régional, les renforcements des lignes entre Manantali, Tkita, Kodialani et Sikasso, et entre Soubre et Taabo sont d'une importance capitale pour évacuer la puissance hydroélectrique vers l'est.

Pays	Sous-station 1	Sous-station 2	Tension
Nom	Nom	Nom	kV
Burkina Faso	Bobo 1	Bobo 2	33
Burkina Faso	Zagtouli	Ouagadougou	90
Côte d'Ivoire	Yopougnon	Vridi	90
Côte d'Ivoire	Vridi	Bia sud	90
Côte d'Ivoire	Daloa	Buyo	90
Côte d'Ivoire	Soubre	Taabo	225
Mali	Manantali	Tkita	225
Mali	Tkita	Kodialani	225
Mali	Kodialani	Sikasso	225
Nigéria	Ikeja West	Akangba	330
Nigéria	Ikeja West	Erunkan	330
Nigéria	Owerri	Alaoji	330
Nigéria	Omtosho	Benin City	330
Sénégal	Sococim	Thiona	90

Table 78 – Renforcements de lignes nécessaires en 2025

Pays	Sous-station	Tensions	
Nom	Nom	kV	kV
Nigéria	Egbema	760	330
Sierra Leone	Bumbuna	225	161
Côte d'Ivoire	Laboa	225	90
Côte d'Ivoire	Abobo	225	90
Côte d'Ivoire	Ferkessedougou	225	90
Guinée	Matoto	110	60
Guinée	Matoto	110	60
Côte d'Ivoire	Taabo	225	90
Burkina Faso	Zagtouli	90	33
Burkina Faso	Zagtouli	90	33
Côte d'Ivoire	Buyo	225	90

Table 79 – Renforcements de transformateurs nécessaires en 2025

Finalement, le bilan de puissance pour le scenario de pointe de charge 2025 est donnée à la Table 80. Comme pour 2020, il y a un export de 1000 MW de Guinée. Cette puissance est à nouveau absorbée par la guinée Bissau, la Gambie et le Sénégal grâce à l'interconnexion OMVG, par le Mali via Koukoutamba et Fomi et par le Burkina Faso via les interconnexions CLSG et Fomi-Boundiali.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Avec l'apparition d'un cycle combiné au Togo, ce dernier exporte alors que le Bénin importe. Le Niger, bien qu'il y ait une nouvelle centrale à Salkadamna, importe. Le Nigéria continue à importer environ 200 MW. Une autre grosse différence est le flux de Côte d'Ivoire vers le Ghana, vu qu'une partie de la puissance des nouvelles centrales hydroélectriques est exportée pour remplacer les unités thermiques au Ghana.

Pays	Génération		Charge		Pertes	Bilan
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	MW
Bénin	465	160	593	287	14	-142
Burkina Faso	246	53	490	236	34	-278
Côte d'Ivoire	2509	961	2142	1037	164	203
Gambie	75	29	163	79	1	-89
Guinée Bissau	70	13	117	57	6	-53
Ghana	3624	1166	3674	1779	97	-146
Guinée	1393	53	405	211	50	937
Libéria	201	24	93	75	14	94
Mali	672	10	693	336	128	-149
Mauritanie	0	0	48	23	0	-48
Nigéria	20330	4054	20000	9686	536	-206
Niger	174	59	252	122	4	-82
Sénégal	974	307	1172	568	41	-239
Sierra Leone	301	12	217	137	8	77
Togo	732	104	600	291	10	122
TOTAL	31766	7005	30659	14923	1107	0

Table 80 – Bilan de puissance pour le scenario de pointe de charge 2025

3.4.2. Études statiques : Gestion de tension et compensation réactive

L'étude de la gestion des tensions et de la compensation réactive optimise la position des prises des régulateurs, la position des bancs de condensateurs et de réactances, la consigne de tension des générateurs et la production réactive des unités. C'est obtenu par optimal power flow en respectant toutes les contraintes d'exploitation (capacité thermique des lignes et transformateurs, profil de tension dans les +/-5% de la plage) et en optimisant l'alignement de production réactive des unités.

L'objectif en alignant la production de puissance réactive des unités, est de maximiser les réserves de puissance réactive. L'avantage essentiel de cette fonction objectif est sa détermination de la meilleure tension « moyenne » indépendamment de la situation du système.

3.4.2.1. 2015

Bien que le réseau ait déjà été renforcé par de nouveaux projets pour simuler la situation de 2015, certaines parties du réseau basse-tension (inférieur à 90 kV) ont du être renforcés afin de satisfaire aux critères. Il est attendu de chaque pays qu'il renforce son réseau afin de faire face à la charge et aux flux dans son réseau national. Il a été supposé que ces investissements étaient justifiés et ils ont été introduits dans le modèle.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

L'étude de système à la pointe de charge montre que la compensation réactive était nécessaire afin de respecter le critère d'exploitation. La Table 81 montre tous les shunts à implémenter pour respecter le critère d'exploitation dans le Scénario de Base et le Scénario 2 pour des situations à la pointe de charge.

Noeud	Pays	Tension	Steps	Valeur	Puissance
Name	Name	kV	#	Mvar/step	Mvar
Ikeja	Nigéria	330	5	100.0	500.0
Akangbe	Nigéria	330	3	100.0	300.0
Alagbo	Nigéria	330	2	100.0	200.0
Aja	Nigéria	330	2	100.0	200.0
Maukurdi	Nigéria	330	1	60.0	60.0
Ayede	Nigéria	330	1	13.0	13.0
Cotonou	Bénin	161	1	50.0	50.0
Riviera	Côte d'Ivoire	330	1	20.0	20.0
Atakko	Côte d'Ivoire	90	1	12.0	12.0
Abengoa	Côte d'Ivoire	90	1	12.0	12.0
Gagnoa	Côte d'Ivoire	90	1	10.0	10.0
Lome port	Togo	161	1	5.0	5.0
Niamey	Niger	132	1	2.5	2.5
Yendi	Ghana	161	1	2.0	2.0
Balingue	Mali	30	1	1.0	1.0
Patte d'oie	Burkina Faso	33	1	1.0	1.0
Zagtouli	Burkina Faso	33	1	-8.0	-8.0

Table 81 – Bancs de condensateurs et de réactances ajoutées au système – 2015 à la pointe de charge

La liste montre beaucoup de condensateurs shunt. Ces résultats sont dus à la modélisation et à la connexion de charge à haute tension. Dans le système, les charges ont été modélisées avec un facteur de puissance de 0.85 et ont souvent été connectés en HT. Ces condensateurs shunt doivent donc être vus comme un moyen de compenser davantage la charge et de réduire le flux réactif, plus que comme un moyen de maintenir la tension HT dans une plage acceptable.

Pour des situations au creux de charge, d'autres compensations de réactance ont été nécessaires afin de respecter le critère d'exploitation.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Noeud Name	Pays Name	Tension kV	Steps #	Valeur Mvar/step	Puissance Mvar
Birnin Kebbi	Nigéria	330	3	-33.0	-99.0
Makurdi	Nigéria	330	2	-50.0	-100.0
Kainji	Nigéria	330	3	-33.0	-99.0
Sokoto	Nigéria	330	2	-15.0	-30.0
Gombe	Nigéria	330	1	-30.0	-30.0
Jebbah	Nigéria	330	1	-33.0	-33.0
Kodeni	Burkina Faso	225	1	-20.0	-20.0
Bolgatanga	Ghana	330	1	-30.0	-30.0
Bolgatanga	Ghana	225	3	-10.0	-30.0
Boundiali	Côte d'Ivoire	225	1	-5.0	-5.0
Ferkessedougou	Côte d'Ivoire	225	8	-5.0	-40.0
Djougou	Bénin	161	2	-5.0	-10.0
Dapaong	Togo	161	1	-5.0	-5.0
Mango	Togo	161	3	-5.0	-15.0
Nzerekore	Guinée	225	2	-5.0	-10.0

Table 82 – Bancs de condensateurs et de réactances ajoutées au système – 2015 au creux de charge

Dans des situations au creux de charge, les résultats ne montrent que des bancs de réactance. Au creux de charge, les lignes haute-tension sont peu chargées et génèrent de la puissance réactive. Les bancs de réactances sont obligatoires pour absorber cette production de puissance réactive et empêcher les surtensions.

Il est important de reliés les réacteurs aux lignes, pour qu'en cas de déclenchement de ligne, la production de puissance réactive de la ligne disparaisse au même moment que l'absorption de puissance réactive du banc de réactance. Autrement, il y a un risque de basse tension et/ou d'écroulement de tension.

3.4.2.2. 2020

En plus de tous les investissements présentés dans la description de scénario, des investissements additionnels ont été nécessaires pour garder les tensions dans une gamme acceptable.

La liste des nouveaux bancs de condensateurs est donnée à la Table 83.

Principalement, les centres de charges d'Abidjan (Côte d'Ivoire), Dakar (Sénégal), Bissau (Guinée Bissau), Bamako (Mali) et Ouagadougou (Burkina Faso) ont besoin de bancs de condensateurs pour supporter leur tension pendant qu'ils importent de la puissance.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Noeud Name	Pays Name	Tension kV	Steps #	Valeur Mvar/step	Puissance Mvar
Lafia	Mali	150	3	10.0	30.0
Balingue	Mali	30	3	10.0	30.0
Balingue	Mali	15	3	10.0	30.0
Thiona	Sénégal	90	1	20.0	20.0
tobene	Sénégal	90	2	20.0	40.0
Taiba	Sénégal	90	1	20.0	20.0
Bel Air	Sénégal	90	2	15.0	30.0
Kayes	Sénégal	225	1	-30.0	-30.0
Amarya	Guinée	225	1	-25.0	-25.0
Bissau	Guinée Bissau	30	2	10.0	20.0
Ouagadougou 190	Burkina Faso	90	3	10.0	30.0
Ouagadougou 290	Burkina Faso	90	1	10.0	10.0
Zagtouli	Burkina Faso	225	1	20.0	20.0
Bundiali	Côte d'Ivoire	225	1	20.0	20.0
Bia Sud	Côte d'Ivoire	90	7	10.0	70.0
Yopougnon	Côte d'Ivoire	90	4	10.0	40.0
Korhogo	Côte d'Ivoire	90	1	15.0	15.0
Daloa	Côte d'Ivoire	90	1	15.0	15.0
Gagnoa	Côte d'Ivoire	90	1	10.0	10.0
Bouake	Côte d'Ivoire	90	4	10.0	40.0
Yamoussoukro	Côte d'Ivoire	90	1	12.0	12.0
Dimbokro	Côte d'Ivoire	90	1	12.0	12.0
Agnibilekrou	Côte d'Ivoire	90	1	6.0	6.0
Divo	Côte d'Ivoire	90	1	12.0	12.0
Dabou	Côte d'Ivoire	90	1	12.0	12.0
Abobo	Côte d'Ivoire	90	2	15.0	30.0

Table 83 – Bancs de condensateurs et de réactances ajoutés au système – 2020 à la pointe de charge

3.4.2.3. 2025

En plus de tous les investissements présentés dans la description du scénario, des investissements additionnels ont été nécessaires pour garder les tensions dans une gamme acceptable.

La liste des nouveaux bancs de condensateurs est donnée à la Table 84.

Principalement, les centres de charges d'Abidjan et Yamoussoukro (Côte d'Ivoire), Dakar (Sénégal), Kumasi (Ghana), Bobo Diolasso et Ouagadougou (Burkina Faso) et Lagos, Abuja et Kano (Nigéria) ont besoin de bancs de condensateurs pour supporter leurs tensions pendant qu'ils importent de la puissance.

Le nord de la Côte d'Ivoire a aussi été compensé pour décharger les transformateurs 225/90 kV de Boundiali et Ferkessedougou.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Noeud Name	Pays Name	Tension kV	Steps #	Valeur Mvar/step	Puissance Mvar
Bobo 1	Burkina Faso	33	3	7	21
Kodeni	Burkina Faso	33	3	7	21
Ouaga 1	Burkina Faso	90	3	10	30
Patte d'oie	Burkina Faso	33	3	5	15
Ferkessedougou	Côte d'Ivoire	90	5	5	25
Riviera	Côte d'Ivoire	90	3	10	30
Bia sud	Côte d'Ivoire	90	3	10	30
Yopougnon	Côte d'Ivoire	90	3	10	30
Divo	Côte d'Ivoire	90	1	12	12
Yamoussoukro	Côte d'Ivoire	90	1	12	12
Attakro	Côte d'Ivoire	90	1	6	6
Daloa	Côte d'Ivoire	90	2	10	20
Agnibilekro	Côte d'Ivoire	90	1	6	6
Achimota	Ghana	34.5	2	21.6	43.2
Kenyasi	Ghana	161	4	10	40
Mim	Ghana	161	1	10	10
Kumasi	Ghana	161	1	25	25
New Aberim	Ghana	161	2	10	20
Asawinso	Ghana	161	2	10	20
New Obuasi A	Ghana	11.5	1	5.4	5.4
New Obuasi B	Ghana	11.5	1	5.4	5.4
New Obuasi C	Ghana	11.5	1	5.4	5.4
Maiduguri	Nigéria	330	2	50	100
Ikeja West	Nigéria	330	5	100	500
Akangba	Nigéria	330	2	100	200
Zaria	Nigéria	330	2	50	100
Kano	Nigéria	132	2	100	200
Abuja	Nigéria	330	3	100	300
Ayiede	Nigéria	330	2	100	200
Oshogbo	Nigéria	330	3	100	300
Sakal	Sénégal	30	5	5	25
Taiba	Sénégal	90	1	5	5
Tobene	Sénégal	90	2	5	10
Thiona	Sénégal	90	2	10	20

Table 84 – Bancs de condensateurs et de réactances ajoutées au système – 2025 à la pointe de charge

3.4.3. Études statiques: Analyse de contingences

Un autre critère de planification important est le N-1. En cas de perte de branches (ligne ou transformateur) le système doit rester stable, ne doit pas présenter de surcharge de lignes supérieures à 110% et de transformateurs supérieures à 120% et doit maintenir toutes les tensions dans une plage de +/-10%.

L'analyse N-1 est exécutée sur base du modèle PSA et des contingences sur toutes les branches (plus de 90 kV) ont été simulées pour rapporter les incidents qui ne respectent pas les critères. Puisque le but de cette étude est d'analyser les interconnexions, seuls les problèmes suivants sont rapportés ici :

- Problèmes apparaissant dans le réseau d'un pays suite à la perte d'une interconnexion ;
- Problèmes apparaissant sur des interconnexions suite à une contingence dans le réseau d'un pays ;

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

- Problèmes apparaissant sur des interconnexions suite à la perte d'une interconnexion ;

3.4.3.1. 2015

3.4.3.1.1. Scénario de Base à la pointe de charge

Contingences de lignes

La Table 85 présente les résultats de contingences de lignes pour le Scénario de Base, à la pointe de charge.

Lignes	Tension	Résultats
Noms	**kV**	**Critères non respectés**
Bolgatanga - Zebila	161	Surtensions en 161 kV - nord du Togo
Zebila - Bawku	161	Surtensions en 161 kV - nord du Togo
Dapaong - Bawku	161	Surtensions en 161 kV - nord du Togo
Guene - Kandi	161	Surtensions en 161 kV - nord du Togo
Guene - Malanville	161	Surtensions en 161 kV - nord du Togo
Sakal - Tobene	225	Surtensions en 225kV - Mali et Senegal
Koutiala - Segou	225	Sous-tensions à Segou 225 kV et 150 kV
Kodeni - Bolgatanga	225	Sous-tensions en 330kV, 225kV, 132kV et 90kV - Côte d'Ivoire et Burkina Faso
Pa - Kodeni	225	Sous-tensions à Pa 225 kV - Burkina Faso

Table 85 – Contingences de lignes pour le Scénario de Base, situation à la pointe de charge.

Pour les lignes énumérées ci-dessus, le système n'a pas été capable de supporter un déclenchement simple de ligne (sans défaut) et respecter les critères d'exploitation. Les incidents sont:

- Surtensions au nord du Togo lorsqu'une partie des interconnexions entre Bawku et Dapaong (Ghana-Togo) est déclenchée.
- Surtensions au Mali et au Sénégal lorsque l'interconnexion OMVS est déclenchée.
- Sous-tensions à Segou lorsqu'une partie de l'interconnexion entre le Mali et la Côte d'Ivoire est déclenchée.
- Sous-tensions à Segou lorsqu'une partie de l'interconnexion entre le Mali et la Côte d'Ivoire est déclenchée.

Contingences de transformateurs

La Table 86 présente les résultats de contingences de transformateurs pour le Scénario de Base, à la pointe de charge.

Transformateur	Tensions	Résultats
Nom	**kV**	**Critères non respectés**
Malanville	330/161	Surtensions au nord du Togo et du Bénin
Kodialani	225/150	Transformateur parallèle surchargé à Kodialani
Bolgatanga	225/161	Sous-tensions au Burkina Faso et Niger

Table 86 – Contingences de transformateurs pour le Scénario de Base, situation à la pointe de charge

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Les incidents sont:

- Surtensions dans le nord du Bénin lorsque l'interconnexion Dorsale Nord avec le Niger et le Nigéria est déclenchée.
- Surcharge du transformateur 225/150 kV lorsque les transformateurs parallèles sont déclenchés.
- Sous-tensions au Burkina Faso et au Niger lorsque le transformateur 225/161 kV est déclenché à Bolgatanga (Ghana). Ce transformateur fournit les deux interconnexions entre le Ghana et le Burkina Faso

Contingences d'unités

Toutes les contingences d'unités sont supportées par le système, tout en étant conforme aux critères d'exploitation. Seule la contingence de l'unité au charbon de Sendou, 125 MW, au Sénégal, provoque une instabilité. La contingence a été simulée de manière dynamique et est présentée dans la section 3.2.2.3.2, dans les Figure 69 et Figure 70.

3.4.3.1.2. Scénario 2 à la pointe de charge

Contingences de lignes

La Table 87 présente les résultats de contingences de lignes pour le Scénario 2, à la pointe de charge.

Lignes	Tension	Résultats
Noms	kV	Critères non respectés
Sikasso - Ferkessedougou	225	Ligne Zagtouli-Ouagadougou surchargée (Burkina Faso)
Abobo - Elubo	225	Ligne Zebila - Bawku surchargée
Bolgatanga - Zebila	161	Surtension au nord du Togo - 161 kV
Zebila - Bawku	161	Surtension au nord du Togo - 161 kV
Dapaong - Bawku	161	Surtension au nord du Togo - 161 kV
Onigbolo - Sakete	161	Surtension au nord du Bénin - 161 kV
Mango - Dapaong	161	Surtension au nord du Bénin - 161 kV
Kodialani - Kalaban Coro	150	Transformateurs surchargés à Segou - Mali
Koutialani - Segou	225	Sous-tension à Segou - Mali
Parakou - Onigbolo	161	Sous-tension au nord du Bénin - 161 kV

Table 87 – Contingences de lignes pour le Scénario 2, situation à la pointe de charge.

Les résultats du Scénario de Base sont aussi valides pour le Scénario 2 excepté pour :

- Les contingences sur les lignes d'interconnexion qui ne sont pas en service dans le Scénario 2.
- Les contingences sur les axes vers le Burkina Faso (Kodeni-Bolgatanga et Pa-Kodeni). Dans le Scénario 2, le Burkina Faso importe moins de puissance puisque moins d'interconnexions sont disponibles. Il y a plus d'unités en service à l'intérieur du pays et il est par conséquent plus facile de maintenir les tensions dans la plage requise.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

- La contingence sur la ligne Sakal – Tobene. Dans le Scénario de base, cela provoque une redirection du flux du Mali au Sénégal par l'intermédiaire de l'interconnexion de l'OMVG. Il ne satisfait pas aux critères d'exploitation dans cette analyse statique et il sera montré dans les simulations dynamiques que le système perd la stabilité. Dans le Scénario 2, cette contingence provoque la séparation du Sénégal du système principal. Il sera observé de manière dynamique si le Sénégal peut faire face à un tel incident.

D'autres incidents sont aussi détectés :

- La contingence sur l'interconnexion Côte d'Ivoire-Mali provoque la surcharge d'une ligne 90 kV au Burkina Faso.
- La contingence sur l'interconnexion 225 kV entre le Ghana et la Côte d'Ivoire provoque une surcharge de la ligne 161 kV Bawku-Zebila dans le nord du Ghana.
- Des contingences dans le réseau 161 kV du Togo et du Bénin provoquent des sur- et des sous-tensions dans le nord du Bénin.
- La contingence sur la ligne 150 kV entre Kodialani et Kalaban Coro au Mali provoque la surcharge des transformateurs à Segou.

Contingences de transformateurs

Pour le scénario 2, il n'y a aucune contingence de transformateur provoquant un état de réseau qui ne satisfait pas aux critères. En comparaison avec le Scénario de Base :

- L'interconnexion Dorsale Nord n'est pas mise en service. Il n'y a donc pas de transformateur à Malanville.
- L'interconnexion Ghana-Burkina Faso - Mali n'est pas mise en service. Il y a moins d'échange vers le Mali et la contingence du transformateur à Kodialani respecte les critères d'exploitation.
- Le Burkina Faso est moins interconnecté et importe moins d'énergie. Il y a donc plus d'unités et il est plus facile de maintenir les tensions dans la plage requise.

Contingences d'unités

Pour quelques contingences de machine, le système n'est pas capable de supporter le transitoire et de retourner à un régime permanent équilibré répondant aux critères d'exploitation. La Table 88 répertorie toutes les contingences de machines menant au non-respect des critères d'exploitation.

Unité Nom	Résultats Critères non respectés
BLACKHG1/2/3	Sous-tension à Freetown - Sierra Leone
NIGERSOL	Ecroulement de tension au Niger
MANEAH	Ecroulement de tension en Guinée/Sierra Leone/Libéria
CAPDB19A	Sous-tension au Senegal
KOUDI_1G/2G	Sous-tension au Senegal
KAHONG71/2/3/4	Ecroulement de tension au Sénégal
SENDOU1G	Sous-tension au Senegal et perte de synchronisme
CAPDB11A	Sous-tension au Senegal et perte de synchronisme
TOBIN_1G	Sous-tension au Senegal et perte de synchronisme
GTI_111A	Sous-tension au Senegal et perte de synchronisme
ALBATR1G	Perte de synchronisme au Mali
4KOS6_11	Ligne Zagtouli-Ouagadougou 90 kV surchargée - Burkina Faso

Table 88 – Contingences de machines pour le Scénario 2, situation à la pointe de charge.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Beaucoup de machines se trouvent au Sénégal. Leur contingence provoque une importation additionnelle pour remplacer la puissance perdue et l'accroissement de transit dépasse les limites de stabilité, provoquant la perte de synchronisme d'autres unités au Sénégal.

D'autres incidents sont importants à Freetown (Sierra Leone), à Conakry (Guinée) et à Niamey (Niger Zone Fleuve) où la perte d'une unité peut causer des basses tensions ou même un écroulement de tension

La perte d'ALBATR1G au Mali cause la perte de synchronisme d'autres unités au Mali.

Enfin, la perte d'une unité au Burkina Faso provoque la surcharge d'une ligne 90 kV près d'Ouagadougou.

3.4.3.1.3. Scénario de Base au creux de charge

Contingences de lignes

La Table 89 présente les contingences de lignes pour le Scénario de Base, en condition de creux de charge.

Lignes	Tension	Résultats
Noms	**kV**	**Critères non respectés**
Buchanan - Monronvia	225	surtension à Buchanan 225 kV au Libéria
Guene - Malanville	161	surtension en 161 kV an nord du Bénin
Kaleta - Linsan	225	écroulement de tension en Sierra Leone
Kodialani - Kalaban coro	150	sur et sous-tensions en 150 et 225 kV au Mali
Koutiala - Segou	225	sous-tension Segou 225 kV - Mali
Mbour - Sococim	90	sous-tension à Mbour 90 kV - Sénégal
Monrovia - Mano	225	surtension à Mano 225 kV - Libéria
Papalanto - Aiyede	330	sous-tension à Aiyede 330 kV au Nigéria
Sakete - Ikeja West	330	surtension au Benin autour de Sakete

Table 89 – Contingences de lignes pour le Scénario de Base, en situation au creux de charge.

Les incidents sont:

- La contingence sur la ligne entre Monrovia et Buchanan provoque une surtension à Buchanan comme les compensateurs statiques à Monrovia ne peuvent plus influencer la tension. Le même phénomène apparaît sur la ligne entre Monrovia et Mano, avec une surtension à Mano.
- La ligne en 161 kV entre Guene et Malanville transporte le flux de puissance du Bénin au Niger. Si la ligne est déclenchée, les lignes en 161 kV au Bénin vers le Niger sont surchargées. Elles génèrent une puissance réactive et il y a une surtension.
- La contingence sur la ligne entre Linsan et Kaleta provoque une redistribution des flux de Kaleta vers l'interconnexion CLSG. La nouvelle redistribution de flux mène à un écroulement de tension en Sierra Leone.
- La ligne entre Kodialani et Kalaban Coro est importante pour la gestion de tension au Mali.
- La contingence de la ligne entre Koutiala et Segou, au Mali, provoque une sous-tension à Segou, qui est alors alimentée via les lignes en 150 kV au Mali.
- Ayiede au Nigéria subit une sous-tension lorsque sa connexion avec la centrale de Papalanto est perdue. La seule connexion restante vient d'Oshogbo.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

- La perte de l'interconnexion entre le Bénin et le Nigéria provoque des surtensions autour de Sakete, dues aux lignes déchargées au Bénin.

Contingences de transformateurs

Les contingences sur les transformateurs à Linsan et à Malanville ne sont pas conformes aux critères d'exploitation. La contingence sur le transformateur à Linsan provoque la surcharge du transformateur parallèle. À Malanville, comme pour les situations à la pointe de charge, la contingence provoque des surtensions dans le nord du Togo et du Bénin.

Transformateur	Tensions	Résultats
Nom	**kV**	**Critères non respectés**
Linsan	225/110	transformateur parallèle surchargé
Malanville	330/161	surtensions en 161 kV au nord du Bénin

Table 90 – Contingences de transformateurs pour le Scénario de Base, en situation au creux de charge.

Contingences d'unités

Deux contingences d'unité ne satisfont pas aux critères d'exploitation. Elles sont présentées dans la Table 91.

Unité	Résultats
Nom	**Critères non respectés**
SVCMONRO	Surtension en 225 kV au Libéria
WIND__1G	Ecroulement de tension au Sénégal

Table 91 – Contingences de machines pour le Scénario de Base, en situation au creux de charge.

La perte des SVC à Monrovia provoque des tensions élevées le long de l'interconnexion CLSG. La tension la plus élevée est située à Buchanan au jeu de barre 225 kV avec 1.14 pu.

La contingence sur le parc éolien au Sénégal mène à un écroulement de tension au Sénégal. Dans ce scénario, le parc éolien produit 60 MW. La raison de l'écroulement est liée à la limite maximale des capacités de transfert des lignes vers le Sénégal. Ce scénario sera illustré dans la section simulant de manière dynamique les contingences d'unité.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

3.4.3.1.4. Scénario 2 au creux de charge

Contingences de lignes

La Table 92 répertorie les contingences qui ne satisfont pas aux critères d'exploitation.

Lignes	Tension	Résultats
Noms	kV	Critères non respectés
Bolgatanga - Ouagadougou	225	Ecroulement de tension au Burkina Faso
Papalanto - Aiyede	330	sous-tension à Aiyede 330 kV au Nigéria
Zebila - Bawku	161	surtensions en 161 kV au nord du Bénin
Buchanan - Monrovia	225	surtensions en 225 kV au Libéria, en Guinée (Nzerekore) et à Man
Ferkessedougou - Kodeni	225	Ecroulement de tension à Bobo Diolasso au Burkina Faso
Kara - Djougou	161	surtensions en 161 kV au nord du Togo et du Bénin
Abobo - Elubo	161	sous-tension en 161 kV au nord du Ghana
Bolgatanga - Zebila	161	surtensions en 161 kV au nord du Bénin
Sakete - Ikeja West	330	surtensions en 161 kV et 330 kV au nord du Bénin
Zagtouli - Ouagadougou	90	Ecroulement de tension à Ouagadougou au Burkina Faso
Sakete - Onigbolo	161	surtensions en 161 kV au nord du Bénin
Ouagadougou-Ouagadougou	90	Ecroulement de tension à Ouagadougou au Burkina Faso

Table 92 – Contingences de lignes pour le Scénario 2, en situation au creux de charge.

Les incidents sont les mêmes que pour le Scénario de Base, sauf pour:

- Les contingences sur les lignes d'interconnexion qui ne sont pas en service dans le Scénario 2.
- Les incidents qui mènent à la division du système en deux parties. Par exemple, dans le Scénario de Base, la perte de la ligne en 150 kV entre Kodialani et Kalaban Coro au Mali provoque des problèmes de tension. Dans le Scénario 2, elle provoque la division du système en deux parties: Le Sénégal et une partie du Mali d'une part, et le reste avec l'autre partie du Mali d'autre part. L'interconnexion passe de 225 kV à 150 kV au Mali et puis de nouveau en 225 kV au Mali.

De plus, les incidents montrent :

- La perte de l'interconnexion entre le Ghana et le Burkina Faso mène à un écroulement de tension au Burkina Faso. Ceci sera illustré dans les simulations dynamiques.
- Les régions du nord du Togo et nord du Bénin continues à avoir des tensions très sensibles.
- La perte de l'interconnexion entre la Côte d'Ivoire et le Burkina Faso provoque un écroulement de tension au Burkina Faso en dépassant les capacités maximum de transfert sur la seule ligne restante pour alimenter le Burkina Faso : la ligne Bolgatanga - Zagtouli.
- La perte de l'interconnexion entre la Côte d'Ivoire et le Ghana oblige l'énergie qui vient du Ghana et qui va vers la Côte d'Ivoire à passer par le Burkina Faso. Ce flux additionnel provoque des basses tensions en 161 kV dans le nord du Ghana.
- Les lignes en 90 kV à l'intérieur de la région d'Ouagadougou au Burkina Faso devraient être renforcées pour permettre à cette région d'importer de la puissance.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Contingences de transformateurs

Pour le scénario 2, en situations au creux de charge, il n'y a aucune contingence de transformateur provoquant un état de réseau qui ne satisfait pas aux critères.

Contingences d'unités

Unité	Résultats
Nom	**Critères non respectés**
2NEWCC-1/2	Surcharge de la ligne Bawku-Zebila au Ghana
MANAN14/5A	Surcharge de la ligne Bawku-Zebila au Ghana et du tfo à Segou au Mali
20NTAG82/3	Surcharge de la ligne Bawku-Zebila au Ghana
MANEAHG1/2	Surcharge de la ligne Bawku-Zebila au Ghana
SVCMONRO	Surtensions au Libéria 225 kV
4OUA24/5_5	Surcharge de la ligne Zagtouli-Ouagadougou 90 kV - Burkina Faso
2027VRID	Surcharge de la ligne Bawku-Zebila au Ghana
GTI_111A	Sous-tensions au Sénégal, Mali et Côte d'Ivoire + surcharge du tfo à Segou et de lignes 150 kV au Mali
BUI___G1	Surcharge de la ligne Bawku-Zebila au Ghana

Table 93 – Contingences de machines pour le Scénario 2, en situation au creux de charge.

La perte des SVC à Monrovia provoque des tensions élevées sur l'interconnexion CLSG.

En cas de contingence d'une grosse unité (Manantali, GTI au Sénégal,...) il y a un risque de surcharge des transformateurs à Segou et des lignes en 150 kV au Mali avec des basses tensions en Côte d'Ivoire, au Mali et au Sénégal. Ceci est du à la redistribution des flux avec le déblocage des réserves primaires.

La ligne en 90 kV entre Ouagadougou et Zagtouli est surchargée pour des contingences d'unité à Ouagadougou.

La ligne en 161 kV entre le nord du Ghana et du Togo, au cas où une machine de plus de 40 MW serait perdue au Mali, au Sénégal, en Guinée ou en Côte d'Ivoire. La ligne entre Bawku et Zebila a une faible capacité nominale de 43 MVA en comparaison avec d'autres éléments de l'interconnexion entre le nord du Ghana et du Togo. Les lignes entre Bawku et Dapaong sont évaluées à 120 MVA, tandis que la ligne entre Dapaong et Mango est évaluée à 120 MVA.

3.4.3.2. 2020

En 2020, le système tel qu'il est présenté ne satisfait pas au critère N-1. Les problèmes détectés sont répertoriés dans les Table 94, Table 95 et Table 96.

Les problèmes pour les contingences de lignes sont les suivants:

- Problèmes d'évacuation de puissance. Les lignes pour évacuer la puissance d'Adjaralla, Koukoutamba et Boureya sont insuffisantes.
- Les surtensions au nord du Bénin et du Togo, telles que détectées pour 2015, se maintiennent.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

- Grosses importations des certains pays dont la stabilité de réseau est très difficile à garder. C'est le cas pour le Sénégal, le Burkina Faso et le Mali. Une bonne coordination entre les lignes et les réactances devrait permettre d'éviter certains problèmes mais ce n'est pas suffisant pour supporter le N-1. Le support de tension est insuffisant et le niveau d'importation est difficile à supporter. Les solutions possibles sont l'installation de SVC, l'exploitation de plus d'unités dans le pays pour fournir un support de tension et réduire les importations ou le renforcement des interconnexions.
- De grandes boucles composées de longues interconnexions dont la stabilité est très difficile à conserver. Certains éléments de contingence sur la boucle provoquent des redistributions de flux qui ne sont pas supportées par le réseau. En cas de renforcements, l'entièreté de la boucle ne doit pas être doublée. En doubler seulement une partie est suffisant.
  - La boucle Linsan-Manantali-Bamako-Fomi
  - La boucle OMVG
  - La boucle entre Fomi-Kodialani-Sikasso-Ferkessedougou-Boundiali
  - La boucle entre Matam-Kayes-Tobene-Kaolack-Tambacounda

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Lignes	Tension	Résultats
Noms	**kV**	**Critères non respectés**
Linsan-Dabola	225	surcharges sur les lignes 225 kV Boureya-Manantali-Tkita
Dabola-Koroussi	225	
Koroussi-Fomi	225	
Linsan-Kamakwie	225	surcharges sur les lignes 225 kV Boureya-Manantali
Kamakwie-Yiben	225	
Yiben-Bumbuna	225	
Sambangalou-Tambacounda	225	instabilité
Tambacounda-Kaolack	225	
Kaolack-Touba	225	
Kaleta-Boke	225	instabilité
Boke-Saltinho	225	
Saltinho-Bambadinca	225	
Bambadinca-Mansoa	225	
Mansoa-Tanaf	225	
Tanaf-Soma	225	
Linsan-Koukoutamba	225	instabilité
Boureya-Manantali	225	sucharge Linsan-Koukoutamba
Kayes-Matam	225	instabilité
Matam-Dagana	225	
Fomi-Bundialani	225	instabilité
Ouelessedougou-Kodialani	225	
Ouelessedougou-Sikasso	225	
Bundialani-Ferkessedougou	225	surcharge sur la ligne 225 kV Ouelessedougou-Kodialani
Fomi-Siguir	225	surcharge sur la ligne 225 kV Boureya-Manantali
Man-Yekepa	225	instabilité
Bolgatanga-Ouagadougou	225	instabilité
Ouagadougou est-Zagtouli	225	surcharge sur la ligne 90 kV Zagtouli-Ouagadougou
Adjaralla-Ava	161	surcharge sur les lignes 161 kV Adjaralla-Nangbeto-Mome Hagou
Guene-Malanville	161	surtensions au nord du Bénin
Zabori-Malanville	330	surtensions au nord du Bénin
Zebila-Bawku	161	surtensions au nord du Togo

Table 94 – Contingences de lignes pour 2020, en situation à la pointe de charge.

Les problèmes pour les contingences de transformateurs sont liés aux problèmes détectés pour les lignes, excepté pour le nord de la Côte d'Ivoire qui n'est pas assez alimenté avec les trois transformateurs à Ferkessedougou, Boundiali and Laboa.

Transformateur	Tensions	Résultats
Nom	**kV**	**Critères non respectés**
Selingue	225/150	surcharge tfo 225/150 kV à Kodialani et des lignes entre Kodialani et Kalaba Coro au Mali
Malanville	330/161	surtensions au nord du Bénin
Ferkessedougou	225/90	instabilité au nord de la Côte d'Ivoire
Laboa	225/90	instabilité au nord de la Côte d'Ivoire
Bundialani	225/90	surcharge des tfos de Ferkessedougou et Laboa

Table 95 – Contingences de transformateurs pour 2020, en situation à la pointe de charge.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Enfin, pour les contingences d'unité, le problème détecté pour le Sénégal en 2015 se maintient. La contingence d'une unité à Sendou provoque la perte de 125 MW. Cette perte est remplacée par le déblocage de la réserve primaire au Sénégal mais aussi dans d'autres pays. En conséquence, un flux additionnel apparait sur les lignes vers le Sénégal provoquant une instabilité. Dans ce scénario, les lignes entre Kayes et Matam et entre Sambangalou et Kaolack sont très chargées. Il est intéressant de remarquer qu'une contingence de 100 MW est supportée par le système.

Unit	Power	Results
Name	**MW**	**Criteria not respected**
Sendou	125	écroulement au Sénégal

Table 96 – Contingences d'unités pour 2020, en situation à la pointe de charge.

3.4.3.3. 2025

Le critère N-1 n'est pas respecté dans le système tel qu'il a été étudié en situation à la pointe de charge en 2025. Les contingences de lignes, de transformateurs et d'unités ne satisfont pas aux critères d'exploitation rapportés dans les Table 97, Table 98, Table 99 et Table 100.

D'abord, la Table 97 résume les contingences de ligne qui provoquent les surcharges des lignes parallèles. Elles concernent principalement des problèmes internes:

- en 90 kV à Dakar (Sénégal), Ouagadougou (Burkina Faso) et Abidjan (Côte d'Ivoire),
- 150 kV à Bamako (Mali),
- en 161 kV à Cotonou (Bénin), Lomé (Togo) et Tema (Ghana),
- en 330 kV à Lagos et Benin City (Nigéria).

Des problèmes régionaux apparaissent également avec les surcharges:

- en 225 kV dans le nord de la Côte d'Ivoire, pour l'exportation de puissance hydroélectrique provenant de l'interconnexion CLSG et de la région de Soubre vers le Burkina Faso.
- en 225 kV entre Boureya, Manantali, Kodialani et Kodeni (Guinée, Mali, Burkina Faso) pour exporter la puissance hydroélectrique de la Guinée vers le Mali et le Burkina Faso.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Lignes	Tension	Résultats
Noms	**kV**	**Critères non respectés**
Sococim-Thiona	90	ligne parallèle surchargée
Zagtouli-Ouagadougou	90	ligne parallèle surchargée
Maria Gleta-Cotonou	161	ligne parallèle surchargée
Manantali-Tkita	225	ligne parallèle surchargée
Ajaoku-Geregu	330	ligne parallèle surchargée
Erunkan-Ikeja West	330	ligne parallèle surchargée
Boureya-Manantali	225	ligne parallèle surchargée
Volta-Tema	161	ligne parallèle surchargée
Niamey-Birnin Kebbi	132	ligne parallèle surchargée
Lome-Lome Port	161	ligne parallèle surchargée
Sirako-Balingue	150	ligne parallèle surchargée
Ouelessedougou-Kodialani	225	ligne parallèle surchargée
Ouaga Est-Kossodo	90	ligne parallèle surchargée
Treichville-Vridi	90	ligne parallèle surchargée
Ouaga 1- PC	90	ligne parallèle surchargée
PC-Kossodo	90	ligne parallèle surchargée
Kounoune-Tobene	225	surcharge ligne 90 kV Mbour-Sococim
Bouake-Kossou	90	surcharge ligne 90 kV Bouake 1-Bouake 2
Ayiede-Oshogbo	330	surcharge ligne 330 kV Ayiede-Papalanto
Cap des biches - Sococim	90	surcharge ligne 90 kV Kounoune-Sococim
Ferkessedougou-Kodeni	225	surcharge ligne 225 kV Sikasso-Kodeni
Kounoune-sococim	90	surcharge ligne 90 kV Cap des biches-Sococim
Bundialani-Ferkessedougou	225	surcharge tfo 225/90 KvBoundiala
Ouaga Est-Zagtouli	225	surcharge lignes 90 kV Zagtouli-Ouaga 2 et Ouaga 2-Ouaga 1 et tfos 225/90 kV Zagtouli

Table 97 – Contingences de lignes provoquant des problèmes de surcharge (situation à la pointe de charge 2025)

Deuxièmement, la Table 98 répertorie toutes les contingences de lignes menant à des problèmes et des écroulements de tension. Les régions suivantes sont concernées:

- 90 kV, réseau autour de Kossou, Taabo et Boake en Côte d'Ivoire.
- 161 kV à Freetown. La stabilité dépend des 2 lignes venant de Bumbuna, ce qui est insuffisant.
- 161 kV à Kpan au Ghana
- Les régions de Katsina et Maiduguri dans le nord du Nigéria, devraient plus compensées.
- La région d'Ayiede au Nigéria, qui est seulement connectée via deux lignes et insuffisamment compensée.
- Les régions de Dagana et Sakal au Sénégal, ou la perte de l'interconnexion OMVS de Kayes provoque une redistribution de flux qui n'est pas supportée.
- La Gambie et la Guinée Bissau, alimentées par Kaleta, ne supportent pas une contingence sur les lignes en 225 kV entre Kaleta et Mansoa. La redistribution de flux provoque des écroulements de tension.
- La sous-station 225 kV de Buchanan, connaît des surtensions lorsque le lien avec le SVC de Monrovia est perdu.
- Niamey, Salkadamna et le nord du Bénin, subissent des surtensions lorsque l'interconnexion de la Dorsale Nord est perdue entre Niger-Bénin-Nigéria.

La transmission de puissance hydroélectrique d'ouest en est, est également un problème. La perte de l'une de ces interconnexions réduit les capacités de transfert et mène à une instabilité.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

- Interconnexion CLSG entre Man et Yekepa.
- Fomi-Boundiali
- Kodialani-Kodeni
- Kodeni-Bolgatanga
- Riviera-Prestea

Lignes	Tension	Résultats
Noms	**kV**	**Critères non respectés**
Buchanan-Monrovia	225	surtensions à Buchanan, Libéria
Agbo-Yopo	90	Soustension à Agbo, Côte d'Ivoire
Dagana-Sakal	225	surtensions à Dagana et Matam, Sénégal
Kano-Katsina	330	sous-tension à Katsina, Nigéria
Birnin Kebbi-Malanville-Niamey	330	surtensions à Niamey, Salkadamna et au nord du Bénin
Prestea-Riviera	330	instabilité
Gombe-Damaturi	330	écroulement de tension à Maiduguri, Nigéria
Papalanto-Ayiede	330	écroulement de tension à Ayiede, Nigéria
Kaolack-Touba	225	écroulement de tension à Touba, Senegal
Bambadinka-Mansoa	225	instabilité
Bambadinka-Saltinho	225	
Boke-Saltinho	225	
Fomi-Bundialani	225	instabilité
Sikasso-Kodeni	225	instabilité
Sikasso-Ouelessedougou	225	instabilité
Man-Yekepa	225	instabilité
Soubre-San Pedro	225	instabilité
Tiboto-San Pedro	225	instabilité
Bouake 2-Kossou	225	écroulement de tension à Bouake, Côte d'Ivoire
Kodeni-Bolgatanga	225	instabilité
Bumbuna-Freetown	161	écroulement de tension à Freetown au Sierra Leone
Asie-Kpan	161	écroulement de tension à Kpan au Ghana
Bouake 1-Bouake 2	90	écroulement de tension à Bouake 1, Côte d'Ivoire
Bouake-Agnibilekro	90	écroulement de tension dans la zone Dimbokro-Attakro-Abengourou-Agnibilekro (Côte d'Ivoire)
Kossou-Yamoussoukro	90	
Taabo-Dimbokro	90	
Dimbokro-Attakro	90	
Attakro-Abengourou	90	
Gagnoa-Kossou	90	écroulement de tension à Gagnoa, Côte d'Ivoire
Hire-Taabo	90	écroulement de tension à Divo, Côte d'Ivoire
Hire-Divo	90	

Table 98 – Contingences de lignes provoquant des problèmes de tension et d'instabilité (situation à la pointe de charge 2025)

Les contingences de transformateurs répertoriées dans la Table 99 confirment les problèmes déjà mentionnés et montrent les sous-stations où les transformateurs devraient être renforcés.

Enfin, la Table 100 présente les contingences d'unité qui ne sont pas supportées par le système. Ces contingences concernent de grosses unités situées dans la partie est du système de l'EEEAO. Leurs contingences provoquent le déblocage des réserves primaires, principalement au Nigéria, menant à une redistribution de flux où le flux d'est en ouest est réduit. Cette réduction provoque des surtensions dans le nord de la Côte d'Ivoire et mène à une instabilité.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Transformateur	Tensions	Résultats
Nom	**kV**	**Critères non respectés**
Bumbuna	225/161	tfo parallèle surchargé
Tobene	225/90	tfo parallèle surchargé
Kumasi	330/161	tfo parallèle surchargé
Riviera	330/225	tfo parallèle surchargé
Segou	225/150	tfo parallèle surchargé
Bouake	225/90	tfo parallèle surchargé
Matam	225/90	tfo parallèle surchargé
Kodeni	225/33	tfo parallèle surchargé
Kano	330/132	écroulement de tension au nord du Nigeria
Katsina	330/132	écroulement de tension au nord du Nigeria

Table 99 – Contingences de transformateurs pour 2025, en situation à la pointe de charge.

Unité	Puissance	Résultats
Nom	**MW**	**Critères non respectés**
Kaleta	80	instabilité
Sendou	125	instabilité
Wind farm SE	100	instabilité

Table 100 – Contingences d'unités pour 2025, en situation à la pointe de charge.

3.4.4. Études statiques Analyse de courts-circuits

L'analyse de courts-circuits a été effectuée à la pointe de charge pour les années 2015, 2020 et 2025.

3.4.4.1. 2015

Les résultats de l'analyse de court-circuit sont présentés dans l'annexe dans les Table 126, Table 127, Table 128 et Table 129.

Ils ont été calculés pour le Scénario de Base et pour le Scénario 2, d'abord avec la configuration du scénario (les machines hors service sont déconnectées), ensuite avec toutes les machines connectées pour atteindre le niveau maximum de court-circuit.

Une fois comparés aux capacités du disjoncteur, ces niveaux de court-circuit sont tous acceptables excepté pour :

- Abobo 90 kV, Vridi 90 kV, Plateau 90 kV, Bia nord 90 kV et Treichville 90 kV en Côte d'Ivoire.

  La zone d'Abidjan verra que l'installation de nouvelles unités dans les zones à Riviera et Vridi qui sont responsables des courants élevés calculés. Certains documents collectés mentionnent que les capacités des disjoncteurs seront ou seraient déjà améliorées pour certaines de ces sous-stations. Les calculs prévoient des niveaux supérieurs à 25 kA et même parfois supérieurs à 31.5 kA. L'amélioration devrait par conséquent être assez importante pour couvrir ces niveaux.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

- Volta 161 kV et Smelter 161 kV au Ghana.

  La zone entre Akosombo et Tema faisait déjà face à des niveaux élevés de courants de court-circuit. En 2015, l'apparition de nouvelles unités à Tema et à Asogli augmenteront encore plus ces niveaux. Les calculs ont également montré des niveaux supérieurs à 90% pour Akosombo 161 kV, Tema TT1P 161 kV et Asogli 161 kV, bien qu'ils soient encore acceptables.

- Afam 330 kV, Alaoji 330 kV, Benin City 330 kV, Bénin Nord 330 kV, Egbin 330 kV, Erunkan 330 kV, Eyaen 330 kV, Ikeja Ouest 330 kV, Ikot Ekpene 330 kV, Onitsha 330 kV et Owerri 330 kV au Nigéria.

  Le sud du Nigéria, avec la région de Lagos, Benin City et Port Harcourt est déjà très dense et chargé. En 2015, plusieurs nouvelles centrales seront mises en service dans ces zones. Les renforcements du réseau 330 kV et l'installation du super réseau 760 kV contribueront également à augmenter les niveaux de court-circuit. Pour les sous-stations citées ci-dessus, les niveaux actuels de court-circuit sont au-dessus de la capacité des disjoncteurs. Pour les nœuds d'Aja 330 kV, d'Ikot Abasi 330 kV et de Sapele 330 kV les courants de court-circuit calculés sont élevés (supérieurs à 90% de la capacité nominale des disjoncteurs) mais encore acceptable. Certains documents collectés mentionnent des capacités des disjoncteurs supérieurs à 31.5 kA (à 40 et 50 kA) mais sans détailler pour quelles sous-stations. Il est important de s'assurer que ces sous-stations sont concernées.

- Cap des Biches 90 kV au Sénégal.

  Le courant maximum calculé est acceptable. L'attention est attirée ici parce qu'il est à entre 90 et 100% de la capacité du disjoncteur. Ce niveau élevé est dû à l'installation de nouvelles capacités au Cap des Biches.

Les hypothèses de modélisation doivent être gardées à l'esprit pour analyser les niveaux de courts-circuits calculés. Pour beaucoup de pays, aucune information n'a été collectée au sujet des renforcements internes. Les paramètres importants comme l'impédance des transformateurs-élévateurs ont été supposés.

3.4.4.2. 2020 ET 2025

Les calculs de court-circuit ont montré les mêmes problèmes que pour 2015. Le développement de grandes centrales hydro dans la partie est du système de l'EEEOA n'est pas problématique, en ce qui concerne les puissances de court-circuit, si les impédances des transformateurs élévateurs sont correctement dimensionnées, et sur base de l'hypothèse d'une connexion en 225 kV avec des capacités de coupure de 31.5 kA.

Les résultats sont dans les Table 130, Table 131 et Table 132 en annexe.

3.4.4.3. CONCLUSIONS

En conclusion, les niveaux de court-circuit triphasés pourraient être réduits en prenant les mesures suivantes :

- Concevoir l'impédance des transformateurs élévateur pour limiter de tels courants ;
- Insérer des réactances en série aux sous-stations les plus importantes ;
- Éviter de placer toutes les unités sur le même site, ou près de zones ayant déjà des niveaux élevés de courts-circuits.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Les endroits où des valeurs excédant les capacités de disjonction ont été détectées devraient être vérifiés afin de s'assurer que les hypothèses faites pour les capacités de disjonction sont sous-estimées.

3.4.5. Études dynamiques: Stabilité petits signaux

La stabilité petits signaux du système a été vérifiée par le calcul des valeurs propres en utilisant HERCULES, selon la méthodologie décrite ci-dessus.

3.4.5.1. 2015 POINTE DE CHARGE : SCÉNARIO DE BASE

Pour le Scénario de Base, les modes suivants ont un coefficient d'amortissement inférieur à 5.0%.

Mode	Réelle	Imaginaire	ζ (%)	Freq (Hz)
1	-0.016	3.146	0.51%	0.501
2	-0.194	5.980	3.24%	0.952
3	-0.076	2.207	3.43%	0.351
4	-0.238	5.403	4.41%	0.860

Table 101 – Caractéristiques des modes les moins amortis - Scénario de Base (pointe de charge)

Ces modes sont associés à des oscillations interzonales et les trois premiers seront étudiés ici :

- Le mode 1 est une oscillation interzonale entre Ghana/Côte d'Ivoire et Sénégal/Guinée.
- Le mode 2 est une oscillation interzonale entre le Mali et le Sénégal.
- Le mode 3 est une oscillation interzonale entre Sénégal/Guinée et le Nigéria.

Les tables et les figures ci-dessous illustrent les modes.

Le graphique vectoriel de mode de la Figure 44 illustre la résonance entre les deux groupes de machines pour le mode 1. C'est une oscillation interzonale entre Ghana/Côte d'Ivoire et Sénégal/Guinée. Avec l'information contenue dans la Table 102, il est possible de comprendre le graphique. Les flèches sur le côté gauche représentent les machines au Ghana et en Côte d'Ivoire. Le module de la flèche donne la contribution de la machine à l'oscillation et son angle donne la phase de la contribution dans l'oscillation. Les flèches sur le côté droit représentent les machines au Sénégal et en Guinée. L'opposition de phase est visible.

Les mêmes figures et tables sont fournies pour les modes 2 et 3.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

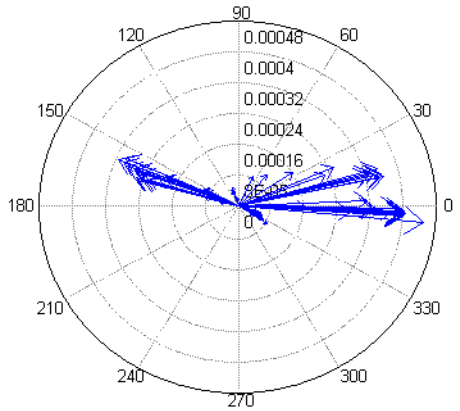


Figure 44 – Graphe vectoriel de mode du mode 1 – Scénario de Base (pointe de charge)

Machines en opposition de phase							
Pays	**Machine**	**Angle**	**Contribution**	**Pays**	**Machine**	**Angle**	**Contribution**
GH	DOMIT1G2	-202.36	0.31	SE	SENDOU1G	-5.46	0.45
GH	DOMIT1G1	-202.36	0.31	SE	BELAIR1G	-2.76	0.40
GH	ABOAT1G1	-202.25	0.30	SE	BELAIR2G	-2.76	0.40
GH	ABOAT1G2	-202.25	0.30	SE	CAPDB19A	-2.09	0.40
GH	ABOAT2G1	-202.25	0.30	SE	B_AIRG62	-3.54	0.40
GH	ABOAT2ST	-204.52	0.30	SE	B_AIRG61	-3.54	0.40
GH	ABOAT1ST	-201.08	0.29	SE	GTI_113A	-2.03	0.40
CI	20NGTAG8	-200.51	0.26	SE	CAPDB145	-3.71	0.39
CI	20NTAG82	-200.51	0.26	SE	CAPDB144	-3.71	0.39
CI	2NEWCC-1	-200.23	0.26	SE	KOUN_1G1	-2.64	0.39
CI	2NEWCC-2	-200.23	0.26	SE	KOUN_1G6	-2.64	0.39
CI	2027VRID	-200.41	0.26	SE	KOUN_1G3	-2.64	0.39
CI	2028VRID	-200.39	0.26	SE	KOUN_1G4	-2.64	0.39
CI	2029VRID	-200.53	0.26	SE	KOUN_1G7	-2.64	0.39
CI	20NTAG83	-200.54	0.26	SE	KOUN_1G2	-2.64	0.39
GH	ABOA3CC1	-202.47	0.26	SE	KOUN_1G5	-2.64	0.39
CI	2034TAAB	-196.79	0.26	SE	CAPDB11A	-3.35	0.39
CI	2033TAAB	-196.79	0.26	SE	GTI_111A	-1.08	0.38
CI	2032TAAB	-196.80	0.26	GU	TOMBO5G1	12.68	0.36
GH	BUI___G1	-195.35	0.26	GU	TOMBO5G3	12.68	0.36
GH	BUI___G2	-195.35	0.26	GU	TOMBO5G2	12.68	0.36
GH	AKOSOMG1	-195.49	0.25	GU	GRCHUTG3	13.82	0.35
GH	AKOSOMG2	-195.49	0.25	GU	GRCHUTG4	13.84	0.35
GH	AKOSOMG3	-195.49	0.25	GU	GRCHUTG1	13.86	0.35
GH	AKOSOMG4	-195.49	0.25	GU	GRCHUTG2	13.86	0.35
GH	AKOSOMG6	-195.49	0.25	GU	DONKEAG1	15.95	0.35
GH	AKOSOMG5	-195.49	0.25	GU	DONKEAG2	15.95	0.35
GH	SASO2CC1	-201.02	0.24	GU	TOMBO3G4	12.43	0.35
GH	KPONGHG3	-195.13	0.24	GU	MANEAHG2	12.11	0.34
GH	KPONGHG4	-195.13	0.24	GU	MANEAHG1	12.11	0.34
GH	KPONGHG1	-195.13	0.24	GU	MANEAHG3	12.11	0.34
GH	KPONGHG2	-195.13	0.24	GU	KALETAG3	15.54	0.33
CI	2043KOSS	-195.75	0.23	GU	KALETAG2	15.54	0.33
CI	2042KOSS	-195.75	0.23	GU	KALETAG1	15.54	0.33

Table 102 – Machines en opposition de phases – Mode 1 – Scénario de Base (pointe de charge)

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

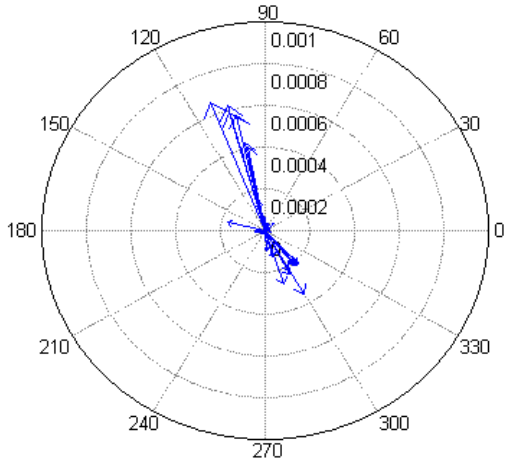


Figure 45 – Graphe vectoriel de mode du mode 2 – Scénario de Base (pointe de charge)

Machines en opposition de phase							
Pays	**Machine**	**Angle**	**Contribution**	**Pays**	**Machine**	**Angle**	**Contribution**
MA	FELOU_3G	-248.36	0.66	SE	SENDOU1G	-60.08	0.35
MA	FELOU_1G	-248.36	0.66	SE	CAPDB19A	-49.81	0.22
MA	FELOU_2G	-248.36	0.66	SE	GTI_113A	-48.77	0.22
MA	MANAN11A	-254.38	0.62	SE	BELAIR1G	-50.20	0.22
MA	MANAN12A	-254.38	0.62	SE	BELAIR2G	-50.20	0.22
MA	MANAN14A	-254.38	0.62	SE	GTI_111A	-46.80	0.21
MA	MANAN15A	-254.38	0.62	SE	B_AIRG61	-51.44	0.21
MA	MANAN13A	-254.38	0.62	SE	B_AIRG62	-51.44	0.21
MA	KENIE_2G	-254.26	0.59	SE	CAPDB144	-52.45	0.21
MA	KENIE_1G	-254.26	0.59	SE	CAPDB145	-52.45	0.21
MA	KENIE_3G	-254.26	0.59	SE	KOUN_1G2	-49.78	0.20
MA	SELING1	-256.89	0.57	SE	KOUN_1G7	-49.78	0.20
MA	SELING2	-256.89	0.57	SE	KOUN_1G4	-49.78	0.20
MA	SELING3	-256.89	0.57	SE	KOUN_1G5	-49.78	0.20
MA	SELING4	-256.89	0.57	SE	KOUN_1G1	-49.78	0.20
MA	VICABO1G	-258.05	0.43	SE	KOUN_1G3	-49.78	0.20
MA	BALBIDG1	-258.97	0.40	SE	KOUN_1G6	-49.78	0.20
MA	BALBIDG2	-258.97	0.40	SE	CAPDB11A	-50.33	0.20

Table 103 – Machines en opposition de phases – Mode 2 – Scénario de Base (pointe de charge)

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

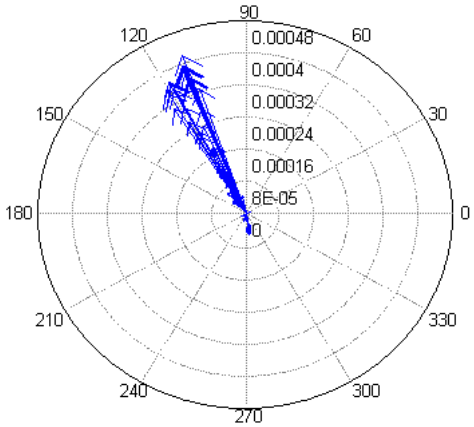


Figure 46 – Graphe vectoriel de mode du mode 3 – Scénario de Base (pointe de charge)

Machines en opposition de phase							
Pays	**Machine**	**Angle**	**Contribution**	**Pays**	**Machine**	**Angle**	**Contribution**
SE	SENDOU1G	-249.33	0.42	NI	DELTAG18	-83.74	0.05
SE	BELAIR2G	-248.06	0.40	NI	DELTAG17	-83.74	0.05
SE	BELAIR1G	-248.06	0.40	NI	DELTAG20	-83.74	0.05
SE	CAPDB19A	-247.88	0.39	NI	DELTAG19	-83.74	0.05
SE	B_AIRG61	-248.67	0.39	NI	DELTAG16	-83.74	0.05
SE	B_AIRG62	-248.67	0.39	NI	DELTAG04	-84.01	0.05
SE	KOUN_1G1	-248.13	0.39	NI	DELTAG05	-84.01	0.05
SE	KOUN_1G4	-248.13	0.39	NI	DELTAG06	-84.01	0.05
SE	KOUN_1G7	-248.13	0.39	NI	DELTAG03	-84.01	0.05
SE	KOUN_1G2	-248.13	0.39	NI	AFAMGT20	-83.74	0.05
SE	KOUN_1G3	-248.13	0.39	NI	AFAMGT19	-83.74	0.05
SE	KOUN_1G5	-248.13	0.39	NI	DELTAG08	-83.60	0.05
SE	KOUN_1G6	-248.13	0.39	NI	DELTAG07	-83.60	0.05
SE	CAPDB11A	-248.28	0.39	NI	DELTAG09	-83.60	0.05
SE	CAPDB144	-248.84	0.39	NI	AFAMGT15	-83.76	0.05
SE	CAPDB145	-248.84	0.39	NI	AFAMGT16	-83.76	0.05
SE	GTI_113A	-247.95	0.39	NI	AFAMGT17	-83.76	0.05
SE	GTI_111A	-247.73	0.37	NI	AFAMGT18	-83.76	0.05
GU	TOMBO5G3	-241.34	0.37	NI	AFAMGT13	-83.48	0.05
GU	TOMBO5G1	-241.34	0.37	NI	AFAMGT14	-83.48	0.05
GU	TOMBO5G2	-241.34	0.37	NI	KWALCC3	-81.41	0.04
GU	TOMBO3G4	-241.74	0.37	NI	CALABGT2	-80.49	0.04
GU	MANEAHG1	-242.07	0.37	NI	CALABGT1	-80.49	0.04
GU	MANEAHG2	-242.07	0.37	NI	CALABGT3	-80.49	0.04
GU	MANEAHG3	-242.07	0.37	NI	CALABGT5	-80.49	0.04
GU	GRCHUTG3	-241.37	0.36	NI	CALABGT4	-80.49	0.04
GU	GRCHUTG4	-241.36	0.36	NI	ALAOJGT4	-80.43	0.04
GU	GRCHUTG2	-241.35	0.36	NI	ALAOJGT1	-80.36	0.04
GU	GRCHUTG1	-241.35	0.36	NI	ALAOJGT2	-80.36	0.04
SE	KOUDI_1G	-248.51	0.36	NI	ALAOJGT3	-80.42	0.04
SE	KOUDI_2G	-248.51	0.36	NI	EGBINST5	-84.31	0.04

Table 104 – Machines en opposition de phases – Mode 3 – Scénario de Base (pointe de charge)

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Ces modes ont pu être identifiés également dans des simulations temporelles. Les figures ci-dessous montrent les oscillations présentes dans chaque mode.

La Figure 47 montre l'opposition de phase trouvée au Mode 1, après un court-circuit triphasé au jeu de barre Tobene 225 kV au Sénégal pendant 100 ms. La période d'oscillation du mode 1 est d'environ 2 secondes, son amortissement n'est pas suffisant et la figure montre une opposition de phase claire des machines Sendou (Sénégal) et Akosombo (Ghana). Cela a été confirmé par le graphique vectoriel de mode (voir Figure 44).

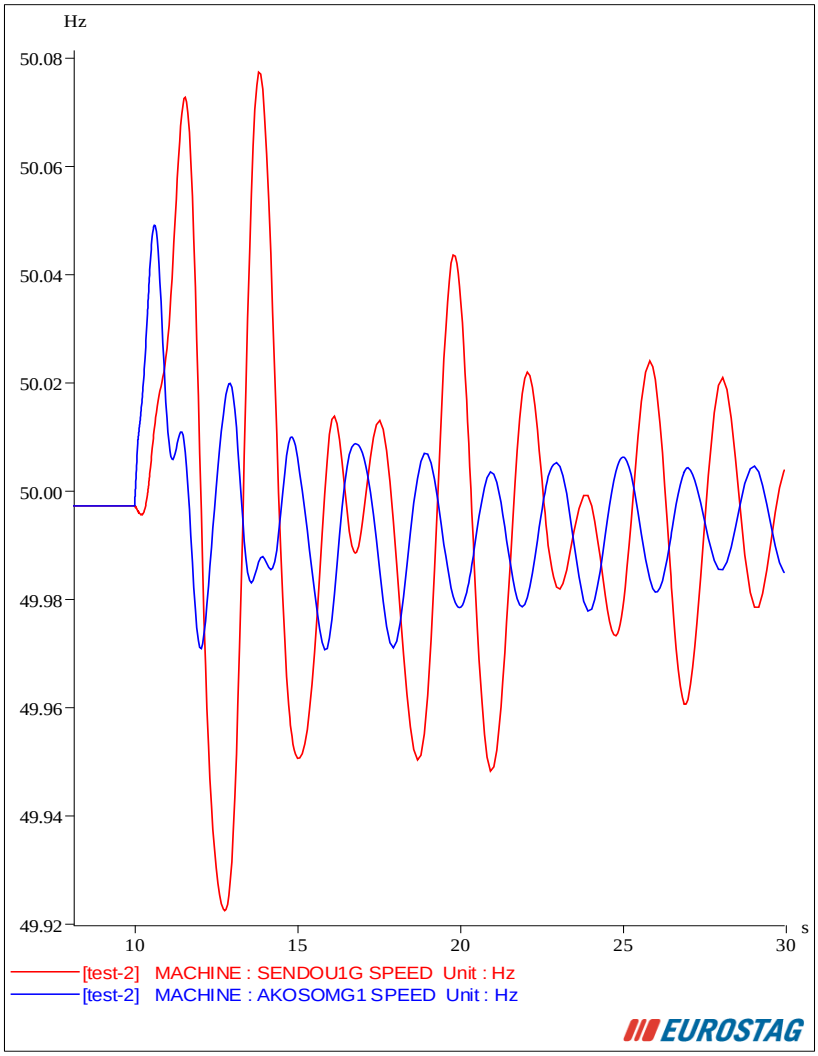


Figure 47 - Oscillations – Mode 1 – Scénario de Base (pointe de charge)

Pour identifier le mode 2 dans les simulations dynamiques, un court-circuit triphasé a été réalisé jeu de barre 225 kV à Manantali (Mali) pendant 100 ms. La Figure 48 montre des oscillations.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

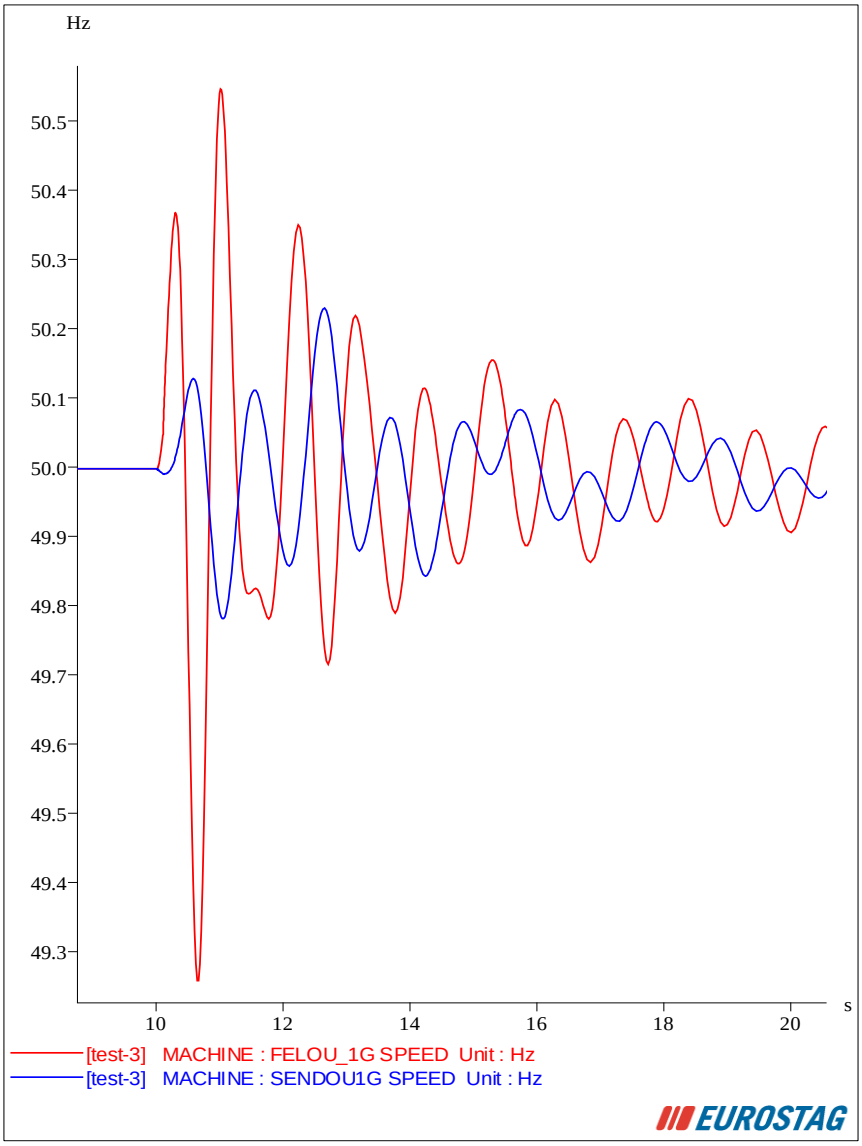


Figure 48 - Oscillations – Mode 2 – Scénario de Base (pointe de charge)

Ici, la période est d'environ 1 seconde. Une opposition de phase entre les unités de Felou (Mali) et de Sendou (Sénégal) est montrée, et son amortissement n'est pas acceptable.

Un autre défaut triphasé a été réalisé pour visualiser le mode 3. Le nœud Birnin Kebbi 330 kV (Nigéria) a été choisi pour la simulation d'un court-circuit de 100 ms. La Figure 49 montre la réaction de système. La période de ce mode est d'environ 2.8 secondes. La figure montre une opposition de phase entre les unités de Sendou (Sénégal) et de Delta (Nigéria), et son amortissement n'est pas suffisant.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

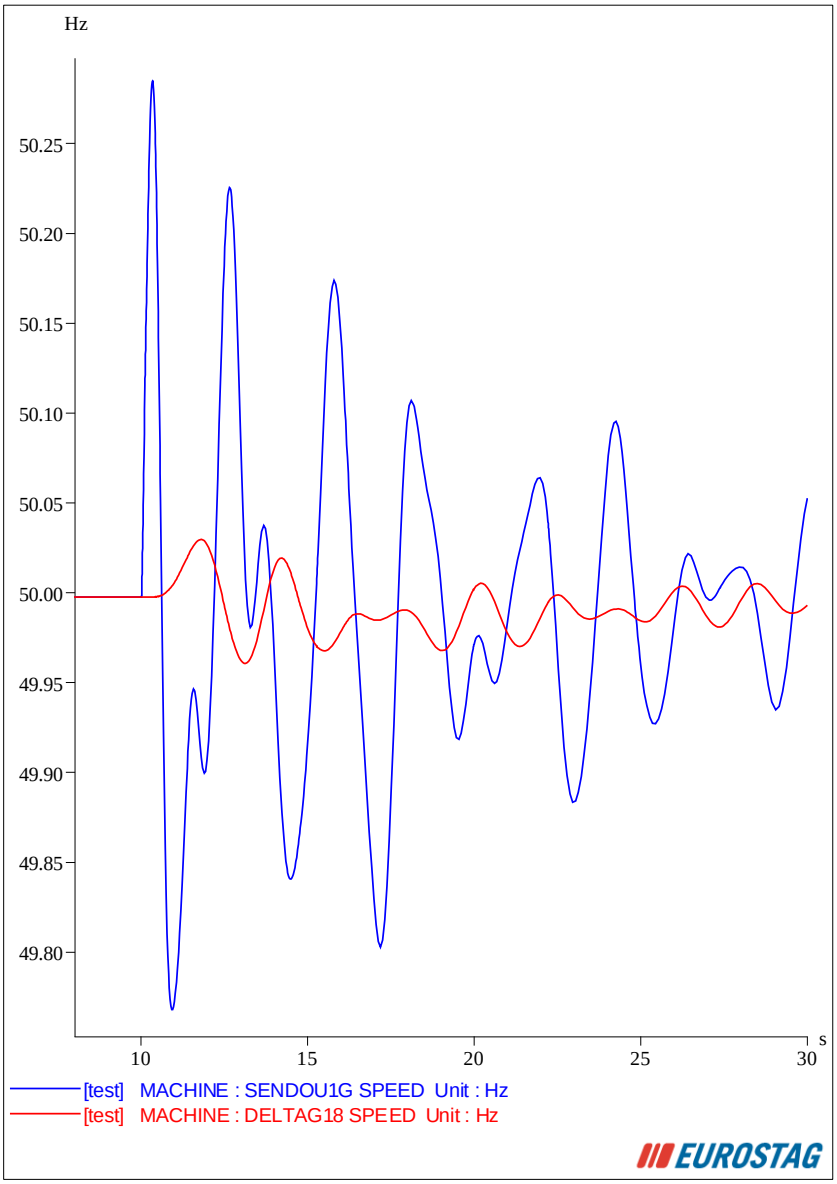


Figure 49 - Oscillations – Mode 3 – Scénario de Base (pointe de charge)

L'amortissement du système pourrait être amélioré avec l'installation d'un Stabilisateur de Système Electrique (PSS). L'outil de contrôlabilité d'HERCULES a permis d'identifier les machines où installer ces PSS afin d'augmenter le coefficient d'amortissement du système. Les machines avec le meilleur impact sur les oscillations sont principalement situées au Nigéria. Les deux meilleurs sites sont Geregu et Calabar, au Nigéria.

D'une manière générale, un PSS devrait être installé sur chaque grande nouvelle unité dans le système. Les plus grandes unités de chaque pays devraient également être équipées de PSS.

Pour vérifier qu'une amélioration est faisable, des PSS ont été installés sur les machines dans Table 105. Les deux meilleurs emplacements au Nigéria ont été équipés. D'autres grosses machines au Nigéria ont été sélectionnées, ainsi que des machines en Guinée et au Sénégal parce qu'elles participent aux modes examinés ci-dessus.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Unités	Pays
Geregu	Nigéria
Kaleta	Guinée
Sendou	Sénégal
Ross Betio	Sénégal
Jebba	Nigéria
Alaoji	Nigéria
Calaba	Nigéria
Eayen	Nigéria

Table 105 – Machines avec PSS pour améliorer l'amortissement

Après installation du PSS sur ces unités, l'amortissement a été recalculé. La Table 106 garde les deux derniers modes dont l'amortissement est toujours inférieur à 5%. Leur amortissement est maintenant supérieur à 3% soit la valeur minimum recommandée par le groupe de travail du CIGRE pour la stabilité des systèmes. Le mode dont l'amortissement était d'environ 0.5% est maintenant amorti à 4.5%.

Mode	Réelle	Imaginaire	ζ (%)	Freq (Hz)
1	-0.186	6.167	3.01%	0.982
2	-0.143	3.192	4.47%	0.508

Table 106 – Caractéristiques des modes avec l'amortissement le plus bas après installation du PSS - Scénario de Base (pointe de charge)

Pour visualiser l'amélioration, un court-circuit triphasé à Eyaen 330 kV a été simulé pendant 50 ms et la Figure 50 compare les oscillations des unités entre le système avec et sans PSS. Il montre clairement l'action du PSS. Cet amortissement aurait pu être encore meilleur avec un réglage approprié des paramètres du PSS.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

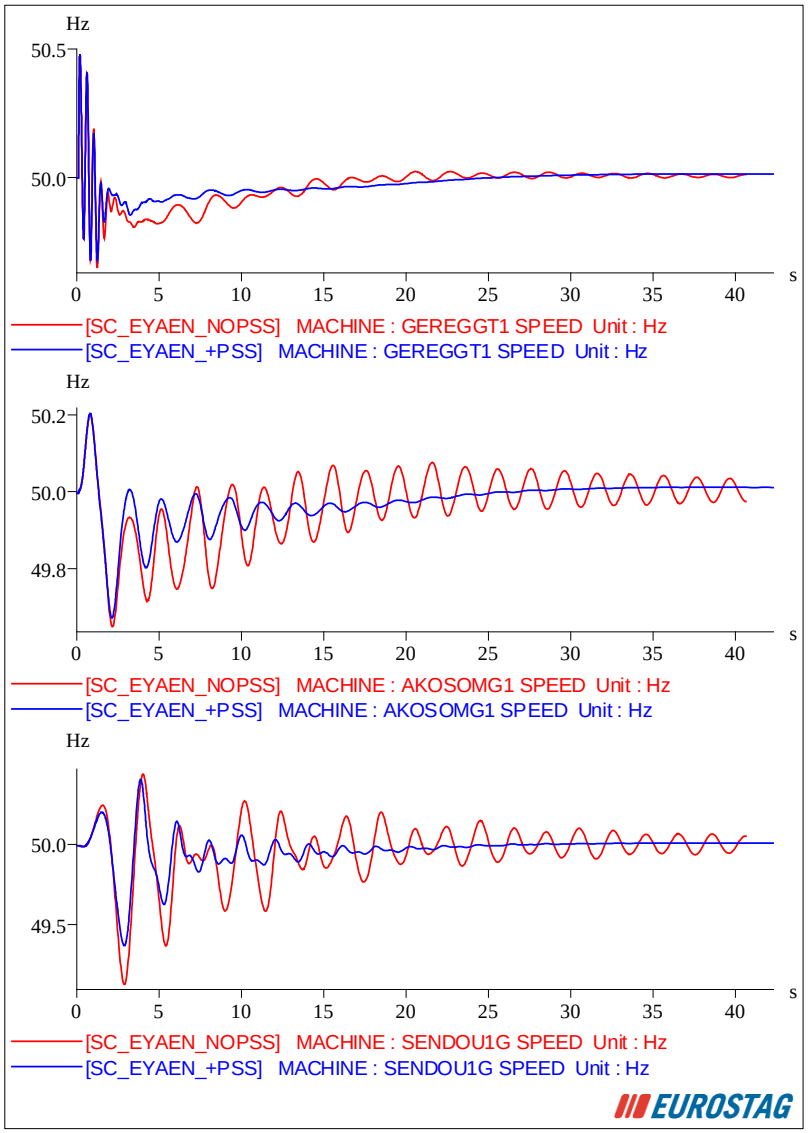


Figure 50- Comparaison de système avec et sans PSS – Scénario de Base (pointe de charge)

3.4.5.2. 2015 POINTE DE CHARGE SCÉNARIO 2

Avec HERCULES, les valeurs propres du Scénario 2 en condition de pointe de charge ont été calculées. La Table 107 montre les modes avec le coefficient d'amortissement inférieur à 5%.

Mode	Réelle	Imaginaire	ζ (%)	Freq (Hz)
1	-0.014	4.979	0.28%	0.793
2	-0.056	4.706	1.19%	0.749
3	-0.041	3.362	1.23%	0.535
4	-0.082	2.416	3.38%	0.385
5	-0.221	4.516	4.90%	0.719

Table 107 - Caractéristiques des modes les moins amortis – Scénario 2 (pointe de charge)

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Comme cela s'est également produit dans le Scénario de base, ce scénario a le mode d'amortissement le plus bas associé aux oscillations interzonales. Cette analyse présentera les trois premiers :

- Le mode 1 est une oscillation interzonale entre le Mali et le Sénégal.
- Le mode 2 est une oscillation interzonale entre le Burkina Faso et la Côte d'Ivoire.
- Le mode 3 est une oscillation interzonale entre Ghana/Côte d'Ivoire/Togo/Bénin et Guinée/Sierra Leone.

Les tables et les figures ci-dessous illustrent les modes.

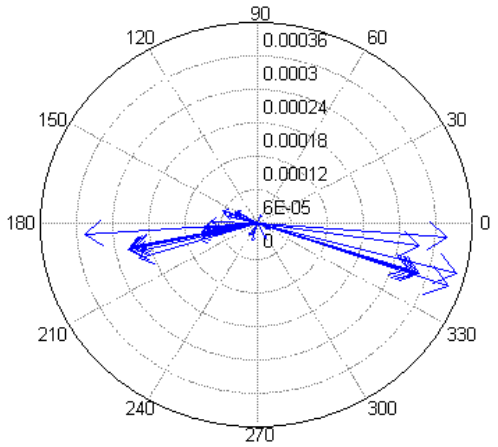


Figure 51 – Graphe vectoriel de mode du mode 1 – Scénario 2 (pointe de charge)

Machines en opposition de phase							
Pays	Machine	Angle	Contribution	Pays	Machine	Angle	Contribution
SE	SENDOU1G	-176.11	0.29	MA	MANAN11A	-15.13	0.34
SE	CAPDB13A	-167.51	0.22	MA	MANAN13A	-15.13	0.34
SE	CAPDB19A	-167.54	0.22	MA	MANAN12A	-15.13	0.34
SE	GTI_113A	-167.09	0.22	MA	MANAN14A	-15.13	0.34
SE	CAPDB1G3	-167.32	0.22	MA	MANAN15A	-15.13	0.34
SE	TOBIN_1G	-168.27	0.21	MA	SELING1	-19.72	0.33
SE	BELAIR1G	-168.42	0.21	MA	SELING2	-19.72	0.33
SE	BELAIR2G	-168.42	0.21	MA	SELING3	-19.72	0.33
SE	GTI_111A	-165.40	0.21	MA	SELING4	-19.72	0.33
SE	KOUN_1G1	-168.20	0.21	MA	FELOU_1G	-4.59	0.32
SE	KOUN_1G3	-168.20	0.21	MA	FELOU_3G	-4.59	0.32
SE	KOUN_1G4	-168.20	0.21	MA	FELOU_2G	-4.59	0.32
SE	KOUN_1G2	-168.20	0.21	MA	DARSAL8G	-18.36	0.28
SE	KOUN_1G5	-168.20	0.21	MA	DARSAL1G	-18.59	0.28
SE	KOUN_1G6	-168.20	0.21	MA	DARASLA6	-18.59	0.28
SE	KOUN_1G7	-168.20	0.21	MA	DARASLA5	-18.56	0.28
SE	WIND__1G	-162.41	0.21	MA	DARASLA7	-18.56	0.28
SE	CAPDB11A	-168.90	0.20	MA	VICABO1G	-18.80	0.28
SE	KOUDI_1G	-162.58	0.10	MA	ALBATR1G	-8.41	0.27
SE	KOUDI_2G	-162.58	0.10	MA	SOPAM_01	-18.60	0.27

Table 108 – Machines en opposition de phases – Mode 1 – Scénario 2 (pointe de charge)

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

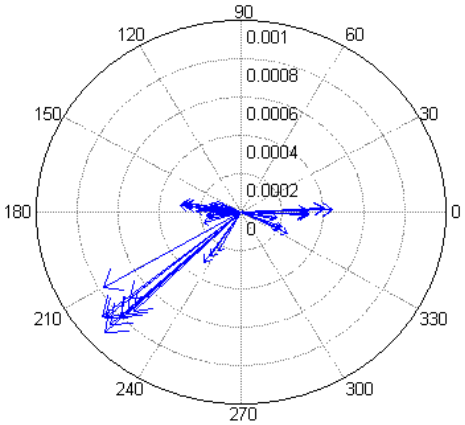


Figure 52 – Graphe vectoriel de mode du mode 2 – Scénario 2 (pointe de charge)

Machines en opposition de phase							
Pays	**Machine**	**Angle**	**Contribution**	**Pays**	**Machine**	**Angle**	**Contribution**
BU	4KOS3_11	-136.47	0.91	CI	2032TAAB	1.83	0.45
BU	4KOMPI26	-137.28	0.87	CI	2033TAAB	1.79	0.44
BU	4KOMPI16	-137.28	0.87	CI	2034TAAB	1.79	0.44
BU	4KOS5_11	-141.26	0.87	CI	2043KOSS	2.69	0.40
BU	4KOS4_11	-141.26	0.87	CI	2042KOSS	2.69	0.40
BU	4KOS6_11	-140.20	0.86	CI	2044KOSS	2.61	0.40
BU	4BAGRE26	-137.10	0.80	CI	2093BUYO	-0.65	0.33
BU	4BAGRE16	-137.07	0.80	CI	2094BUYO	-0.66	0.33
BU	4OUA23_5	-149.89	0.78	CI	2NEWCC-1	-2.03	0.33
BU	KOMSILG5	-136.18	0.77	CI	2027VRID	-2.35	0.33
BU	KOMSILG1	-136.18	0.77	CI	2028VRID	-2.34	0.32
BU	KOMSILG3	-136.17	0.77	CI	20NTAG82	-2.48	0.32
BU	KOMSILG4	-136.17	0.77	CI	20NGTAG8	-2.48	0.32
BU	KOMSILG2	-135.50	0.74	CI	2029VRID	-2.55	0.32
BU	4OUA24_5	-140.70	0.70	CI	20NTAG83	-2.52	0.32
BU	4OUA25_5	-140.70	0.70	CI	FAYE_H_G	1.93	0.32
BU	4BOB25_5	-124.79	0.32	CI	2023VGT2	-3.09	0.31
BU	4BOB22_5	-122.47	0.27	CI	2023VGT1	-3.09	0.31
BU	4BOB21_5	-122.52	0.27	CI	2501AZI	-2.80	0.31

Table 109 – Machines en opposition de phases – Mode 2 – Scénario 2 (pointe de charge)

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

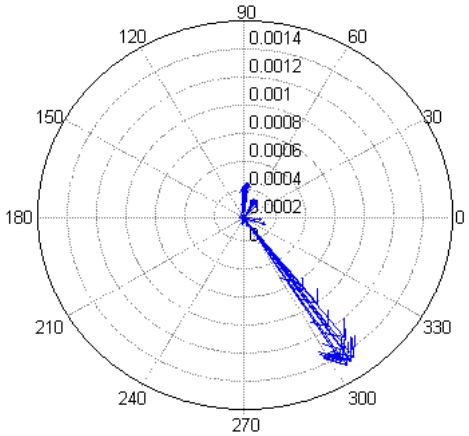


Figure 53 – Graphe vectoriel de mode du mode 3 – Scénario 2 (pointe de charge)

Machines en opposition de phase							
Pays	**Machine**	**Angle**	**Contribution**	**Pays**	**Machine**	**Angle**	**Contribution**
GH	AKOSOMG2	-268.52	0.22	GU	TOMBO5G3	-56.26	1.26
GH	AKOSOMG3	-268.52	0.22	GU	TOMBO5G1	-56.26	1.26
GH	AKOSOMG4	-268.52	0.22	GU	TOMBO5G2	-56.26	1.26
GH	AKOSOMG5	-268.52	0.22	GU	GRCHUTG3	-54.46	1.25
GH	AKOSOMG1	-268.52	0.22	GU	GRCHUTG4	-54.45	1.25
GH	AKOSOMG6	-268.52	0.22	GU	DONKEAG1	-53.08	1.24
GH	KPONGHG2	-267.24	0.20	GU	DONKEAG2	-53.08	1.24
GH	KPONGHG4	-267.24	0.20	GU	GRCHUTG2	-54.41	1.24
GH	KPONGHG1	-267.24	0.20	GU	GRCHUTG1	-54.41	1.24
GH	KPONGHG3	-267.24	0.20	GU	TOMBO3G4	-56.77	1.22
TB	3NEWIPP	-268.83	0.13	GU	TOMBO3G2	-56.77	1.22
CI	2023VGT1	-263.96	0.11	GU	TOMBO3G3	-56.76	1.22
CI	2023VGT2	-263.96	0.11	GU	TOMBO3G1	-56.76	1.22
CI	2027VRID	-268.52	0.11	GU	MANEAHG1	-56.94	1.20
CI	2028VRID	-268.04	0.11	GU	GARAFIG1	-54.01	1.16
CI	20NTAG82	-268.68	0.11	GU	GARAFIG2	-54.01	1.16
CI	20NGTAG8	-268.68	0.11	GU	GARAFIG3	-54.01	1.16
CI	2029VRID	-268.19	0.11	SL	BUMBU1G2	-51.26	1.09
CI	20NTAG83	-268.66	0.11	SL	BUMBU1G1	-51.26	1.09
TB	3061NANG	-269.08	0.09	SL	BLACKHG3	-53.71	0.96
TB	3062NANG	-269.08	0.09	SL	BLACKHG1	-53.71	0.96
CI	2501AZI	-265.91	0.07	SL	BLACKHG2	-53.71	0.96
TB	MA_GLE3G	-269.57	0.05	SL	GOMA_HG1	-50.34	0.79

Table 110 – Machines en opposition de phases – Mode 3 – Scénario 2 (pointe de charge)

Les simulations temporelles ont permis d'observer ces modes. L'opposition de phase trouvée dans le mode 1 est illustrée sur la Figure 54. La perturbation choisie était un court-circuit triphasé jeu de barre 225 kV à Manantali (Mali) pendant 100 ms.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

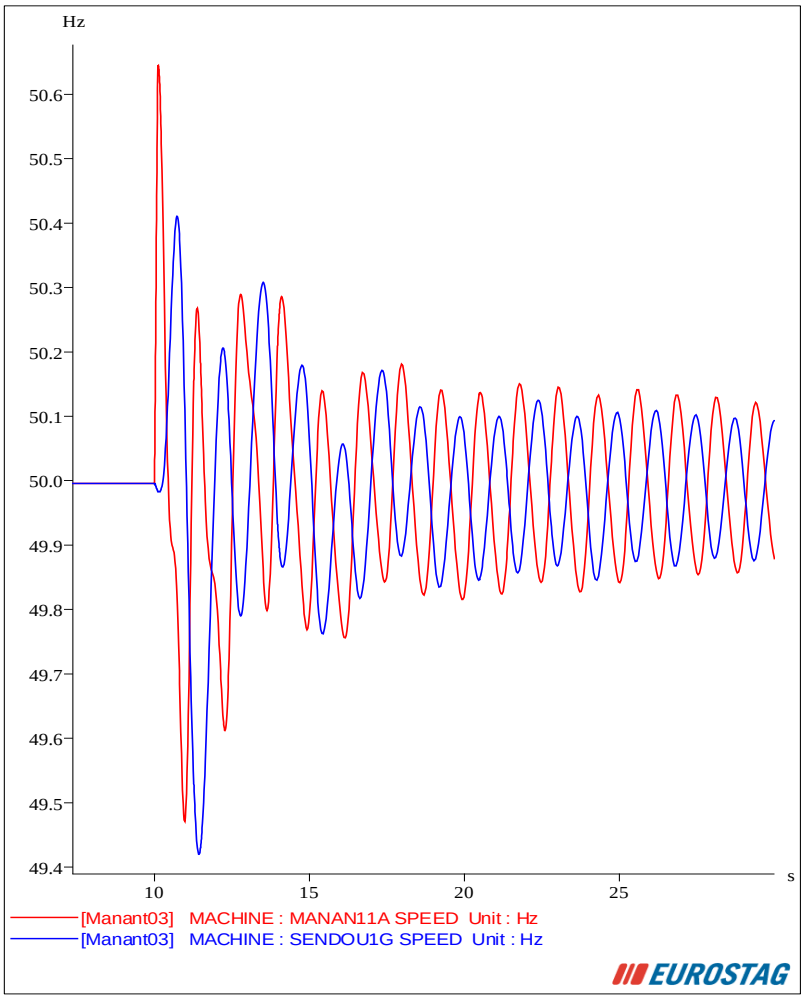


Figure 54- Oscillations – Mode 1 – Scénario 2

Cette figure montre l'opposition de phase des unités de Sendou (Sénégal) et de Manantali (Mali). Elle a été confirmée par le graphe vectoriel de mode. La période des oscillations est d'environ 1.2 secondes. Son amortissement est inacceptable.

Un court-circuit triphasé a été réalisé au jeu de barre 225 kV de Zagtouli (Burkina Faso) pendant 100 ms afin d'observer le mode 2. La Figure 55 montre des oscillations.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

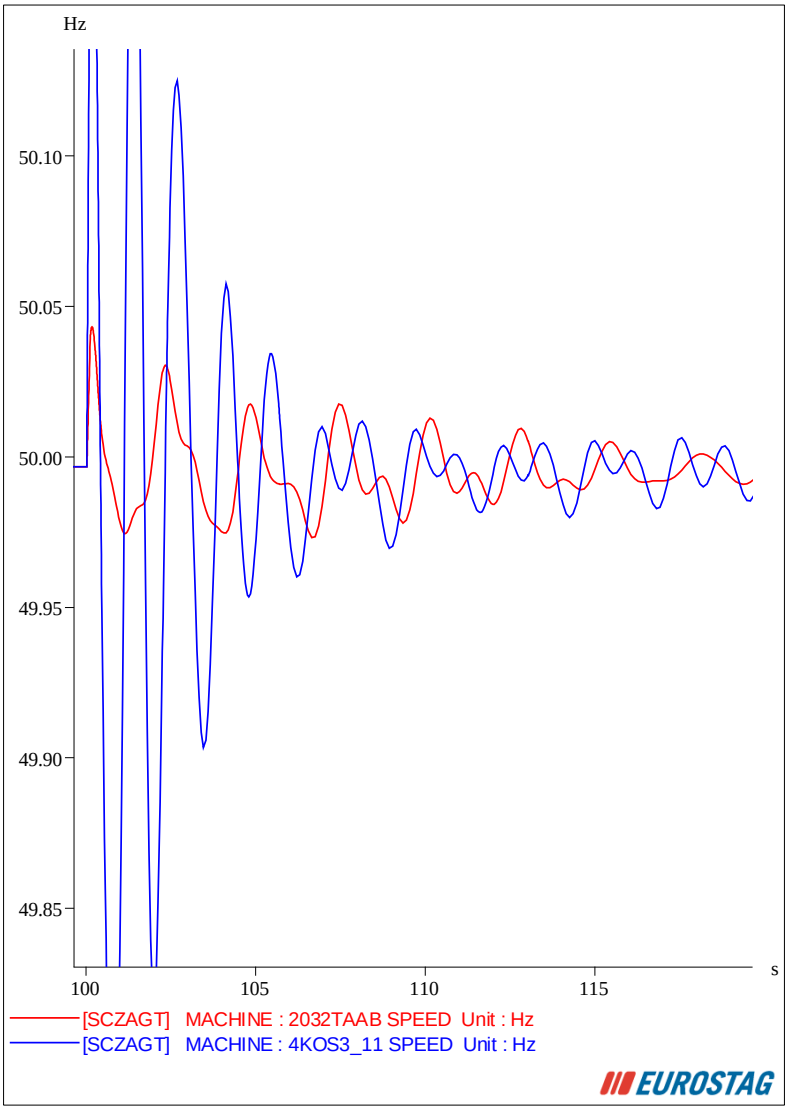


Figure 55 - Oscillations – Mode 2 – Scénario 2 (pointe de charge)

Ici, la période est d'environ 1,4 seconde. La figure montre une opposition de phase entre les unités de Kossodou (Burkina Faso) et de Taabo (Côte d'Ivoire) et son amortissement n'est pas suffisant. Ce mode est visible même si les oscillations de deux modes ou plus qui se superposent.

Pour identifier le mode 3 dans les simulations dynamiques, un court-circuit triphasé a été réalisé jeu de barre 225 kV à Prestea (Ghana) pendant 100 ms. La Figure 56 montre des oscillations.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

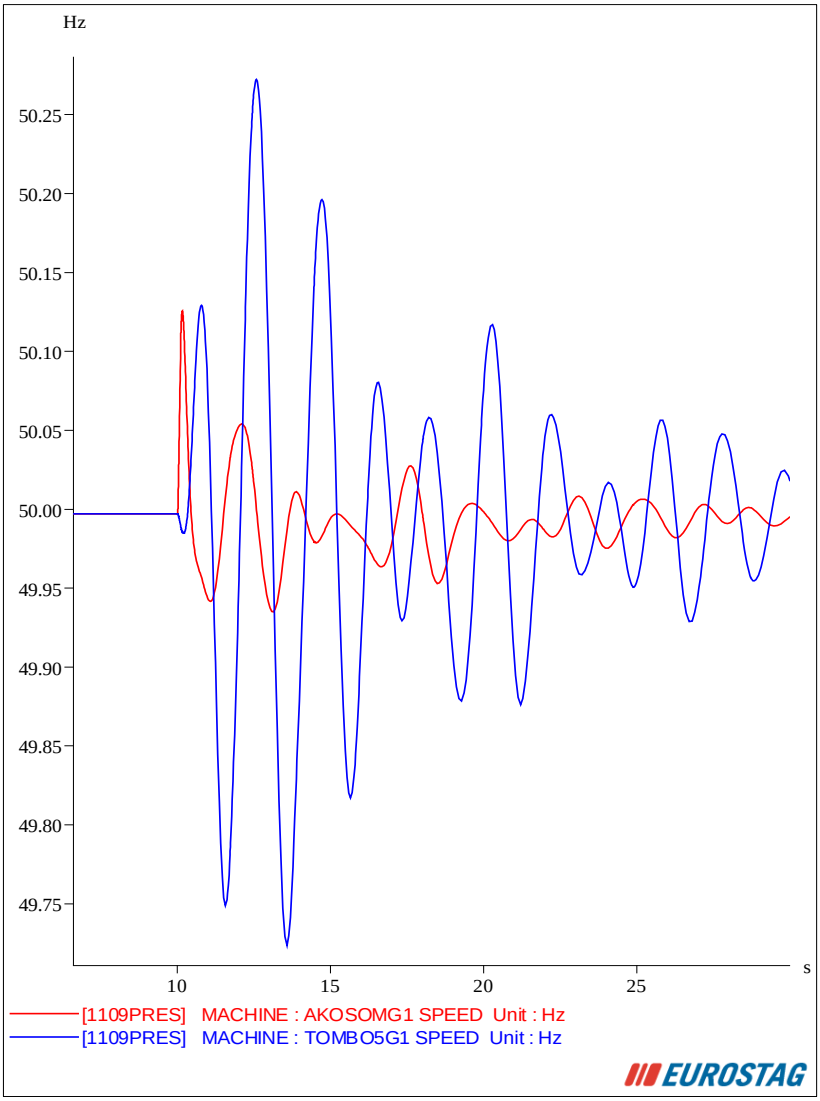


Figure 56 - Oscillations – Mode 3 – Scénario 2 (pointe de charge)

La période de ce mode est d'environ 1.9 secondes. La figure montre une opposition de phase entre les unités d'Akosombo (Ghana) et de Tombo (Guinée), et son amortissement n'est pas suffisant. A nouveau, il y a deux modes ou plus qui se chevauchent mais l'oscillation est visible.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

3.4.5.3. 2015 AU CREUX DE CHARGE: SCÉNARIO DE BASE

Dans ce scénario, les modes plus bas que 6.0% sont montrés dans la table ci-dessous.

Mode	Réelle	Imaginaire	ζ (%)	Freq (Hz)
1	-0.042	3.528	1.19%	0.562
2	-0.039	2.640	1.49%	0.420
3	-0.487	10.564	4.61%	1.682
4	-0.473	8.926	5.29%	1.421
5	-0.329	5.705	5.75%	0.908
6	-0.652	11.273	5.77%	1.795

Table 111 – Caractéristiques des modes les moins amortis - Scénario de Base (creux de charge)

Les trois premiers modes sont en-dessous de 5% et seront analysés ici:

- Le mode 1 est une oscillation interzonale entre Ghana/Côte d'Ivoire et Sénégal/Guinée.
- Le mode 2 est une oscillation interzonale entre Sénégal/Guinée et le Nigéria.
- Le mode 3 est une oscillation électromécanique entre la machine ZINDCC1G au Niger et SHIRGH1/ SHIRGH2 au Nigéria.

Les tables et les figures ci-dessous illustrent les modes.

Le graphique vectoriel de mode de la Figure 57 démontre l'opposition de phase entre les deux groupes de machines pour le mode 1. C'est une oscillation interzonale entre Ghana/Côte d'Ivoire et Sénégal/Guinée. La Table 112 aide à mieux comprendre le graphique. Le module de la flèche donne la contribution de la machine à l'oscillation et son angle donne la phase de la contribution dans l'oscillation.

Les mêmes figures et tables sont fournies pour le mode 2.

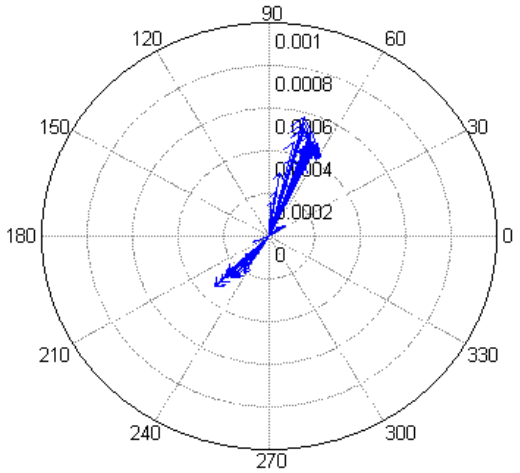


Figure 57 – Graphe vectoriel de mode du mode 1 – Scénario de Base (creux de charge)

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Machines en opposition de phase							
Pays	Machine	Angle	Contribution	Pays	Machine	Angle	Contribution
GH	DOMIT1G1	-135.38	0.34	GU	KALETAG1	74.53	0.58
GH	DOMIT1G2	-135.38	0.34	GU	KALETAG2	74.53	0.58
GH	ABOAT1G1	-135.33	0.33	GU	KALETAG3	74.53	0.58
GH	ABOAT1G2	-135.33	0.33	GU	DONKEAG1	73.99	0.55
GH	ABOAT2G1	-135.33	0.33	GU	DONKEAG2	73.99	0.55
GH	ABOAT1ST	-134.16	0.30	GU	GRCHUTG1	72.64	0.53
GH	ABOA3CC1	-135.44	0.27	GU	GARAFIG1	73.20	0.52
CI	2029VRID	-135.51	0.26	GU	TOMBO5G3	69.14	0.52
CI	20NGTAG8	-133.90	0.25	GU	TOMBO5G2	69.14	0.52
CI	20NTAG82	-133.90	0.25	GU	TOMBO3G4	69.61	0.50
CI	2027VRID	-134.10	0.25	GU	MANEAHG1	69.53	0.50
GH	AKOSOMG1	-131.22	0.25	GB	GBISSEQG	65.77	0.49
GH	AKOSOMG2	-131.22	0.25	GA	GAMB_EQG	63.71	0.48
CI	2NEWCC-1	-134.16	0.25	SE	CAPDB19A	66.41	0.48
CI	2NEWCC-2	-134.16	0.25	SE	BELAIR1G	64.48	0.47
CI	20NTAG83	-133.87	0.25	SE	BELAIR2G	64.48	0.47
CI	2032TAAB	-128.73	0.25	SE	GTI_113A	66.25	0.47
GH	SASO2CC1	-136.56	0.25	SE	B_AIRG61	64.47	0.47
GH	BUI___G1	-129.87	0.24	SE	B_AIRG62	64.47	0.47
CI	2033TAAB	-130.09	0.24	SE	KOUN_1G1	65.93	0.47
GH	TEMAT1G2	-137.37	0.24	SE	KOUN_1G2	65.93	0.47
GH	KPONGHG1	-126.60	0.24	SE	KOUN_1G3	65.93	0.47
GH	KPONGHG2	-126.60	0.24	SE	KOUN_1G4	65.93	0.47
GH	KPONGHG3	-126.60	0.24	SE	KOUN_1G5	65.93	0.47
GH	KPONGHG4	-126.60	0.24	SE	CAPDB144	64.63	0.47
GH	SUNASOG1	-133.51	0.24	SE	CAPDB145	64.63	0.47
CI	2043KOSS	-122.87	0.20	SE	CAPDB11A	65.73	0.46
CI	2044KOSS	-125.48	0.19	SE	KAHONG71	66.28	0.46
CI	FAYE_H_G	-132.26	0.17	SE	KAHONG72	66.28	0.46

Table 112 – Machines en opposition de phases – Mode 1 – Scénario de Base au creux de charge

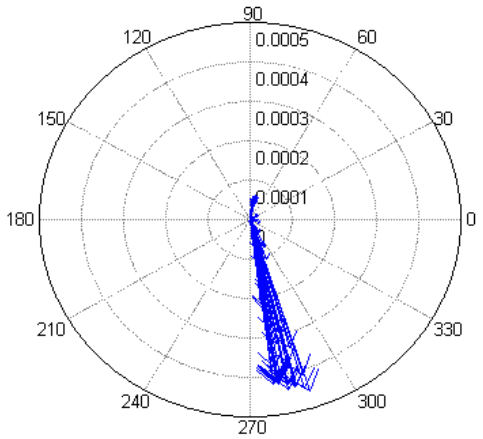


Figure 58 – Graphe vectoriel de mode du mode 2 – Scénario de Base (creux de charge)

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Machines en opposition de phase							
Pays	Machine	Angle	Contribution	Pays	Machine	Angle	Contribution
GU	KALETAG1	-72.04	0.46	NI	DELTAG18	77.09	0.06
GU	KALETAG2	-72.04	0.46	NI	DELTAG19	77.09	0.06
GU	KALETAG3	-72.04	0.46	NI	DELTAG20	77.09	0.06
GU	DONKEAG1	-73.14	0.45	NI	AFAMGT19	77.71	0.06
GU	DONKEAG2	-73.14	0.45	NI	AFAMGT20	77.71	0.06
GU	TOMBO5G3	-78.13	0.44	NI	AFAMGT15	77.64	0.06
GU	TOMBO5G2	-78.13	0.44	NI	AFAMGT13	78.01	0.06
GU	GRCHUTG1	-75.81	0.44	NI	AFAMGT14	78.01	0.06
GU	GARAFIG1	-75.44	0.43	NI	DELTAG03	78.11	0.06
GU	TOMBO3G4	-78.01	0.43	NI	DELTAG04	78.11	0.06
GU	MANEAHG1	-78.12	0.43	NI	DELTAG05	78.11	0.06
GB	GBISSEQG	-80.72	0.42	NI	EGBINST1	75.89	0.06
GA	GAMB_EQG	-82.42	0.42	NI	EGBINST2	75.89	0.06
SE	CAPDB19A	-80.85	0.42	NI	EGBINST3	75.89	0.06
SE	BELAIR1G	-82.34	0.42	NI	EGBINST4	75.89	0.06
SE	BELAIR2G	-82.34	0.42	NI	EGBINST5	75.89	0.06
SE	KOUN_1G1	-81.20	0.42	NI	EGBINST6	75.89	0.06
SE	KOUN_1G2	-81.20	0.42	NI	KWALCC3	81.36	0.06
SE	KOUN_1G3	-81.20	0.42	NI	IBOMGT01	82.33	0.06
SE	KOUN_1G4	-81.20	0.42	NI	IBOMGT02	82.33	0.06
SE	KOUN_1G5	-81.20	0.42	NI	IBOMGT03	82.76	0.06
SE	B_AIRG61	-82.36	0.42	NI	CALABGT3	82.68	0.06
SE	B_AIRG62	-82.36	0.42	NI	CALABGT4	82.68	0.06
SE	GTI_113A	-81.17	0.41	NI	CALABGT5	82.68	0.06
SE	CAPDB144	-82.18	0.41	NI	ALAOJGT4	82.68	0.06
SE	CAPDB145	-82.18	0.41	NI	ALAOJGT3	82.72	0.06
SE	KAHONG71	-80.92	0.41	NI	TOTALFG1	82.85	0.06
SE	KAHONG72	-80.92	0.41	NI	TOTALFG2	82.85	0.06
SE	KAHONG73	-80.92	0.41	NI	ALAOCCG2	83.99	0.06

Table 113 – Machines en opposition de phases – Mode 2 – Scénario de Base (creux de charge)

Les simulations temporelles peuvent aussi montrer ces modes. Les figures ci-dessous montrent les oscillations présentes dans chaque mode.

Pour illustrer le mode 1, un court-circuit triphasé a été simulé à Akosombo jeu de barre 161 kV pendant 100 ms. La période d'oscillation du mode 1 est d'environ 1,7 secondes, son amortissement n'est pas suffisant et la figure montre une opposition de phase claire des machines Kaleta (Guinée) et Domini (Ghana).

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

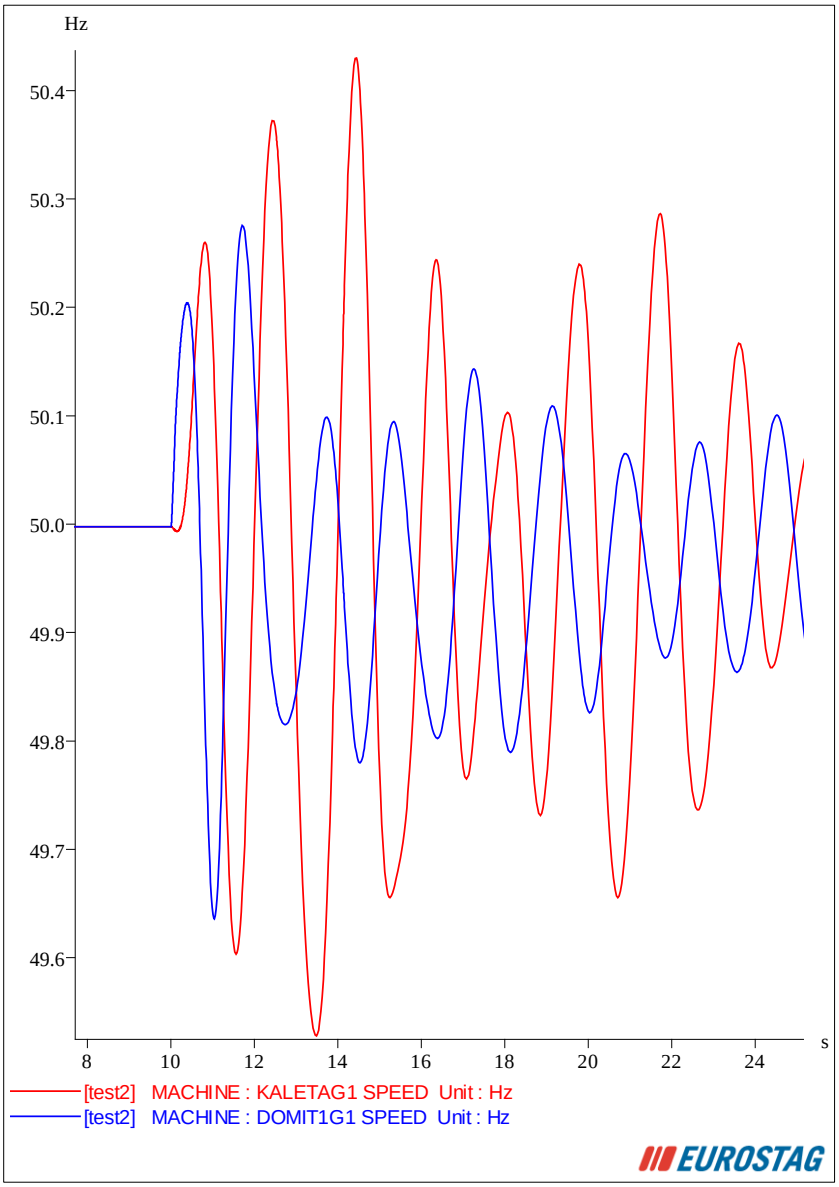


Figure 59 - Oscillations – Mode 1 – Scénario de Base (creux de charge)

Pour identifier le mode 2 dans les simulations dynamiques, un court-circuit triphasé a été réalisé jeu de barre 225 kV à Tobene (Sénégal) pendant 100 ms. La Table 90 montre des oscillations.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

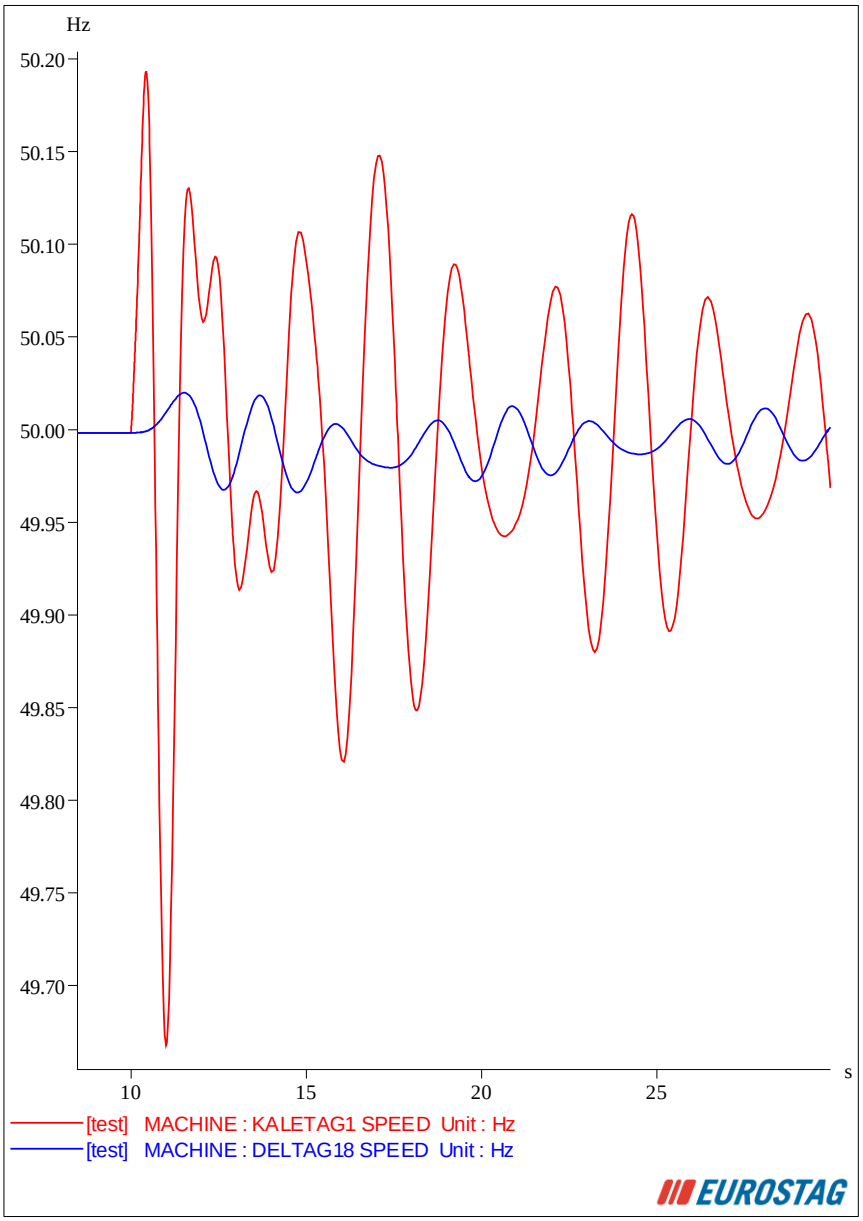


Figure 60- Oscillations – Mode 2 – Scénario de Base (creux de charge)

Une opposition de phase entre Kaleta (Guinée) et Delta (Nigéria) est observée. La période est d'environ 2.4 secondes et son amortissement n'est pas acceptable.

Le mode 3 correspond aux oscillations électromécaniques de machines situées au Niger et au Nigéria. La figure suivante illustre le graphe vectoriel représentant le facteur de participation de chaque unité à ce mode (venant des vecteurs propres corrects). L'amplitude de chaque vecteur est proportionnelle au coefficient de participation de la machine correspondante.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

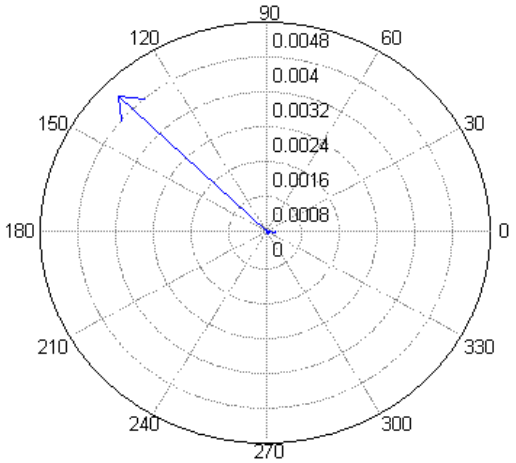


Figure 61 – Graphe vectoriel du mode 3 – Scénario de Base (creux de charge)

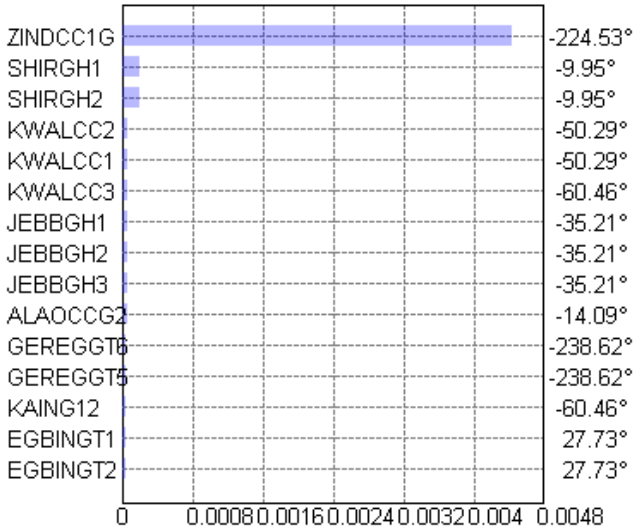


Figure 62 – Contribution au graphe vectoriel du mode 3 – Scénario de Base (creux de charge)

3.4.5.4. 2015 AU CREUX DE CHARGE: SCÉNARIO 2

Les valeurs propres de ce scénario ont été calculées avec HERCULES. Les modes avec le coefficient d'amortissement inférieur à 6% sont montrés dans la table ci-dessous.

Mode	Réelle	Imaginaire	ζ (%)	Freq (Hz)
1	-0.105	4.968	2.11%	0.791
2	-0.474	8.916	5.30%	1.420
3	-0.414	7.571	5.46%	1.206
4	-0.645	11.634	5.54%	1.853
5	-0.399	7.133	5.58%	1.136

Table 114 - Caractéristiques des modes les moins amortis – Scénario 2 (creux de charge)

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Cette analyse ne présentera que le mode le plus bas. Les autres sont supérieurs à 5.0% et sont acceptables. Le mode 1 est une oscillation interzonale entre la Guinée/Sénégal et la Côte d'Ivoire. Les tables et les figures ci-dessous illustrent ce mode.

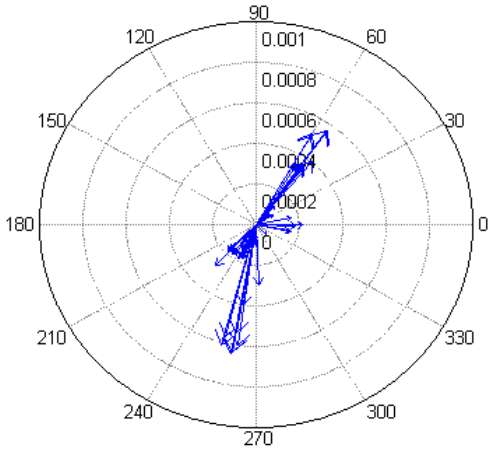


Figure 63 – Graphe vectoriel de mode du mode 1 – Scénario 2 (creux de charge)

Machines en opposition de phase							
Pays	**Machine**	**Angle**	**Contribution**	**Pays**	**Machine**	**Angle**	**Contribution**
GU	DONKEAG2	-100.47	0.64	CI	2033TAAB	54.70	0.57
GU	DONKEAG1	-100.47	0.64	CI	2032TAAB	54.80	0.56
GU	GRCHUTG1	-99.72	0.64	CI	2043KOSS	60.19	0.52
GU	TOMBO5G3	-105.07	0.61	CI	2044KOSS	60.08	0.50
GU	TOMBO5G2	-105.07	0.61	CI	2029VRID	50.19	0.40
GU	GARAFIG1	-98.16	0.60	CI	2093BUYO	55.26	0.37
GU	MANEAHG2	-104.38	0.57	CI	20NGTAG8	52.95	0.36
GU	MANEAHG1	-104.38	0.57	CI	20NTAG82	52.95	0.36
GU	TOMBO3G4	-104.25	0.57	CI	20NTAG83	52.89	0.36
SL	BUMBU1G1	-99.42	0.54	CI	2NEWCC-2	53.60	0.36
SL	BLACKHG1	-98.69	0.40	CI	2NEWCC-1	53.60	0.36
SL	BLACKHG2	-98.69	0.40	CI	2025VRID	52.73	0.36
SL	BLACKHG3	-98.69	0.40	CI	2024VRID	52.79	0.35
SL	GOMA_HG2	-87.92	0.29	CI	2027VRID	52.96	0.35
SL	GOMA_HG1	-87.92	0.29	CI	FAYE_H_G	57.68	0.35

Table 115 – Machines en opposition de phases – Mode 1 – Scénario 2 (creux de charge)

Cette oscillation interzonale peut être vue dans les simulations temporelles. Un court-circuit triphasé a été créé à Tabo en 225 kV, pendant 100 ms.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

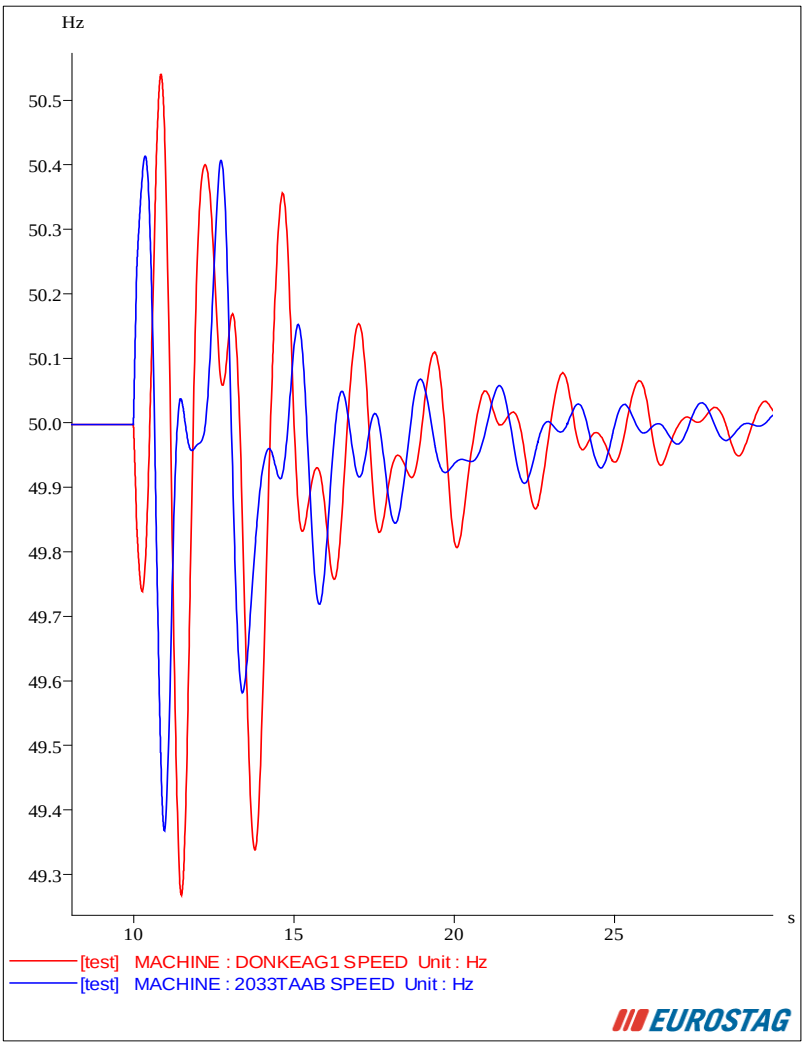


Figure 64 - Oscillations – Mode 1 – Scénario 2 (creux de charge)

L'opposition de phase entre Donkea (Guinée) et Taabo (Côte d'Ivoire) est illustrée ici et confirmée par le graphe vectoriel de mode. L'amortissement n'est pas acceptable et la période est d'environ 1.2 secondes. Ce mode est visible même si les oscillations de deux modes ou plus qui se superposent.

3.4.5.5. CONCLUSIONS DE L'ANALYSE DE STABILITÉ PETITS SIGNAUX

L'analyse de stabilité petits signaux a détecté plusieurs oscillations interzonales pour les deux cas étudiés. Les modes les moins amortis ont tous été associés à des oscillations interzonales:

- entre le Ghana/Côte d'Ivoire et le Sénégal/Guinée,
- entre le Mali et le Sénégal,
- entre le Sénégal/Guinée et le Nigéria,
- entre le Burkina Faso et la Côte d'Ivoire,
- entre le Ghana/Côte d'Ivoire/Togo/Bénin et la Guinée/Sierra Leone,
- entre le Niger (zone centre-est) et le Nigéria,
- entre la Guinée/Sénégal et la Côte d'Ivoire.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

La conclusion principale est qu'il y a un risque d'instabilité dû aux oscillations interzonales. Afin de limiter ce risque, il est recommandé:

- d'installer un PSS sur toutes les nouvelles grandes unités à mettre en service dans le système,
- de vérifier si un PSS n'existe pas déjà sur les plus grosses machines de chaque pays et, sinon, y installer un PSS,
- de souligner l'importance de l'analyse d'oscillations interzonales dans les études de faisabilité détaillées de futures interconnexions,

L'importance de telles oscillations sur la stabilité recommande également d'entreprendre une collecte de données plus approfondie et de rechercher toutes les informations précises sur la dynamique des principales et plus grandes unités de puissance du système. Le but est d'établir un modèle dynamique plus précis du système de l'EEAO pour pouvoir effectuer de telles simulations avancées.

La qualité d'une telle analyse dépend fortement de la qualité du modèle dynamique utilisé dans les calculs. Dans ce cas-ci, beaucoup d'hypothèses ont été faites pour établir le modèle dynamique, par manque d'information dans beaucoup de pays. Si la qualité du modèle est assez bonne pour identifier les risques d'oscillations interzonales, elle n'est pas assez précise pour réaliser une analyse détaillée du réglage des PSS.

En conclusion, l'installation WAMS (Systèmes de Surveillance de Zones Etendues) est recommandée pour détecter et observer les oscillations interzonales. De plus, cela serait très utile pour confirmer qu'elles sont correctement amorties après installation des PSS.

3.4.6. Études dynamiques: Stabilité transitoire

Les temps critiques d'élimination (CCT) ont été calculés pour des défauts à tous les nœuds HT de 760 à 90 kV proches des unités de production, pour toutes les situations de 2015. Tous les résultats sont en annexe.

Les premières simulations ont calculé les CCT pour des défauts proches des nœuds et qui disparaissaient spontanément, sans déclenchement de ligne. La deuxième fois, les CCT ont été calculés pour des défauts proches des nœuds éliminés en déclenchant une ligne connectée à la sous-station considérée. Quand plusieurs lignes étaient connectées au nœud, celle avec la plus grande contribution au court-circuit a été choisie pour le déclenchement, puisque cela représente le scénario le plus contraignant.

L'unité 1 d'Akosombo au Ghana a été choisie comme machine de référence pour l'analyse. Toute machine dont la position angulaire est différente du plus ou moins 360 degrés de la position angulaire d'Akosombo a été déclarée comme perdant le synchronisme.

Les Table 133 et Table 134 donnent les résultats pour le Scénario de base à la pointe de charge, avec et sans déclenchement de ligne. La comparaison montre que, à part pour quelques cas spéciaux (d'îlotage d'unité par exemple), les CCT sans déclenchement de ligne sont légèrement plus élevés qu'avec le déclenchement de ligne.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Les CCT ont été calculés avec une précision de 5 ms. Quand ils étaient supérieurs à 500 ms, ils n'ont pas été calculés précisément. Les valeurs supérieures à 500 ms ne sont pas problématiques pour la stabilité.

Comme on peut le voir dans les tables, pour le Scénario de base à la pointe de charge, tous les CCT sont supérieurs à 100 ms excepté deux nœuds au Nigéria : Eyaen et Alaoji 330 kV. Les Figure 65 et Figure 66 montrent la stabilité du système pour un court-circuit de 80 ms à Eyaen 330 kV (Nigéria) tandis qu'il y a des pertes de synchronisme s'il est éliminé après 100 ms.

Les valeurs de CCT sont influencées par la stabilité petits signaux du système. Elles peuvent augmenter de 0 ms jusqu'à des valeurs importantes si la stabilité petits signaux est améliorée. Pour vérifier l'amélioration possible, les mêmes CCT ont été calculés pour un système avec PSS sur les machines indiquées dans la Table 105. Les résultats sont donnés dans les Table 135 et Table 136.

La variation la plus spectaculaire de ce Scénario de base est pour un court-circuit à Ikot Abasi jeu de barre 330 kV, au Nigéria : le CCT a augmenté de 116 ms. Plus important encore, les CCT qui étaient inférieurs à 100 ms, pour des courts-circuits à Eyaen et Alaoji, sont maintenant supérieurs à 100 ms avec les PSS.

Les Table 137 et Table 138 répertorient les résultats pour le Scénario 2 à la pointe de charge. La conclusion est que la stabilité est réduite en comparaison avec le Scénario de Base. C'est normal étant donné que le système tout entier est moins interconnecté.

Plus de nœuds présentent un CCT inférieur à 100 ms mais les tables indique que la machine qui perd le synchronisme est éloignée du défaut, ce qui est une bonne indication que le problème est plus lié à la stabilité petits signaux qu'à la stabilité transitoire. Ici encore, l'installation d'un PSS et un réglage approprié devraient augmenter la stabilité et les CCT devraient atteindre des valeurs supérieures à 100 ms.

Les Table 139 et Table 140 répertorie les résultats pour les situations au creux de charge pour le Scénario de Base et le Scénario 2, pur des défauts avec déclenchement de ligne. Ici encore, certaines valeurs sont en-dessous de 100 ms mais l'installation de PSS devrait les aider à passer au dessus de 100 ms.

Si l'installation d'un PSS peut améliorer la stabilité transitoire du système, elle devrait clairement être réalisée. Néanmoins, si un tel système peut réduire les oscillations qui ont un effet négatif sur la stabilité transitoire, il n'a aucun impact sur la limite de stabilité transitoire et il n'empêchera pas les machines de perdre du synchronisme quand cette limite est atteinte.

Afin la propagation de l'instabilité dans des situations de perte de synchronisme, le système devrait être temporairement divisé, pour resynchroniser après que les deux parties soient stabilisées Dans ce but, il est recommandé d'installer des protections de découplage sur les interconnexions principales et les plus longues.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

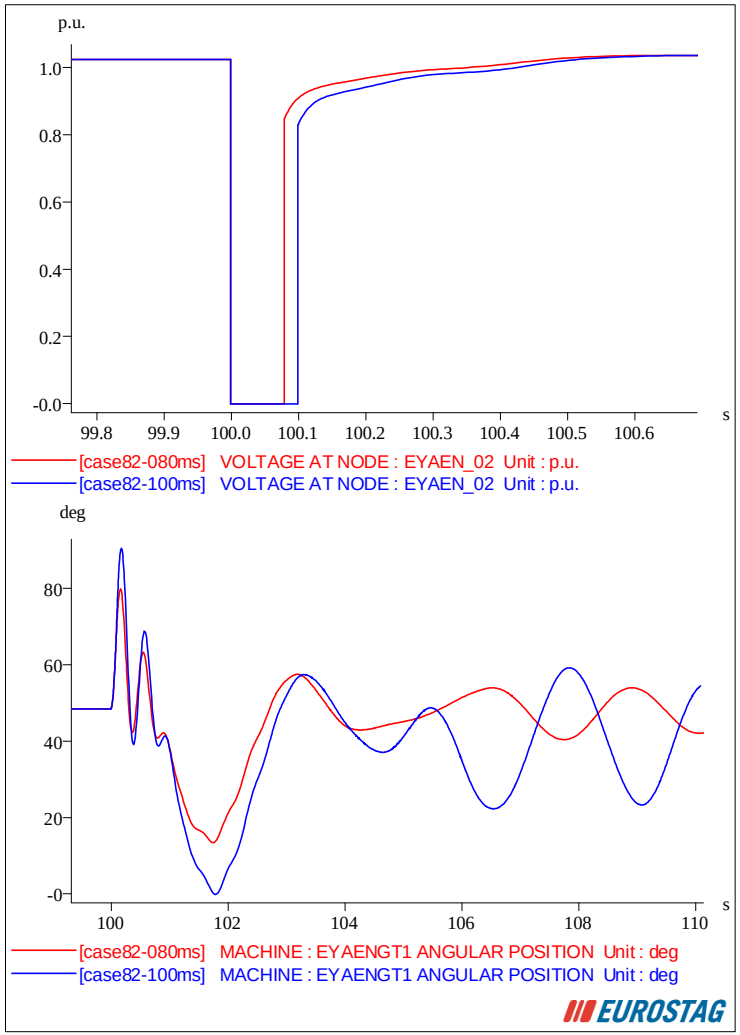


Figure 65 - Scénario de Base (pointe de charge) - court-circuit 80 et 100 ms 3ph à Eyaen 330 kV (Nigéria): tension et position angulaire de machine à Eyaen.

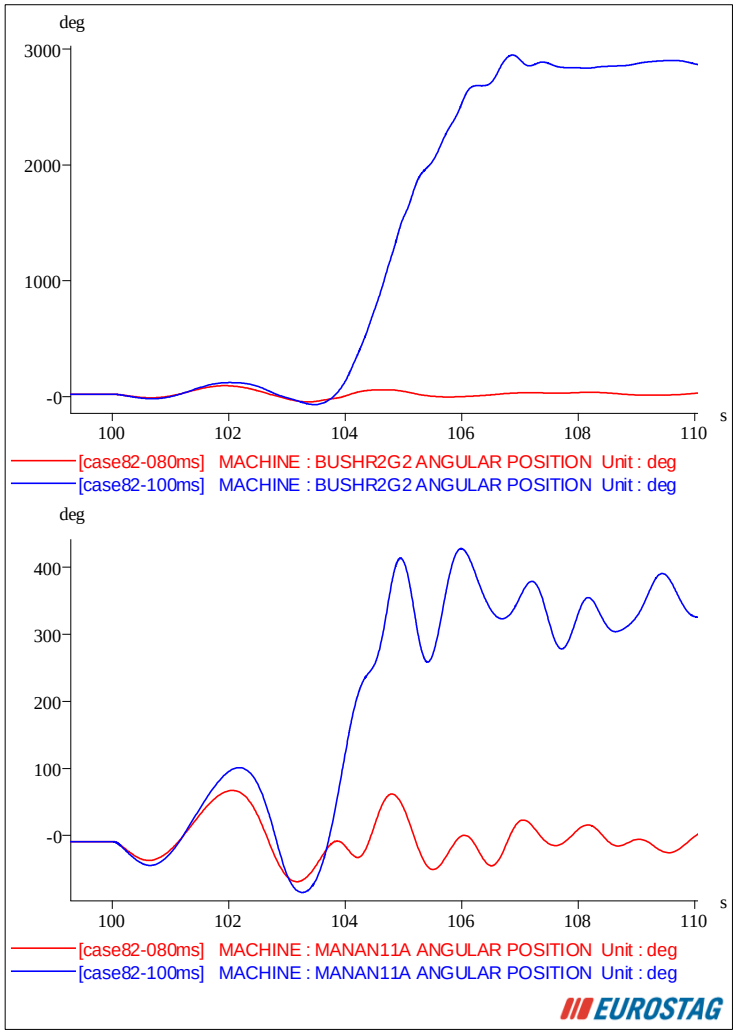


Figure 66 - Scénario de Base (pointe de charge) - court-circuit 80 et 100 ms 3ph à Eyaen 330 kV (Nigéria): positions angulaires de machine à Monrovia et Manantali.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

3.4.7. Évaluation dynamique des marges de stabilité: contingences d'unité

Pour les deux scénarios de 2015, à la pointe et au creux de charge, la perte de chaque unité du système a été simulée de manière dynamique. La stabilité du système a été vérifiée et une attention particulière a été apportée aux transitoires de fréquence.

La contingence qui provoque le transitoire de fréquence le plus grand est la perte d'un des TG et de la moitié de la puissance d'une TV dans le cycle combiné d'Okpai (Kwale) au Nigéria.

Pour ce Scénario de Base, à la pointe de charge, les Figure 67 et Figure 68 montrent le comportement du réseau pour cette contingence. La production de puissance active de TG1 disparaît de l'équilibre du système, et la production de puissance active de la TV diminue lentement à la moitié de son niveau initial avec le transitoire vapeur. La fréquence moyenne du réseau diminue jusqu'à 49.3 Hz avant de remonter juste en-dessous de 49.9 Hz. La puissance active de TG2 à Okpai CC et la vitesse des machines dans le réseau montre des oscillations. En particulier, une oscillation interzonale est visible avec des réponses de machines en opposition de phase du Nigéria au Sénégal. Cette oscillation interzonale a été décrite dans l'analyse de stabilité petits signaux.

Pour le Scénario de Base à la pointe de charge, un autre incident doit être mentionné : la perte de l'unité au charbon de Sendou. Cette contingence représente une perte de 125 MW pour le Sénégal. En conséquence, la même quantité de puissance est dégagée sur la réserve tournante et une partie importante s'écoule des autres pays jusqu'au Sénégal. En conséquence, le flux sur les lignes vers le Sénégal augmente et la capacité maximum de transfert est dépassée, causant l'instabilité du système. Les Figure 69 et Figure 70 dépeignent la réaction du système et l'écroulement de tension. La valeur du flux atteint approximativement 175 MW sur la ligne 225 kV de Manantali tandis que les tables dans l'analyse de capacité de transfert maximum (condition N) indiquent un maximum de 160 MW sur cette ligne. Il y a un écroulement de tension au Sénégal après que les machines, les unes après les autres, essayent d'injecter plus de puissance réactive afin de soutenir les tensions et voient leur production d'énergie réactive limitée par le limiteur de surexcitation.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

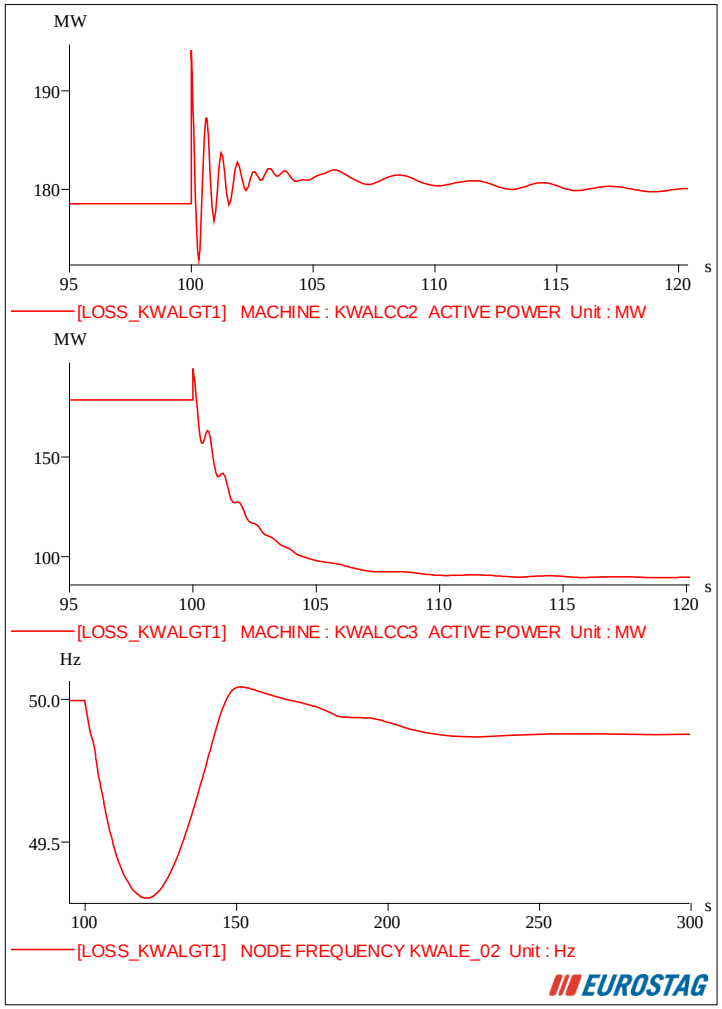


Figure 67 – Scénario de Base (pointe de charge): Contingence à Okpai (TG + ½ TV) : Puissance de TG2 et TV à Okpai CC, et fréquence moyenne du réseau

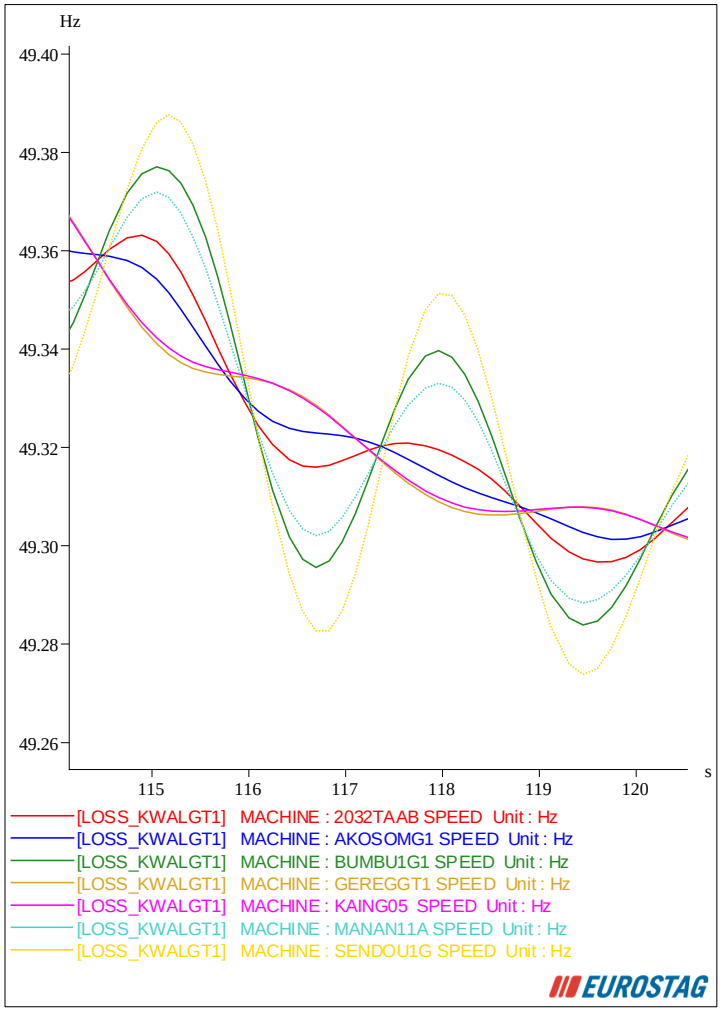


Figure 68 – Scénario de Base (pointe de charge): Contingence à Okpai (TG + ½ TV) : vitesse des machines et oscillations interzonales

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

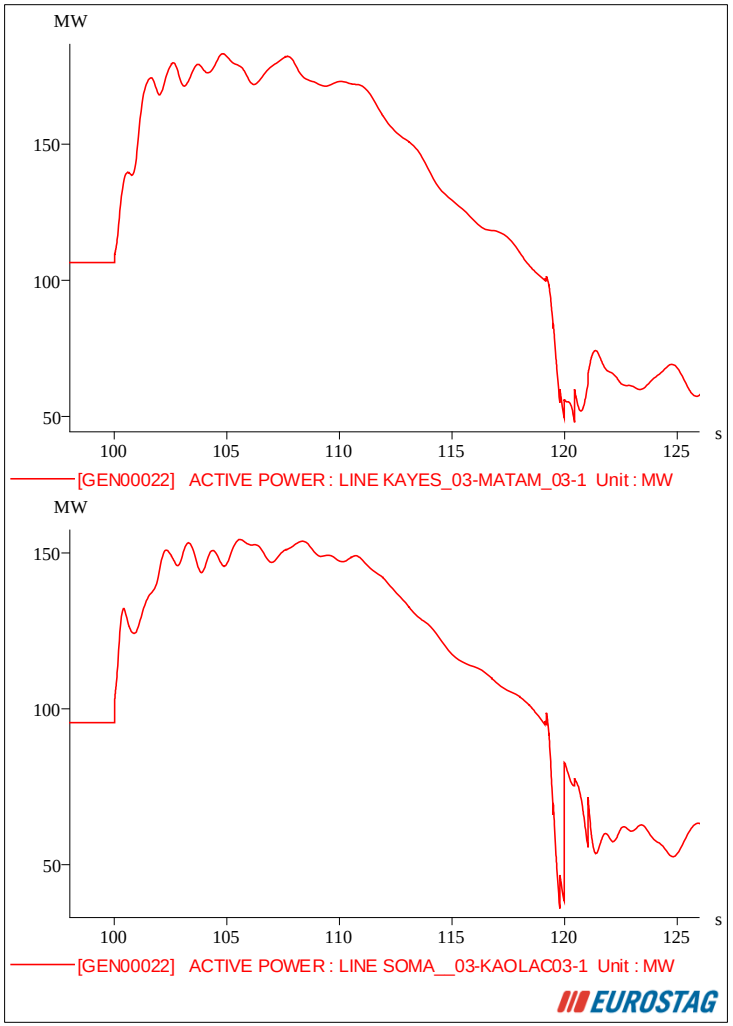


Figure 69 – Scénario de Base (pointe de charge): Contingence de l'unité charbon de Sendou : puissance active sur les lignes d'interconnexion vers le Sénégal

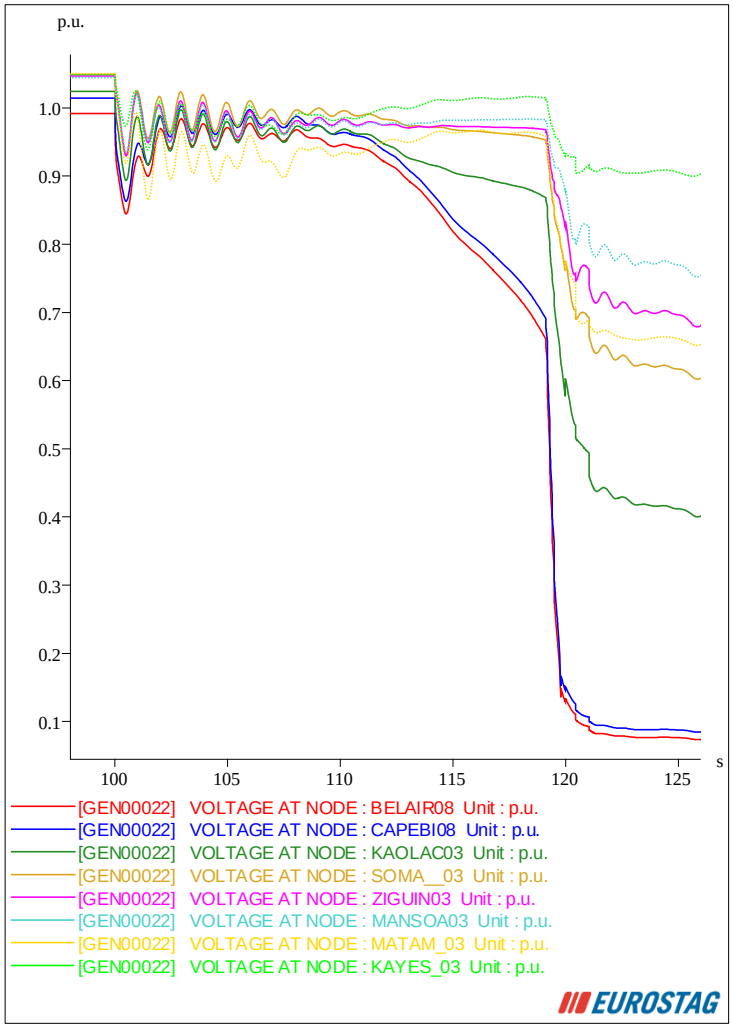


Figure 70 – Scénario de Base (pointe de charge): Contingence de l'unité charbon de Sendou : tensions dans et autour du Sénégal

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Pour le Scénario 2 à la pointe de charge, puisqu'Okpai CC est en service, la contingence la plus contraignante est aussi la perte du TG et la moitié de la puissance de la TV. Les Figure 71 et Figure 72 illustrent les réactions du système à la contingence. On peut voir que la fréquence moyenne du système chute jusqu'à 49.5 Hz avant de remonter jusqu'à 49.9 Hz. La réponse est plus favorable que celle du Scénario de base en raison de la répartition de la réserve. Dans ce scénario, la réserve a été partagée ente plus d'unités.

En ce qui concerne les oscillations interzonales, elles sont encore présentes et bien plus importantes. Comme le système est moins interconnecté, il est plus enclin à subir ce genre d'oscillations.

Pour les situations au creux de charge, pour le Scénario de Base, la perte d'un TG et de la moitié d'une TV à Kwake provoque une chute de fréquence à 49.5 Hz et se stabilise à 49.85 Hz. La transitoire est illustrée à la Figure 73 et est acceptable.

Pour une situation au creux de charge dans le Scénario de Base, une seule contingence d'unité provoque la perte de stabilité: le parc éolien au Sénégal. Il produit 60 MW et sa perte provoque la déblocage de la réserve primaire dans le système de l'EEEAO. Les flux de puissance active vers le Sénégal augmentent pour remplacer la perte de production, provoquant l'instabilité. Cette situation est illustrée dans les Figure 75 et Figure 76.

Pour les situations au creux de charge, pour le Scénario 2, la perte d'un TG et de la moitié d'une TV à Kwake provoque une chute de fréquence à 49.5 Hz et se stabilise à 49.85 Hz. La transitoire est illustrée à la Figure 74 et est acceptable.

Pour une situation au creux de charge pour le Scénario 2, aucune contingence d'unité ne provoque la perte de stabilité.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

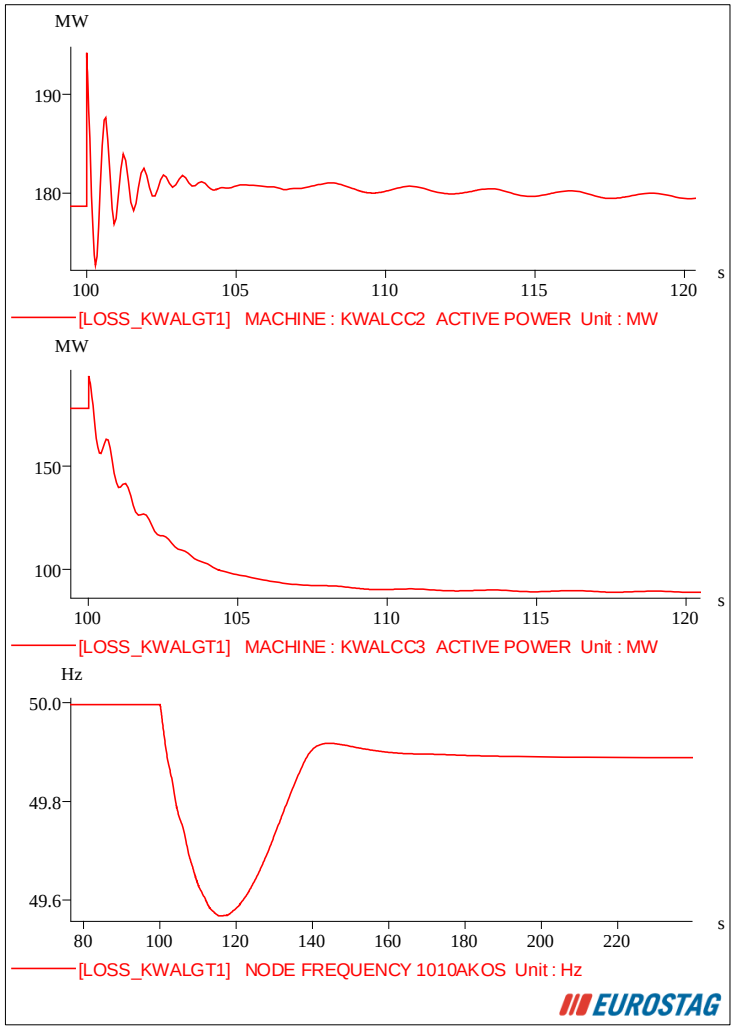


Figure 71 – Scénario 2 (pointe de charge): Contingence à Okpai (TG + ½ TV) : Puissance de TG2 et TV à Okpai CC, et fréquence moyenne du réseau

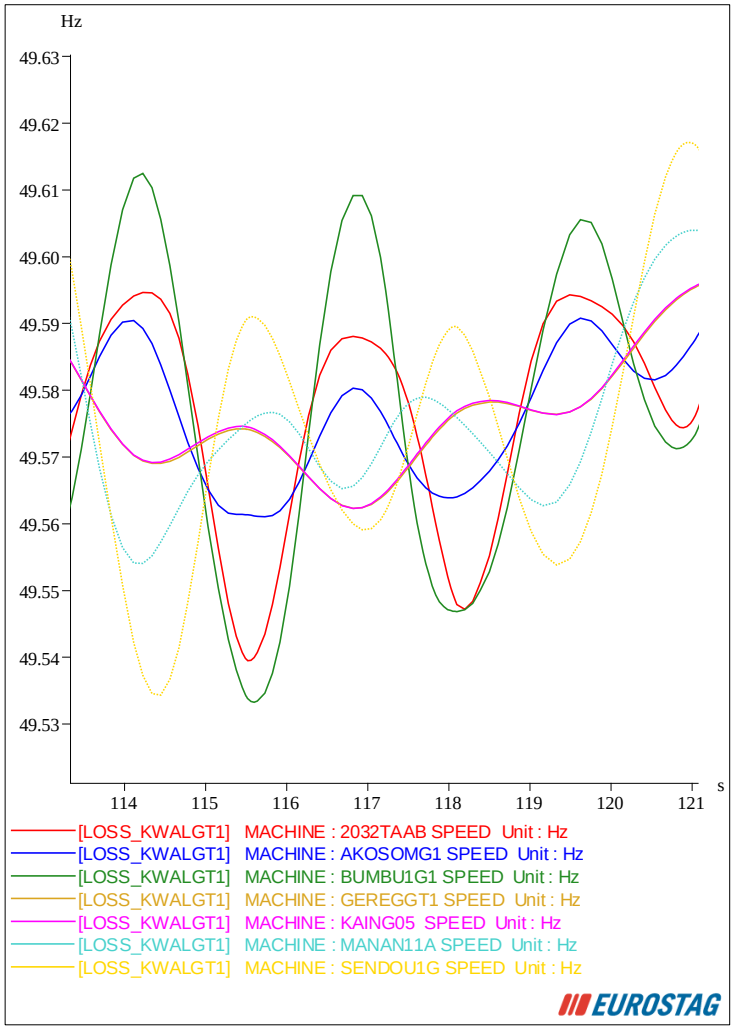


Figure 72 – Scénario 2 (pointe de charge): Contingence à Okpai (TG + ½ TV) : vitesse des machines et oscillations interzonales

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

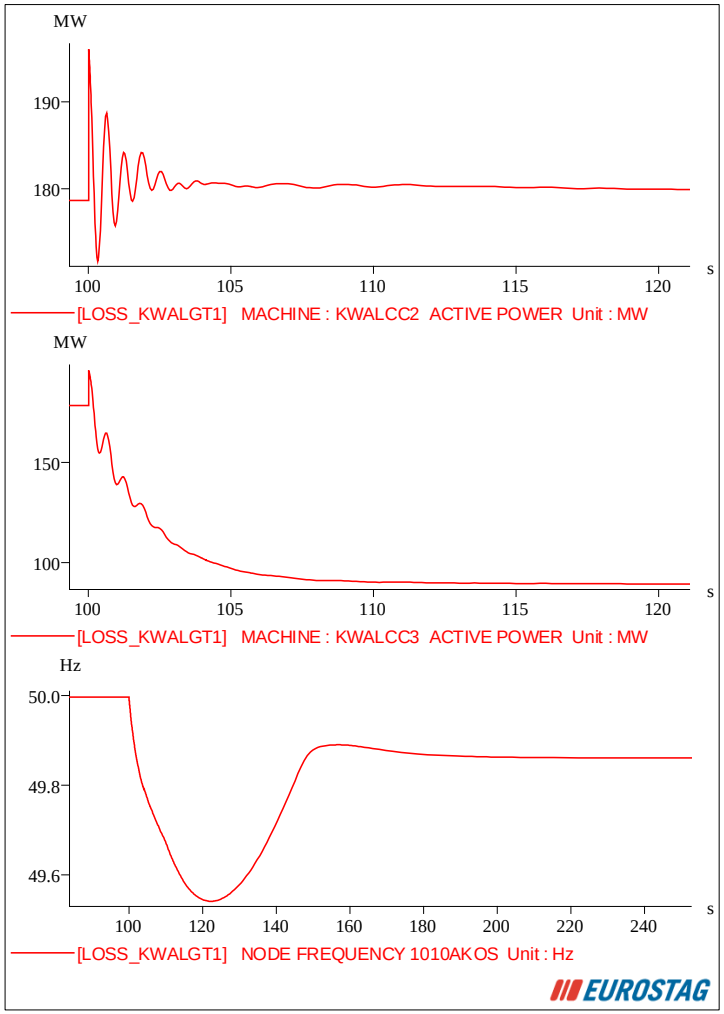


Figure 73 – Scénario de Base (creux de charge): Contingence à Okpai (TG + ½ TV) : Puissance de TG2 et TV à Okpai CC, et fréquence moyenne du réseau

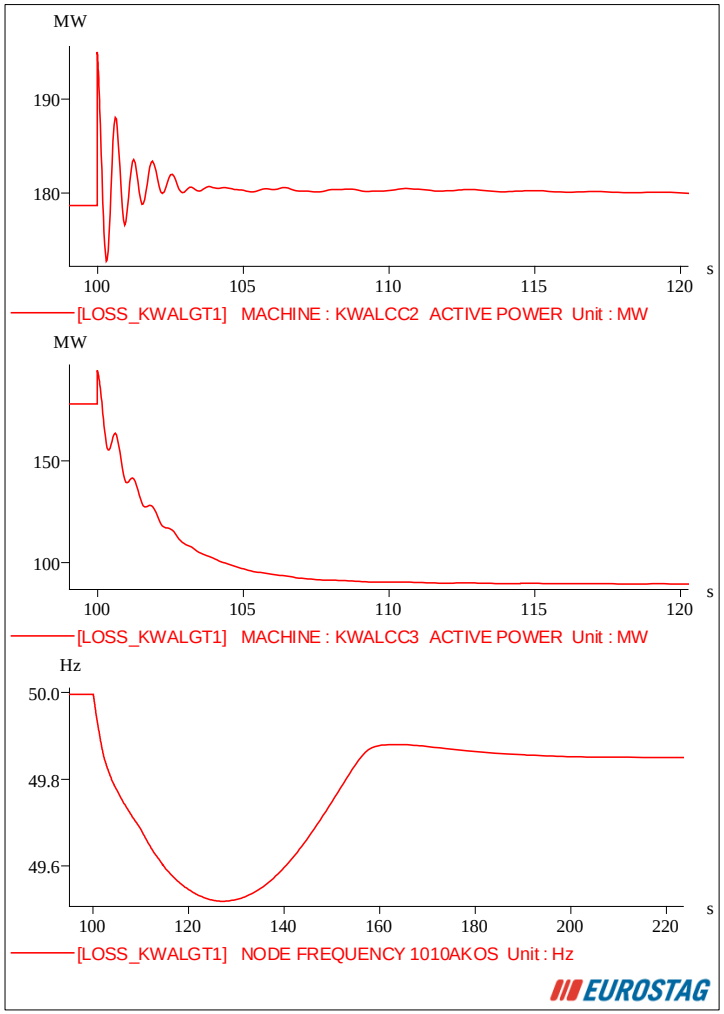


Figure 74 – Scénario 2 (creux de charge): Contingence à Okpai (TG + ½ TV) : Puissance de TG2 et TV à Okpai CC, et fréquence moyenne du réseau

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

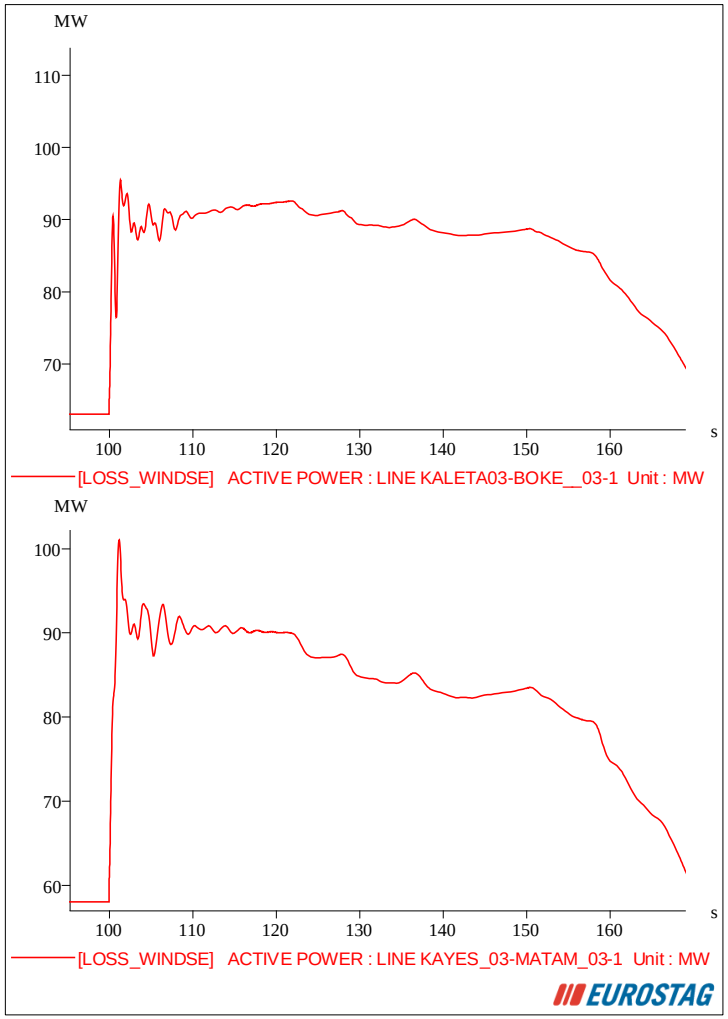


Figure 75 – Scénario de Base (creux de charge): Contingence du parc éolien: puissance active sur les lignes d'interconnexion vers le Sénégal

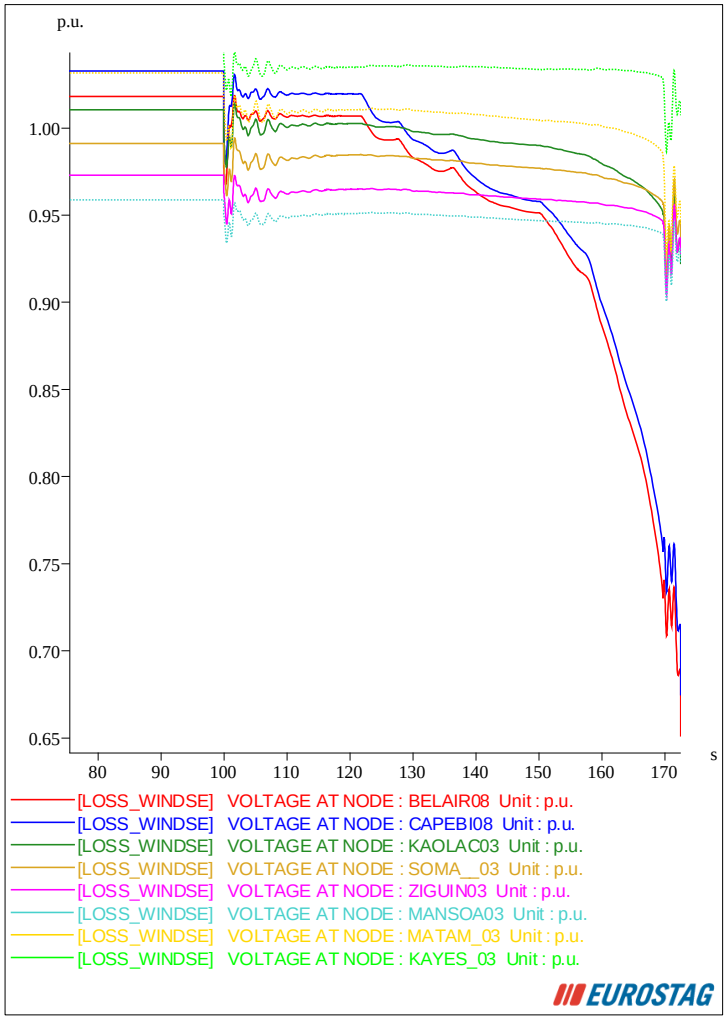


Figure 76 – Scénario de Base (creux de charge): Contingence du parc éolien : tensions dans et autour du Sénégal

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

3.4.8. Évaluation dynamique des marges de stabilité: Courts-circuits sur lignes

Afin de vérifier la stabilité du système, un défaut triphasé sans impédance et d'une durée de 100 ms a été réalisé sur chaque ligne. Les critères vérifiés ont été donnés dans la méthodologie.

Les simulations ont été effectuées pour un total de 550 lignes dans le système[2]. Les simulations de courts-circuits ont été effectuées deux fois : une première fois à une distance de 0.1% sur la ligne et une deuxième fois à une distance de 99.9%. L'analyse a été faite pour le Scénario de Base et pour le Scénario 2, à la pointe et au creux de charge.

En fait, l'analyse de sécurité statique a déjà montré que le critère N-1 n'est satisfait même pour des contingences sans défauts. Ici, en plus de la contingence, il y a un défaut triphasé. La réaction du système sera par conséquent moins favorable, et tous les incidents déjà répertoriés dans l'analyse de sécurité pourraient être énumérés ici aussi.

Dans les résultats, les problèmes détectés peuvent être classés dans trois catégories.

- Les problèmes dus aux oscillations interzonales.
- Les écroulements de tensions dus l'incapacité du système de stabiliser la tension après la chute provoquée par un défaut.
- Les instabilités liées aux capacités maximum de transfert.

La Figure 77 présente la réaction de système et les oscillations pour un défaut dans le nord du Nigéria. Cela illustre les problèmes d'oscillations interzonales. Avec le court-circuit, les modes d'oscillations sont excités et cela réduit la stabilité du système. Dans la situation illustrée, les oscillations au Sénégal sont assez grandes pour provoquer l'activation de protection de sous-tension aux unités de Ross Betio à Dagan. Avec PSS, ce phénomène serait évité.

La Figure 78 illustre le problème de l'écroulement de tension. La sensibilité du Niger est illustrée par la réaction de système et l'écroulement de tension au Niger pour un défaut dans le sud du Nigéria. Tandis que le système se stabilise au Nigéria, il ne se stabilise pas au Niger, même si celui-ci se trouve plus éloigné du défaut. Ce phénomène est typique des zones où peu d'unités de génération sont en service. Typiquement, les pays importateurs sont concernés. Pour ce problème, il est important de garder une quantité minimum de production en fonctionnement pour assurer le support de tension. Autrement, l'installation des SVC est aussi une solution.

Enfin, la dernière catégorie de problème, la capacité maximale de transfert, sera aussi illustrée dans la section suivante. Le problème n'est pas lié au défaut, mais au déclenchement de ligne et les conséquences que ce déclenchement a en termes de distribution de flux. Dans les scénarios étudiés, ce phénomène a été détecté plusieurs fois.

[2] 550 lignes pour le Scénario de Base.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

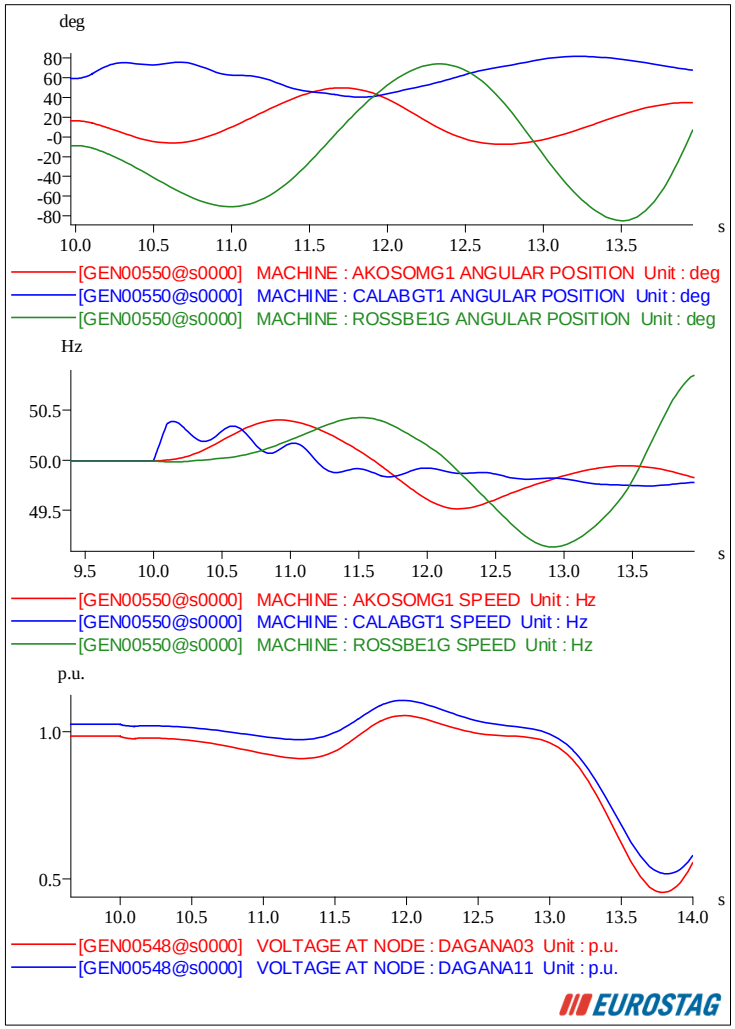


Figure 77 - Scénario de Base (pointe de charge) - Court-circuit triphasé sur la ligne entre Shiroro et Gwagwalada (Nigéria). Oscillations des machines dans le système et sous-tension au Sénégal

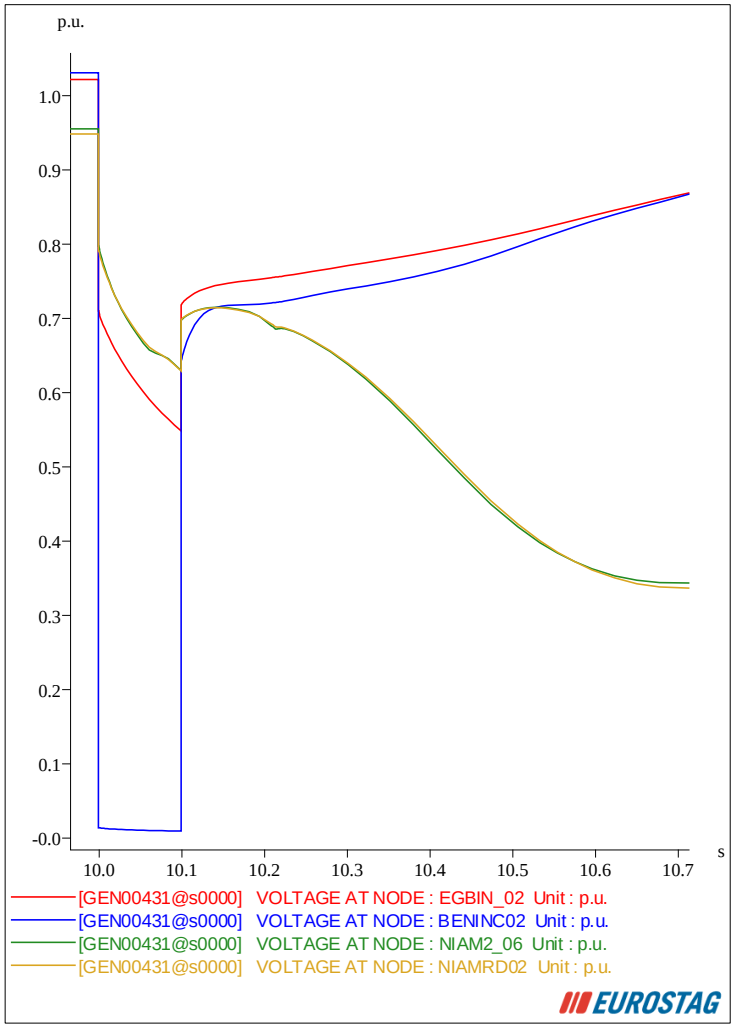


Figure 78 – Scénario de Base (pointe de charge) - Court-circuit triphasé sur la ligne entre Benin City et Egbin (Nigéria) Réponse de tension au Nigéria et écroulement de tension à Niamey (Niger)

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

En conclusion, le système ne supporte pas les défauts triphasés n'importe où. Cet incident est très grave et il n'est pas recommandé de l'employer comme un incident dimensionnant pour les études de planification.

A la place de cela, il est recommandé d'installer des schémas et des protections de défense pour exploiter le système sans pouvoir supporter les défauts triphasés, mais en pouvant limiter la propagation de tels incidents au système entier au cas où une instabilité apparaîtrait. Dans ce but, des protections de débouclage devraient être installées sur les interconnexions et sur les autres longues lignes, et des UFLS et des UVLS devraient être installés et/ou harmonisés dans tous les pays.

Enfin la proportion de charges tournantes en condition de pointe devrait être confirmée. Le modèle de charge dynamique utilisé pour cette analyse se compose de 40% de charges tournantes. C'est une proportion élevée et elle influence les marges de stabilité parce qu'en cas de basses tensions, les moteurs commencent à se bloquer et empêchent la stabilisation de la tension.

3.4.9. Évaluation dynamique des marges de stabilité: Capacités de transfert maximales

La capacité maximale de transfert est le flux maximum que le système peut supporter sur une ligne. Cette limite dépend de nombreux aspects, notamment :

- **Les critères** appliqués pour décider si une situation est stable ou pas, acceptable ou pas. Si les critères sont associés aux critères d'exploitation (comme la plage de tension acceptable, les surcharges tolérées,…) la capacité maximale de transfert sera réduite comparée à la valeur qui pourrait être obtenue en faisant fonctionner le système à la limite de la stabilité (écroulement de tension, écroulement de fréquence et/ou perte de synchronisme)
- **Les contingences** à supporter par le système. La capacité maximale de transfert est plus élevée sans contingence. Elle est plus basse quand le système doit supporter un défaut monophasé, et encore plus basse en cas de défauts triphasés.
- **Le scénario de calcul** appliqué. La capacité de transfert sera différente selon le plan de production mis sur pied dans le scénario de calcul. L'exploitation des unités de production proches des charges et des interconnexions a une influence sur la stabilité.

Dans cette section, le critère appliqué seront la stabilité intrinsèque du système. Le comportement du système est acceptable s'il ne mène à aucun écroulement de tension, écroulement de fréquence et/ou à perte de synchronisme.

Les contingences à supporter couvriront le déclenchement de n'importe quel élément (ligne, transformateur, machine) du système sans court-circuit. Comme montré dans la section précédente, le système ne supporte pas les défauts triphasés partout. Et quand la part de moteurs à induction dans la charge n'est pas trop importante, un déclenchement de ligne avec ou sans défaut monophasé n'est pas très différent.

Enfin, le scénario calculé commence toujours par les plans de production du Scénario de Base ou du Scénario 2, en condition de pointe ou de creux de charge La production est augmentée dans un pays et la charge est augmentée dans un autre. Le système de production n'est pas changé dans le pays importateur.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Il est important de signaler que des PSS ont été installés sur les machines répertoriées dans la Table 105 pour améliorer l'amortissement de système. Sans ces PSS, les contingences exécutées dans l'analyse provoquent des oscillations qui réduisent les marges de stabilité. Étant donné que l'amortissement de futur système sera acceptable, il est important de faire cette analyse de capacité maximale de transfert avec un amortissement acceptable.

3.4.9.1. TRANSFERT N

Au début, les capacités maximales de transfert ont été calculées sans prendre les contingences en compte. Les critères de fonctionnement ne sont pas pris en compte non plus. La limite est atteinte lorsque le système perd sa stabilité à cause d'un écroulement de tension, d'un écroulement de fréquence et/ou la perte de synchronisme.

La

Table 116 répertorie les limites de transfert entre les pays pour le scénario de Base, à la pointe de charge. Pour établir ces limites, le flux d'un pays à l'autre a été augmenté progressivement et lentement, pour laisser le système s'ajuster automatiquement aux variations (systèmes d'excitation des machines, des régulateurs SVC, commutateurs de réglage automatiques des transformateurs,…).

Puisque les lois de l'électricité doivent être respectées, le flux est divisé entre les différents chemins pour atteindre la charge. La table montre les loopflows, c-à-d les flux transitant par d'autres pays par des chemins parallèles.

Par exemple, quand le Sénégal importe de la puissance du Mali, une partie importante, au lieu d'aller au Sénégal via l'interconnexion 225 kV OMVS, traverse les interconnexions CLSG et OMVG. Quand 54 MW passent par le chemin direct, 24 MW prennent la déviation via les interconnexions CLSG et OMVG.

La Table 117 donne les capacités maximales de transfert en condition N pour le Scénario 2, à la pointe de charge. Dans les résultats, les valeurs sont inférieures, car le système est moins interconnecté.

Les Figure 79 et Figure 80 montrent les limites de stabilité pour le transfert de la Côte d'Ivoire au Burkina Faso, dans le Scénario 2 à la pointe de charge.

La situation initiale a une grande importance dans les résultats obtenus et doit être prise en considération en lisant les tables. Une situation initiale avec un plan de production et des échanges différents sur l'interconnexion mènerait à différents résultats.

Par exemple, en examinant le cas concernant le transit de Côte d'Ivoire en Guinée, les résultats sont négatifs pour le Scénario de base à la pointe de charge. Dans la situation initiale, Kaleta produit 240 MW de sorte que la Guinée exporte vers le Sénégal, la Gambie, la Guinée-Bissau, la Sierra Leone et le Libéria. Le transit initial sur la ligne entre Man et Yekepa est nul. Quand le flux est augmenté de Côte d'Ivoire jusqu'en Guinée, ce flux change progressivement pour atteindre 97 MW de Man à Yekepa avant que la stabilité ne soit perdue. Ces 97 MW représentent la capacité maximum de transfert pour ce scénario. Ils concernent seulement l'interconnexion CLSG, sans ajouter le loopflow de 45 MW qui passe d'abord par le Sénégal avant d'aller en Guinée.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Dans le scénario 2 à la pointe de charge, le même transit de Côte d'Ivoire en Guinée atteint la stabilité pour une valeur de 172 MW. Il y a deux raisons pour une telle différence : la situation initiale (production à Kaleta et niveaux d'échanges) et les loopflows (avec l'interconnexion OMVG). En fait le Scénario de Base est plus stable grâce à l'interconnexion OMVG bien que les résultats dans la table tendent à conclure le contraire. Cela dépend juste de la situation initiale.

La table permet également de conclure que la capacité maximum de transfert N est toujours inférieure à la capacité thermique des interconnexions. Une exception à cette règle concerne les interconnexions entre le Ghana et le Togo, où les lignes 161 kV ont été surchargées avant que le système ait perdu sa stabilité.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

De Pays	A Pays	De sous-station	A Sous-station	SN MVA	Flux initial MW	Max N MW
Mali	Sénégal	Kayes	Matam	234	106	160
		Soma	Kaolack	250	96	120
Mali	Burkina Faso	Sikasso	Kodeni	250	-26	102
		Ferkessedougou	Kodeni	327	-1	42
Guinée	Sénégal	Boke	Saltinho	250	190	245
		Kayes	Matam	234	106	127
Guinée	Côte d'Ivoire	Linsan	Kamakwie	250	40	175
		Sikasso	Ferkessedougou	250	-54	-16
Côte d'Ivoire	Mali	Ferkessedougou	Sikasso	250	56	122
		Matam	Kayes	234	-99	-85
		Kodeni	Sikasso	250	26	61
Côte d'Ivoire	Guinée	Man	Yekepa	250	0	97
		Boke	Kaleta	250	-191	-146
Côte d'Ivoire	Burkina Faso	Ferkessedougou	Kodeni	327	-1	26
		Sikasso	Kodeni	250	-26	11
		Bolgatanga	Kodeni	250	62	60
		Bolgatanga	Zagtouli	327	46	86
Côte d'Ivoire	Ghana	Riviera	Prestea	1100	36	512
		Abobo	Elubo	327	-30	269
		Kodeni	Bolgatanga	250	-59	34
		Zagtouli	Bolgatanga	327	-45	-35
Ghana	Côte d'Ivoire	Prestea	Riviera	1100	-36	193
		Elubo	Abobo	327	30	170
		Bolgatanga	Kodeni	250	62	105
		Bolgatanga	Zagtouli	327	46	48
Ghana	Burkina Faso	Bolgatanga	Kodeni	250	62	80
		Bolgatanga	Zagtouli	327	46	82
		Ferkessedougou	Kodeni	327	-1	8
Ghana	Mali	Kodeni	Sikasso	250	27	65
		Ferkessedougou	Sikasso	250	56	106
Ghana	Togo/Bénin	Volta	Lome	1100	4	617
		Asiekpe	Lome	128	26	212
		Aflao	Lome	128	24	182
		Bawku	Dapaong	182	-21	71
Bénin	Niger	Malanville	Zabori	777	2	19
		Birnin Kebbi	Zabori	777	157	195
		Ouagadougou	Niamey	777	-100	-68
		Birnin Kebbi	Dosso	95	57	79
Nigéria	Burkina Faso	Niamey	Ouagadougou	777	102	136
		Bolgatanga	Zagtouli	327	46	63
		Bolgatanga	Kodeni	250	62	69
Nigéria	Bénin	Ikeja West	Sakete	777	49	566
		Zabori	Malanville	777	-2	20
		Zagtouli	Bolgatanga	327	-45	21
Nigéria	Niger	Birnin Kebbi	Zabori	777	157	230
		Birnin Kebbi	Dosso	95	57	94
		Malanville	Zabori	777	2	7
		Ouagadougou	Niamey	777	-100	-74

Table 116 – Scénario de Base à la pointe de charge – Capacité maximale de transfert sans contingence

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

De Pays	A Pays	De sous-station	A Sous-station	SN MVA	Flux initial MW	Max N MW
Mali	Sénégal	Kayes	Matam	234	150	194
Côte d'Ivoire	Mali	Ferkessedougou	Sikasso	250	35	102
Côte d'Ivoire	Guinée	Man	Yekepa	250	119	172
Côte d'Ivoire	Burkina Faso	Ferkessedougou	Kodeni	327	-5	66
		Bolgatanga	Zagtouli	327	53	101
Côte d'Ivoire	Ghana	Abobo	Elubo	327	-53	427
		Zagtouli	Bolgatanga	327	-52	57
Ghana	Côte d'Ivoire	Elubo	Abobo	327	54	394
		Bolgatanga	Zagtouli	327	53	119
Ghana	Burkina Faso	Bolgatanga	Zagtouli	327	53	113
		Ferkessedougou	Kodeni	327	-5	41
Ghana	Bénin	Volta	Lome	1100	-19	429
		Asiekpe	Lome	128	23	152
		Aflao	Lome	128	21	138
		Bawku	Dapaong	182	-31	36
Nigéria	Bénin	Ikeja West	Sakete	777	32	493
Nigéria	Niger	Birnin Kebbi	Dosso	95	65	146

Table 117 – Scénario 2 à la pointe de charge – Capacité maximale de transfert sans contingence

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

De Pays	A Pays	De sous-station	A Sous-station	SN MVA	Flux initial MW	Max N MW
Mali	Sénégal	Kayes	Matam	234	58	128
		Soma	Kaolack	250	10	41
Mali	Burkina Faso	Sikasso	Kodeni	250	-29	108
		Ferkessedougou	Kodeni	327	-5	42
Guinée	Sénégal	Boke	Saltinho	250	62	157
		Kayes	Matam	234	58	89
Guinée	Côte d'Ivoire	Linsan	Kamakwie	250	-9	197
		Sikasso	Ferkessedougou	250	-46	12
Côte d'Ivoire	Mali	Ferkessedougou	Sikasso	250	47	142
		Matam	Kayes	234	-56	-30
		Kodeni	Sikasso	250	30	84
Côte d'Ivoire	Guinée	Man	Yekepa	250	38	113
		Boke	Kaleta	250	-62	-27
Côte d'Ivoire	Burkina Faso	Ferkessedougou	Kodeni	327	-5	31
		Sikasso	Kodeni	250	-29	19
		Bolgatanga	Kodeni	250	52	51
		Bolgatanga	Zagtouli	327	38	103
Côte d'Ivoire	Ghana	Riviera	Prestea	1100	30	581
		Abobo	Elubo	327	-31	285
		Kodeni	Bolgatanga	250	-51	51
		Zagtouli	Bolgatanga	327	-38	-27
Ghana	Côte d'Ivoire	Prestea	Riviera	1100	-30	396
		Elubo	Abobo	327	32	258
		Bolgatanga	Kodeni	250	52	128
		Bolgatanga	Zagtouli	327	38	43
Ghana	Burkina Faso	Bolgatanga	Kodeni	250	52	80
		Bolgatanga	Zagtouli	327	38	103
		Ferkessedougou	Kodeni	327	-5	12
Ghana	Mali	Kodeni	Sikasso	250	30	91
		Ferkessedougou	Sikasso	250	47	121
Ghana	Togo/Bénin	Volta	Lome	1100	13	629
		Asiekpe	Lome	128	-5	192
		Aflao	Lome	128	-5	165
		Bawku	Dapaong	182	-13	76
Bénin	Niger	Malanville	Zabori	777	8	45
		Birnin Kebbi	Zabori	777	94	157
		Ouagadougou	Niamey	777	-61	-4
		Birnin Kebbi	Dosso	95	33	76
Nigéria	Burkina Faso	Niamey	Ouagadougou	777	61	130
		Bolgatanga	Zagtouli	327	38	68
		Bolgatanga	Kodeni	250	52	67
Nigéria	Bénin	Ikeja West	Sakete	777	124	750
		Zabori	Malanville	777	-8	19
		Zagtouli	Bolgatanga	327	-38	42
Nigéria	Niger	Birnin Kebbi	Zabori	777	94	210
		Birnin Kebbi	Dosso	95	33	80
		Malanville	Zabori	777	8	15
		Ouagadougou	Niamey	777	-61	-43

Table 118 – Scénario de Base au creux de charge – Capacité maximale de transfert sans contingence

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

De Pays	A Pays	De sous-station	A Sous-station	SN MVA	Flux initial MW	Max N MW
Mali	Sénégal	Kayes	Matam	234	69	150
Côte d'Ivoire	Mali	Ferkessedougou	Sikasso	250	55	125
Côte d'Ivoire	Guinée	Man	Yekepa	250	84	168
Côte d'Ivoire	Burkina Faso	Ferkessedougou	Kodeni	327	29	57
		Bolgatanga	Zagtouli	327	77	94
Côte d'Ivoire	Ghana	Abobo	Elubo	327	-51	394
		Zagtouli	Bolgatanga	327	-75	15
Ghana	Côte d'Ivoire	Elubo	Abobo	327	52	299
		Bolgatanga	Zagtouli	327	77	125
Ghana	Burkina Faso	Bolgatanga	Zagtouli	327	77	100
		Ferkessedougou	Kodeni	327	29	47
Ghana	Bénin	Volta	Lome	1100	12	621
		Asiekpe	Lome	128	-11	182
		Aflao	Lome	128	-11	160
		Bawku	Dapaong	182	-35	58
Nigéria	Bénin	Ikeja West	Sakete	777	156	714
Nigéria	Niger	Birnin Kebbi	Dosso	95	64	91

Table 119 – Scénario 2 au creux de charge – Capacité maximale de transfert sans contingence

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

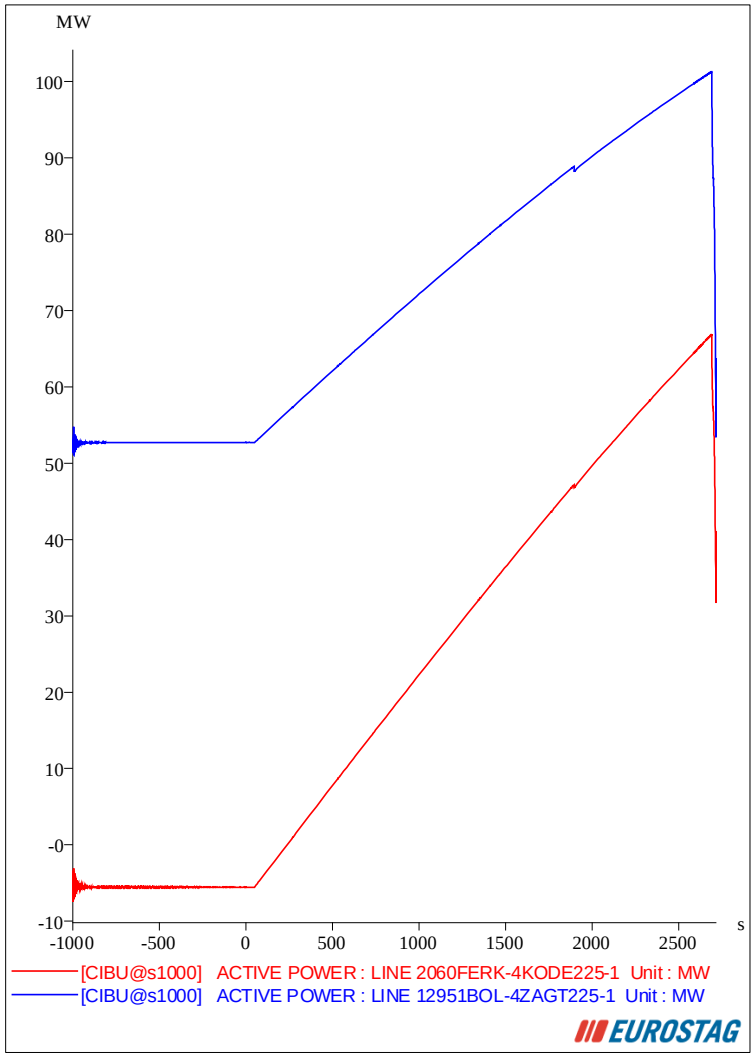


Figure 79 - Scénario 2 (pointe de charge) - Capacité maximale de transfert de Côte d'Ivoire au Burkina Faso : puissance active sur les lignes d'interconnexion

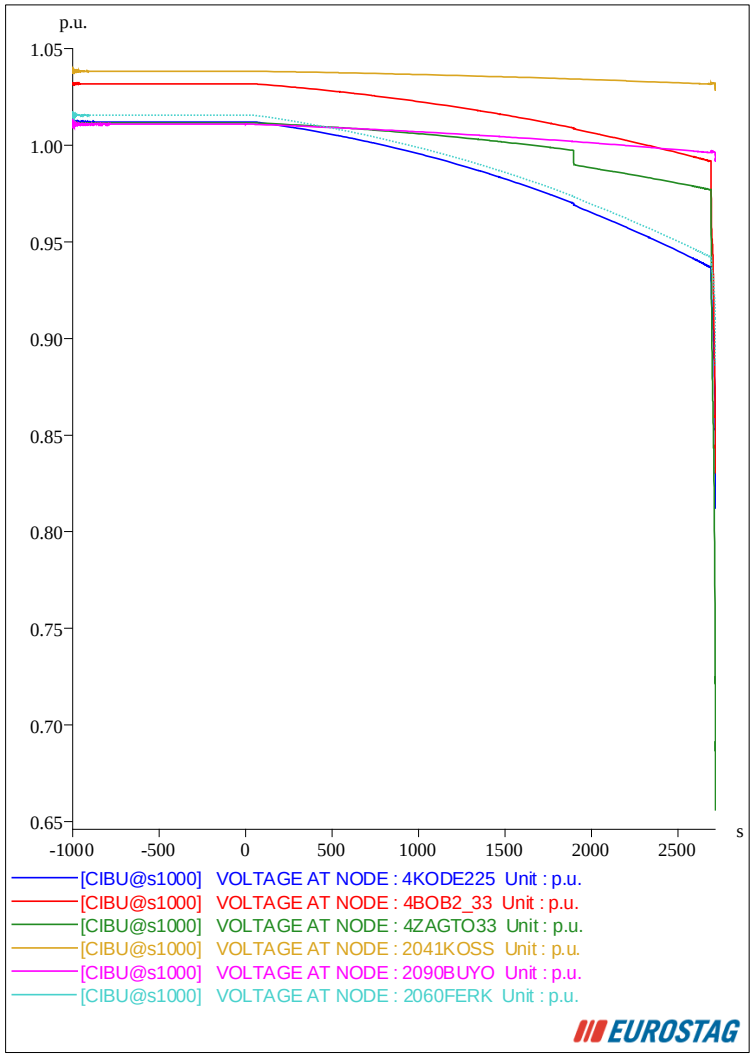


Figure 80 - Scénario 2 (pointe de charge) - Capacité maximale de transfert de Côte d'Ivoire au Burkina Faso : profil de tension

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

3.4.9.2. TRANSFERT N-1

Avec l'application du critère N-1, le système de l'EEEAO devrait être exploité dans des situations telles que la perte d'un élément du système ne mènera pas à son instabilité. Cela signifie que les contingences autour des interconnexions et sur les interconnexions doivent être supportées par le système.

En cas de système radial ou en cas d'interconnexion simple entre deux pays (comme c'est le cas maintenant entre le Sénégal et le Mali par exemple), la question de la capacité maximale de transfert en état N-1 est limitée à deux scénarios possibles :

1) La contingence concerne un élément interne à un des deux systèmes et l'interconnexion demeure en service. La stabilité doit être maintenue sur l'interconnexion.
2) La contingence concerne l'interconnexion. Dans ce cas-ci, le scénario mène à la division des deux systèmes. Le système exportateur doit pouvoir réduire sa production d'énergie avant d'atteindre les limites de sur-fréquence, ou de délester des unités de production. Le système importateur doit pouvoir employer sa réserve tournante pour compenser la perte de puissance importée, ou elle se fondera sur des systèmes de défense comme le Délestage de charge par relais de sous-fréquence.

Pour ce genre de systèmes, c-à-d les systèmes radiaux, il est possible de définir une capacité maximale de transfert, même si la disponibilité de certains moyens pour supporter la tension aura une influence.

En cas de réseaux maillés, comme le système présent et futur de l'EEEAO, la situation est plus complexe. Tout d'abord, le contrôle de flux de puissance est plus difficile. Les flux respecteront les lois de l'électricité, en créant des loopflows, comme expliqué et montré dans l'analyse de transfert N ci-dessus. Deuxièmement, le point numéro deux décrit ci-dessus n'est plus un scénario possible. Puisqu'il y a plusieurs interconnexions entre les pays, une contingence d'interconnexion ne provoque pas la séparation du système en deux. Les flux sont instantanément réorientés, conformément aux lois de l'électricité. Ces changements de flux peuvent immédiatement mener à une instabilité.

Le Sénégal est un excellent exemple. Actuellement, le Sénégal est seulement interconnecté avec le Mali par l'intermédiaire d'une ligne simple 225 kV. En cas de contingence d'interconnexion, les deux systèmes sont séparés et le scénario est tel que décrit au point 2 ci-dessus. À l'avenir, le Sénégal sera interconnecté avec le Mali et avec les pays de l'OMVG de telle manière qu'une boucle soit créée. En cas de perte d'interconnexion entre le Sénégal et le Mali, la puissance exportée du Mali vers le Sénégal ne disparaîtra pas mais passera par la seule chemin possible : l'interconnexion OMVG. Un loopflow aussi élevé passant par plusieurs pays et des milliers de kilomètres réduira la stabilité du système.

En fait, en raison du critère N-1, il est possible que la capacité maximale de transfert déterminée pour une interconnexion alimentant un système radial est réduite une fois que ce système radial devient maillé avec l'ajout d'une autre interconnexion.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

3.4.9.2.1. 2015 Scénario de Base à la pointe de charge

Pour le Scénario de Base à la pointe de charge, les

Table 120 et Table 121 récapitulent les calculs de transfert maximum. Les transferts entre pays sont présentés avec :

- Les pays à l'origine et à la destination du transfert.
- Les lignes d'interconnexion impliquées. Parfois, ces dernières ne sont pas directement liés au transfert mais sont indiqués parce qu'elles subissent des loopflows.
- La puissance nominale thermique de chaque ligne d'interconnexion impliquée.
- Le flux de puissance active initial de chaque ligne d'interconnexion impliquée.
- Le flux de puissance active de chaque interconnexion impliquée juste avant que le système ne perde sa stabilité en état N.
- Le flux de puissance active de chaque interconnexion juste avant que le système ne perde sa stabilité en état N-1. Le pire incident est envisagé ici.
- La liste d'incidents qui ont été pris en considération pour calculer la capacité maximale de transfert en état N-1. Ces incidents sont limités à ceux avec le plus grand impact sur le transfert étudié. Des couleurs sont attribuées aux incidents selon leur gravité et leurs conséquences dans le scénario :
  - La couleur rouge pour les incidents qui ne sont pas supportés par le système dans la situation initiale. Pour cet incident, le système perd sa stabilité, avant que n'importe quel transfert de puissance soit augmenté
  - La couleur orange pour l'incident qui limite la capacité dans l'état N-1. Il est le plus grave de la liste pour le transfert étudié.
- Un commentaire sur l'instabilité rencontrée par le système dans l'état N-1. .

Les

Figure 81 et Figure 82 montrent le comportement de système pour l'augmentation de transfert du Mali au Burkina Faso, avec contingence sur la ligne 225 kV Sikasso-Kodeni.

Pour le Scénario de Base, à la pointe de charge, plusieurs pertes d'interconnexions ne sont pas supportées par le système. Il y a deux problèmes majeurs:

- La boucle créée par les interconnexions OMVS, OMVG et CLSG ne peuvent pas supporter une contingence. La redistribution des flux provoque des écroulements de tension et des pertes de synchronisme.
- Le projet Dorsale Nord est très important pour le Niger, où un écroulement de tension se produit à Niamey en cas de contingence sur la ligne Birnin Kebbi-Malanville-Niamey, suivant la redistribution des flux.

Malgré les interconnexions prévues, le Sénégal et le Niger sont les deux pays où l'exploitation du système ne respectera pas les critères N-1 à moins que les flux sur les lignes ne soient réduits à des valeurs inférieures. Une telle réduction n'étant pas économiquement viable, il est conseillé de compter sur des systèmes de défense au lieu de supporter le critère N-1.

La contingence sur la ligne 225 kV entre Kaleta et Boke est illustrée aux Figure 83 et Figure 84. La perte de l'interconnexion entre la Guinée et le Sénégal provoque une redirection des flux vers l'interconnexion entre le Mali et le Sénégal. Le système ne peut pas la supporter et il perd la stabilité avec la perte de synchronisme entre les unités au Sénégal d'un côté et les unités en Guinée, Sierra Leone et au Libéria de l'autre côté.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Pour toutes autres interconnexions, la situation initiale est stable et des capacités maximales de transfert dans les états N-1 ont été établies.

3.4.9.2.2. 2015 Scénario 2 à la pointe de charge

Pour le Scénario 2, la Table 122 résume les calculs maximums de transfert. Puisqu'il y a moins d'interconnexions, le réseau est plus radial et moins maillé. Seuls le Ghana, la Côte d'Ivoire, le Burkina Faso, le Togo et le Bénin font partie de ce réseau maillé et des capacités maximums de transfert en N-1 pourraient être calculées pour les interconnexions entre ces pays. Les autres pays sont dans les parties radiales du réseau.

La

Figure 85 montre la limite de transfert pour des échanges du Ghana vers la Côte d'Ivoire. L'incident le plus grave pour un tel échange est le déclenchement de la ligne 225 kV entre Abobo et Elubo. Quand la limite de stabilité est atteinte, elle provoque la perte de synchronisme du Burkina Faso d'abord, suivi d'une perte de synchronisme entre le bloc Ghana/Togo/Bénin/Niger/Nigéria d'un côté et le bloc Côte d'Ivoire/Libéria/Sierra Leone/Guinée/Mali/Sénégal de l'autre. La Figure 86 montre la limite de transfert pour des échanges du Ghana vers le Burkina Faso. L'incident le plus grave pour un tel échange est le déclenchement de la ligne 225 kV entre Bolgatanga et Zagtouli. Quand la limite de stabilité est atteinte, elle provoque la perte de synchronisme d'abord entre la Guinée/Sierra Leone d'un côté, le Libéria d'un autre côté et de tous les autres pays d'un troisième côté. Juste après, elle provoque la perte de synchronisme du Burkina Faso.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

De Pays	A Pays	De sous-station	A Sous-station	SN MVA	Flux initial MW	Max N MW	Max N-1 MW	Liste d'incident	Commentaires
Mali	Sénégal	Kayes	Matam	234	106	160		line Kayes-Matam	Loss of synchronism and voltage collapse
		Soma	Kaolack	250	96	120		line Kaleta-Boke	Initial flows are too important
								Sendou unit	
Mali	Burkina Faso	Sikasso	Kodeni	250	-26	102	69	line Sikasso - Kodeni	loss of synchronism in Burkina Faso
		Ferkessedougou	Kodeni	327	-1	42	33	line Ferkessedougou - Kodeni	
								Manasema unit	
Guinée	Sénégal	Boke	Saltinho	250	190	245		line Kaleta - Boke	Loss of synchronism and voltage collapse
		Kayes	Matam	234	106	127		line Kayes - Matam	Initial flows are too important
								Sendou unit	
Guinée	Côte d'Ivoire	Linsan	Kamakwie	250	40	175		line Kaleta - Boke	Loss of synchronism and voltage collapse
		Sikasso	Ferkessedougou	250	-54	-16		line Kaleta - Linsan	Initial flows are too important
								line Linsan - Kamakwie	
								line Kayes - Matam	
								2NewCC unit	
								Buyo unit	
Côte d'Ivoire	Mali	Ferkessedougou	Sikasso	250	56	122		line Ferkessedougou - Sikasso	Loss of synchronism and voltage collapse
		Matam	Kayes	234	-99	-85		line Kayes - Matam	Initial flows are too important
		Kodeni	Sikasso	250	26	61		line Kodeni - Sikasso	
								line Ferkessedougou - Kodeni	
								line Manantali - Tkita	
								Manantali unit	
								Vicabo unit	
Côte d'Ivoire	Guinée	Man	Yekepa	250	0	97		line Man - Yekepa	Loss of synchronism and voltage collapse
		Boke	Kaleta	250	-191	-146		Line Kayes - Matam	Initial flows are too important
								line Ferkessedougou - Sikasso	
								line Linsan - Kaleta	
								line Kaleta - Boke	
								line Linsan - Kamakwie	
								Kaleta unit	
								Maneah unit	
Côte d'Ivoire	Burkina Faso	Ferkessedougou	Kodeni	327	-1	26	7	line Ferkessedougou - Kodeni	
		Sikasso	Kodeni	250	-26	11	-15	line Sikasso - Kodeni	
		Bolgatanga	Kodeni	250	62	60	62	line Ferkessedougou - Sikasso	
		Bolgatanga	Zagtouli	327	46	86	58	line Bolgatanga - Kodeni	
								line Bolgatanga - Zagtouli	
								line Riviera - Prestea	
								Manasema unit	
Côte d'Ivoire	Ghana	Riviera	Prestea	1100	36	512	329	line Ferkessedougou - Sikasso	loss of synchronism between Côte d'Ivoire and Ghana
		Abobo	Elubo	327	-30	269	149	line Ferkessedougou - Kodeni	
		Kodeni	Bolgatanga	250	-59	34	-3	line Riviera - Prestea	
		Zagtouli	Bolgatanga	327	-45	-35	-39	line Abobo - Elubo	
								line Bolgatanga - Kodeni	
								line Bolgatanga - Zagtouli	
								Aksombo unit	
								Saso2CC1 unit	

Table 120 - Scénario de Base (pointe de charge) - Capacités maximales de transfert en conditions N-1 (1/2)

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

De Pays	A Pays	De sous-station	A Sous-station	SN MVA	Flux initial MW	Max N MW	Max N-1 MW	Liste d'incident	Commentaires
Ghana	Côte d'Ivoire	Prestea	Riviera	1100	-36	193	177	line Riviera - Prestea	Low voltages and loss of synchronism in Burkina Faso
		Elubo	Abobo	327	30	170	161	line Abobo - Elubo	Elubo-Abobo flow close to thermal capacity
		Bolgatanga	Kodeni	250	62	105	104	line Bolgatanga - Zagtouli	
		Bolgatanga	Zagtouli	327	46	48	49	line Bolgatanga - Kodeni	
								2NewCC unit	
Ghana	Burkina Faso	Bolgatanga	Kodeni	250	62	80	65	line Bolgatanga - Zagtouli	loss of synchronism in Burkina Faso
		Bolgatanga	Zagtouli	327	46	82	67	line Bolgatanga - Kodeni	
		Ferkessedougou	Kodeni	327	-1	8	5	Manasema unit	
Ghana	Mali	Kodeni	Sikasso	250	27	65	63	line Bolgatanga - Kodeni	loss of synchronism in Burkina Faso
		Ferkessedougou	Sikasso	250	56	106	101	line Bolgatanga - Zagtouli	
								line Ferkessedougou - Sikasso	
								line Ferkessedougou - Kodeni	
								line Manantali - Tkita	
								line Sikasso - Kodeni	
								Manantali unit	
								Vicabo unit	
Ghana	Togo/Bénin	Volta	Lome	1100	4	617	419	line Volta - Lome	Voltage collapse in Ghana (node 1391DCEM)
		Asiekpe	Lome	128	26	212	154	line Asiekpe - Lome	
		Aflao	Lome	128	24	182	139	line Aflao - Lome	
		Bawku	Dapaong	182	-21	71	42	line Bawku - Dapaong	
								Maria Gleta unit (1GT+1/2ST)	
Bénin	Niger	Malanville	Zabori	777	2	19		line Malanville-Zabori-Niamey-Birnin	Voltage collapse at Niamey
		Birnin Kebbi	Zabori	777	157	195		line Ouagadougou-Niamey	Initial flows are too important
		Ouagadougou	Niamey	777	-100	-68		line Birnin Kebbi - Dosso	
		Birnin Kebbi	Dosso	95	57	79		Nigereol unit	
Nigéria	Burkina Faso	Niamey	Ouagadougou	777	102	136		line Ouagadougou-Niamey	Voltage collapse at Niamey
		Bolgatanga	Zagtouli	327	46	63		line Malanville-Zabori-Niamey-Birnin	Initial flows are too important
		Bolgatanga	Kodeni	250	62	69		line Bolgatanga - Zagtouli	
								line Bolgatanga - Kodeni	
								Manasema unit	
Nigéria	Bénin	Ikeja West	Sakete	777	49	566		line Ikeja West - Sakete	Voltage collapse at Niamey
		Zabori	Malanville	777	-2	20		line Malanville-Zabori-Niamey-Birnin	Initial flows are too important
		Zagtouli	Bolgatanga	327	-45	21		Saso2CC1 unit	
Nigéria	Niger	Birnin Kebbi	Zabori	777	157	230		line Malanville-Zabori-Niamey-Birnin	Voltage collapse at Niamey
		Birnin Kebbi	Dosso	95	57	94		line Birnin Kebbi - Dosso	Initial flows are too important
		Malanville	Zabori	777	2	7		line Ouagadougou-Niamey	
		Ouagadougou	Niamey	777	-100	-74		Nigereol unit	

Table 121 - Scénario de Base (pointe de charge) - Capacités maximales de transfert en conditions N-1 (2/2)

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

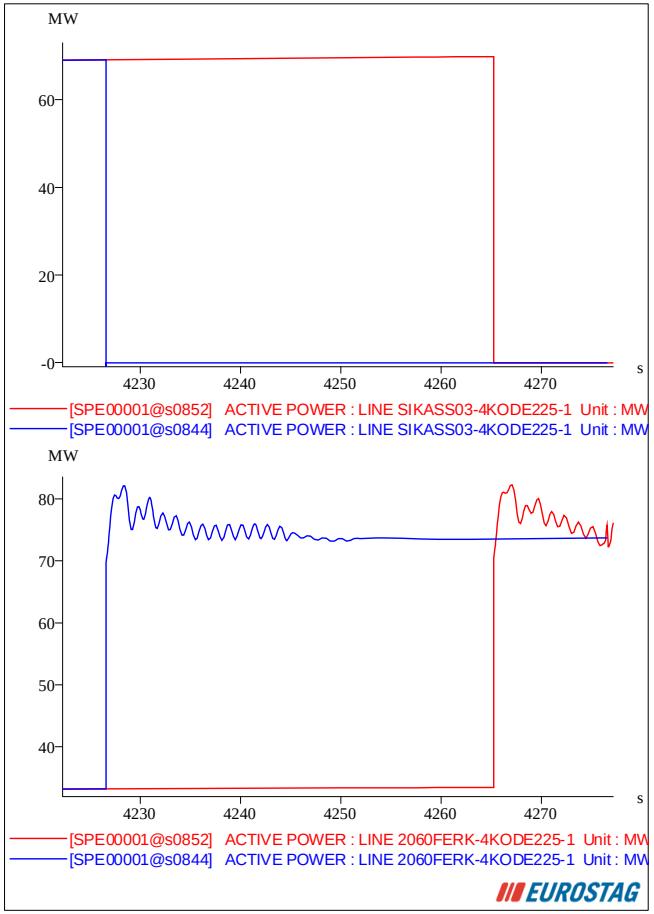


Figure 81 - Scénario de Base (pointe de charge) - Transfert de capacité maximale en N-1 du Mali au Burkina Faso contingence sur la ligne Sikasso-Kodeni 225 kV (graphique du haut : transfert sur la ligne Sikasso-Kodeni 225 kV (graphique du bas : transfert sur la ligne Ferkessedougou-Kodeni (courbes rouges : cas instable, courbes bleues : cas stable)

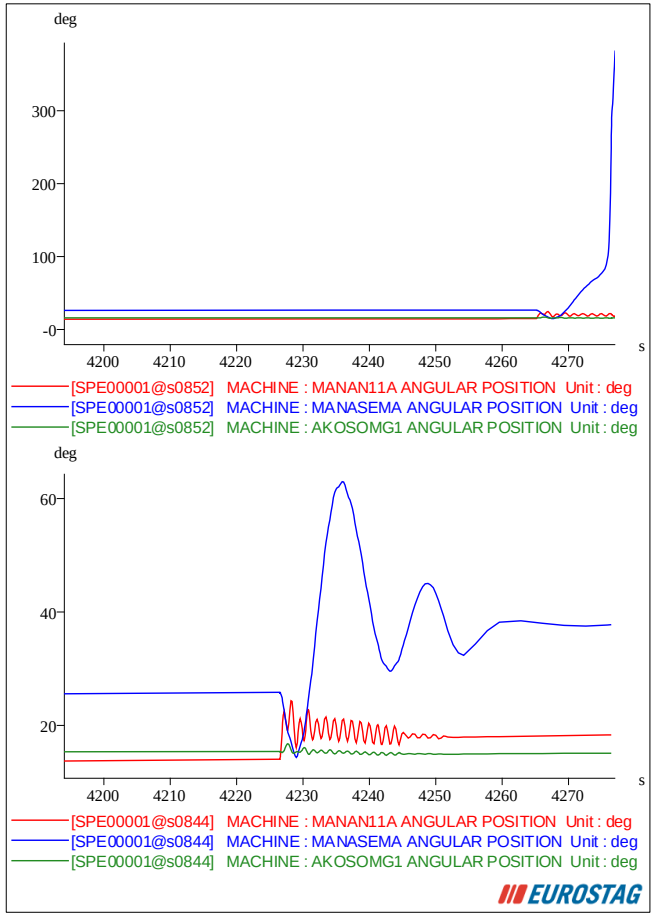


Figure 82 - Scénario de Base (pointe de charge) - Transfert de capacité maximale en N-1 du Mali au Burkina Faso contingence sur la ligne Sikasso-Kodeni 225 kV (graphique du haut: cas instable, graphique du bas: cas stable)

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

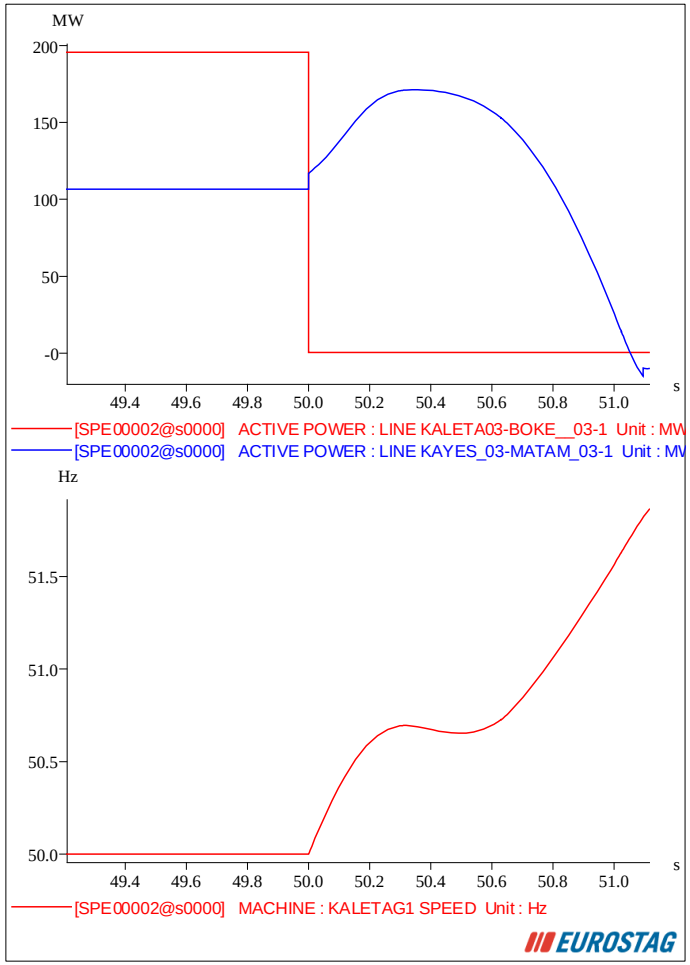


Figure 83 - Scénario de base (pointe de charge) - Contingence sur la ligne 225 kV entre Kaleta et Boke (graphique du haut : flux de puissance active sur la ligne Kaleta-Boke et Kayes-Matam (frontière du Sénégal-Mali), graphique du bas : vitesse de la machine de Kaleta en Guinée)

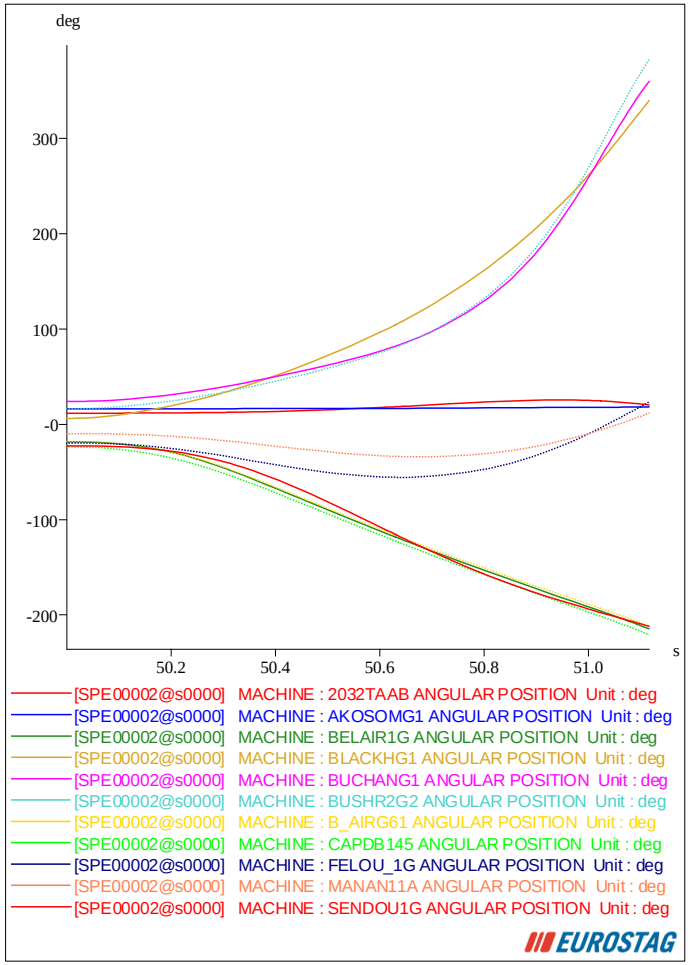


Figure 84 - Scénario de base (pointe de charge) - Contingence sur la ligne 225 kV entre Kaleta et Boke positions angulaires machines (perte de synchronisme entre la Guinée et le Sénégal)

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

De Pays	A Pays	De sous-station	A Sous-station	SN MVA	Flux initial MW	Max N MW	Max N-1 MW	Liste d'incident	Commentaires
Côte d'Ivoire	Burkina Faso	Ferkessedougou	Kodeni	327	-5	66	21	line Ferkessedougou - Kodeni	Loss of synchronism in Burkina Faso
		Bolgatanga	Zagtouli	250	53	101	71	line Ferkessedougou - Sikasso	
								line Bolgatanga - Zagtouli	
								line Abobo-Elubo	
								Manasema unit	
Côte d'Ivoire	Ghana	Abobo	Elubo	327	-53	427	65	line Ferkessedougou - Sikasso	Loss of synchronism between Côte d'Ivoire and
		Zagtouli	Bolgatanga	327	-52	57	-26	line Ferkessedougou - Kodeni	Ghana/Burkina Faso
								line Bolgatanga - Zagtouli	
								line Abobo - Elubo	
								Aksombo unit	
								Saso2CC1 unit	
Ghana	Côte d'Ivoire	Elubo	Abobo	327	54	394	85	line Ferkessedougou - Sikasso	Loss of synchronism in Burkina Faso
		Bolgatanga	Zagtouli	327	53	119	59	line Ferkessedougou - Kodeni	
								line Bolgatanga - Zagtouli	
								line Abobo - Elubo	
								2NewCC unit	
Ghana	Burkina Faso	Bolgatanga	Zagtouli	250	53	113	74	line Bolgatanga - Zagtouli	Loss of synchronism between Guinée, Burkina Faso
		Ferkessedougou	Kodeni	327	-5	41	9	line Ferkessedougou - Kodeni	and Ghana/Côte d'Ivoire
								line Abobo - Elubo	
								Manasema unit	
Ghana	Bénin	Volta	Lome	1100	-19	429	389	line Volta - Lome	Low voltages in Togo
		Asiekpe	Lome	128	23	152	141	line Asiekpe - Lome	
		Aflao	Lome	128	21	138	129	line Aflao - Lome	
		Bawku	Dapaong	182	-31	36	31	line Bawku - Dapaong	
								Maria Gleta unit (1GT+1/2ST)	

Table 122 - Scénario 2 (pointe de charge) - Capacités maximales de transfert en conditions N-1

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

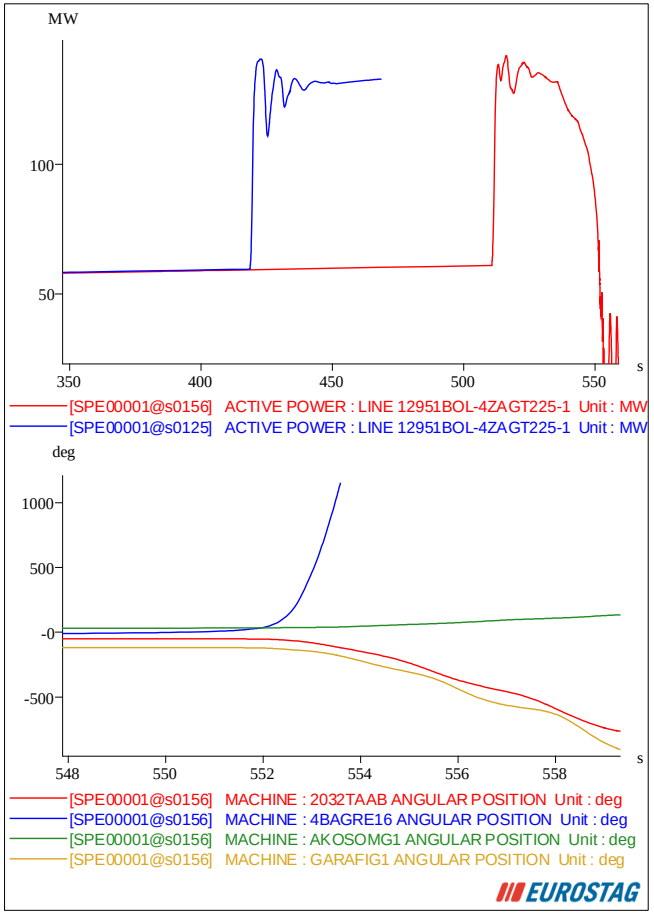


Figure 85 - Scénario 2 (pointe de charge) - Transfert de capacité maximale en N-1 du Ghana vers la Côte d'Ivoire : contingence sur la ligne Abobo-Elubo 225 kV (graphique du haut supérieur : transfert sur la ligne Bolgatanga-Zagtouli : courbe rouge = instable, courbe bleue = stable. Graphique du bas : position angulaires de machine dans différents pays pour le cas instable)

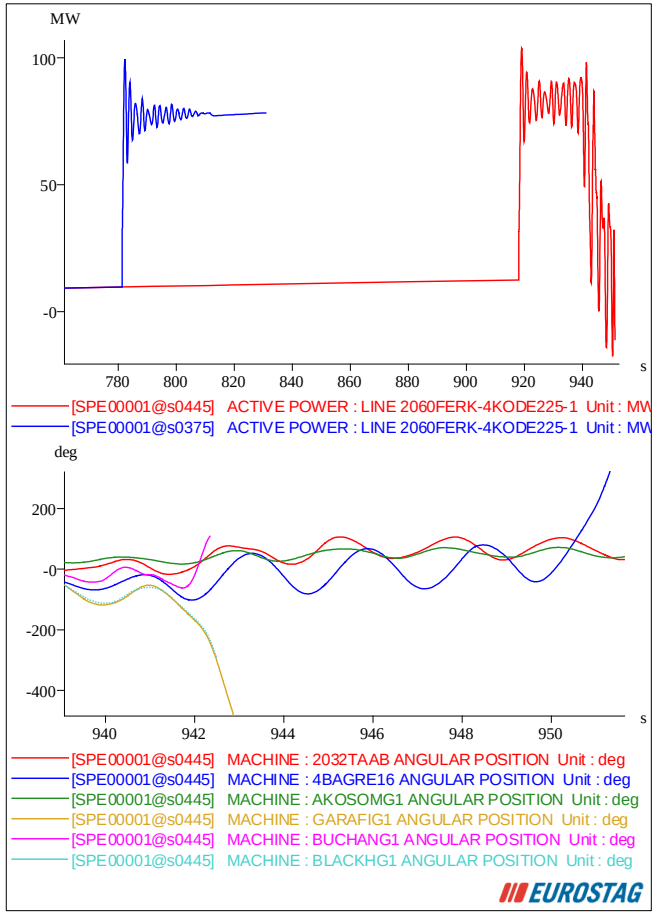


Figure 86 - Scénario 2 (pointe de charge) - Transfert de capacité maximale en N-1 à partir du Ghana vers le Burkina Faso : contingence sur la ligne Bolgatanga-Zagtouli 225 kV (graphique du haut : transfert sur la ligne Ferkessedougou-Kodeni : courbe rouge = instable, courbe bleue = stable. Graphique du bas : Angle de machine dans les différents pays pour le cas instable)

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

3.4.9.2.3. 2015 Scénario de Base au creux de charge

Les Table 123 et Table 124 fournissent les capacités maximum de transfert pour le Scénario de Base, en condition de creux de charge.

Comme on peut le voir, deux incidents ont provoqués l'instabilité du système et empêché le calcul des capacités maximales de transfert en N-1:

- La contingence sur le parc éolien au Sénégal. Íl a été montré dans la section 3.4.7, et dans les Figure 75 et Figure 76 que cela provoque l'instabilité du Sénégal.
- La contingence de la ligne entre Kaleta et Linsan. La redistribution de flux, avec toute la puissance de Kaleta allant au Sénégal, provoque des chutes de tension et une perte de synchronisme en Guinée et Sierra Leone. La réponse du système est illustrée à la
- Figure 87.

3.4.9.2.4. 2015 Scénario 2 au creux de charge

La Table 125 présente les capacités maximales de transfert pour le Scénario 2, en condition de creux de charge.

L'incident sur la ligne Bolgatanga - Zagtouli n'est pas supporté par le système. La redistribution de flux provoque un écroulement au Burkina Faso et dans le nord de la Côte d'Ivoire, comme décrit à la Figure 88.

3.4.9.3. CONCLUSIONS POUR LES CAPACITÉS MAXIMALES DE TRANSFERT

Pour les systèmes maillés, il est impossible d'attribuer une valeur unique à chaque ligne comme la capacité maximale de transfert dans l'état N-1. Comme expliqué ci-dessus, cela dépend de beaucoup d'éléments, et particulièrement de la situation initiale. Cette analyse veut fournir une idée du niveau de transfert qu'il est possible d'atteindre entre les pays en considérant le scénario prévu des échanges entre les pays. Elle montre également l'incident le plus contraignant pour chaque transfert.

Dans de grands systèmes maillés interconnectés, comme le sera celui de l'EEEAO, les capacités maximales de transfert sont calculées quotidiennement, sur base d'informations collectées de chaque pays. Il est recommandé de lancer un tel système et de se préparer à collecter de telles informations afin d'être prêt à calculer les limites de stabilité dynamique du système quand les interconnexions seront mises en service. En fin de compte, le but est de calculer régulièrement les capacités maximales de transfert pour les charges, productions et échanges de réseau prévus. Les calculs permettraient alors d'identifier les loopflows et les flux prévus sur les interconnexions pourraient être comparés aux capacités maximales de transfert calculées

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

De Pays	A Pays	De sous-station	A Sous-station	SN MVA	Flux initial MW	Max N MW	Max N-1 MW	Liste d'incident	Commentaires
Mali	Sénégal	Kayes	Matam	234	58	128		line Kayes-Matam	voltage collapse and loss of synchronism in Sénégal,
		Soma	Kaolack	250	10	41		line Kaleta-Boke	The Gambia and Guinée Bissau
								Wind farm	
Mali	Burkina Faso	Sikasso	Kodeni	250	-29	108	96	line Sikasso - Kodeni	voltage collapse in Burkina Faso
		Ferkessedougou	Kodeni	327	-5	42	40	line Ferkessedougou - Kodeni	
								Manasema unit	
Guinée	Sénégal	Boke	Saltinho	250	62	157	74	line Kaleta - Boke	voltage collapse and loss of synchronism in Sénégal,
		Kayes	Matam	234	58	89	60	line Kayes - Matam	The Gambia and Guinée Bissau
								Wind farm	
Guinée	Côte d'Ivoire	Linsan	Kamakwie	250	-9	197		line Kaleta - Boke	loss of sychronism in Guinée
		Sikasso	Ferkessedougou	250	-46	12		line Kaleta - Linsan	
								line Linsan - Kamakwie	
								line Kayes - Matam	
								2NewCC unit	
								Buyo unit	
Côte d'Ivoire	Mali	Ferkessedougou	Sikasso	250	47	142	137	line Ferkessedougou - Sikasso	low voltages in Mali
		Matam	Kayes	234	-56	-30	-33	line Kayes - Matam	
		Kodeni	Sikasso	250	30	84	81	line Kodeni - Sikasso	
								line Ferkessedougou - Kodeni	
								line Manantali - Tkita	
								Manantali unit	
								Vicabo unit	
Côte d'Ivoire	Guinée	Man	Yekepa	250	38	113		line Man - Yekepa	loss of sychronism in Guinée
		Boke	Kaleta	250	-62	-27		Line Kayes - Matam	
								line Ferkessedougou - Sikasso	
								line Linsan - Kaleta	
								line Kaleta - Boke	
								line Linsan - Kamakwie	
								Kaleta unit	
								Maneah unit	
Côte d'Ivoire	Burkina Faso	Ferkessedougou	Kodeni	327	-5	31	22	line Ferkessedougou - Kodeni	loss of sychronism and low voltages in Burkina Faso
		Sikasso	Kodeni	250	-29	19	6	line Sikasso - Kodeni	
		Bolgatanga	Kodeni	250	52	51	52	line Ferkessedougou - Sikasso	
		Bolgatanga	Zagtouli	327	38	103	87	line Bolgatanga - Kodeni	
								line Bolgatanga - Zagtouli	
								line Riviera - Prestea	
								Manasema unit	
Côte d'Ivoire	Ghana	Riviera	Prestea	1100	30	581	355	line Ferkessedougou - Sikasso	loss of synchronism between Ghana and Côte d'Ivoire
		Abobo	Elubo	327	-31	285	150	line Ferkessedougou - Kodeni	
		Kodeni	Bolgatanga	250	-51	51	8	line Riviera - Prestea	
		Zagtouli	Bolgatanga	327	-38	-27	-32	line Abobo - Elubo	
								line Bolgatanga - Kodeni	
								line Bolgatanga - Zagtouli	
								Aksombo unit	
								Saso2CC1 unit	

Table 123 - Scénario de Base (creux de charge) - Capacités maximales de transfert en conditions N-1 (1/2)

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

De Pays	A Pays	De sous-station	A Sous-station	SN MVA	Flux initial MW	Max N MW	Max N-1 MW	Liste d'incident	Commentaires
Ghana	Côte d'Ivoire	Prestea	Riviera	1100	-30	396	275	line Riviera - Prestea	voltage collapse in Burkina Faso
		Elubo	Abobo	327	32	258	198	line Abobo - Elubo	
		Bolgatanga	Kodeni	250	52	128	109	line Bolgatanga - Zagtouli	
		Bolgatanga	Zagtouli	327	38	43	42	line Bolgatanga - Kodeni	
								2NewCC unit	
Ghana	Burkina Faso	Bolgatanga	Kodeni	250	52	80	65	line Bolgatanga - Zagtouli	voltage collapse in Burkina Faso
		Bolgatanga	Zagtouli	327	38	103	83	line Bolgatanga - Kodeni	
		Ferkessedougou	Kodeni	327	-5	12	8	Manasema unit	
Ghana	Mali	Kodeni	Sikasso	250	30	91	82	line Bolgatanga - Kodeni	voltage collapse in Burkina Faso
		Ferkessedougou	Sikasso	250	47	121	109	line Bolgatanga - Zagtouli	
								line Ferkessedougou - Sikasso	
								line Ferkessedougou - Kodeni	
								line Manantali - Tkita	
								line Sikasso - Kodeni	
								Manantali unit	
								Vicabo unit	
Ghana	Togo/Bénin	Volta	Lome	1100	13	629	401	line Volta - Lome	loss of synchronism between Ghana and Togo
		Asiekpe	Lome	128	-5	192	116	line Asiekpe - Lome	
		Aflao	Lome	128	-5	165	108	line Aflao - Lome	
		Bawku	Dapaong	182	-13	76	44	line Bawku - Dapaong	
								Maria Gleta unit (1GT+1/2ST)	
Bénin	Niger	Malanville	Zabori	777	8	45	15	line Malanville-Zabori-Niamey-Birnin	Low voltages in Niger
		Birnin Kebbi	Zabori	777	94	157	114	line Ouagadougou-Niamey	
		Ouagadougou	Niamey	777	-61	-4	-47	line Birnin Kebbi - Dosso	
		Birnin Kebbi	Dosso	95	33	76	42	Nigereol unit	
Nigéria	Burkina Faso	Niamey	Ouagadougou	777	61	130	81	line Ouagadougou-Niamey	voltage collapse in Burkina Faso
		Bolgatanga	Zagtouli	327	38	68	47	line Malanville-Zabori-Niamey-Birnin Kebbi	
		Bolgatanga	Kodeni	250	52	67	56	line Bolgatanga - Zagtouli	
								line Bolgatanga - Kodeni	
								Manasema unit	
Nigéria	Bénin	Ikeja West	Sakete	777	124	750	138	line Ikeja West - Sakete	Loss of synchronism in Bénin
		Zabori	Malanville	777	-8	19	-7	line Malanville-Zabori-Niamey-Birnin Kebbi	
		Zagtouli	Bolgatanga	327	-38	42	-38	Saso2CC1 unit	
Nigéria	Niger	Birnin Kebbi	Zabori	777	94	210	120	line Malanville-Zabori-Niamey-Birnin	voltage collapse in Niger
		Birnin Kebbi	Dosso	95	33	80	41	line Birnin Kebbi - Dosso	
		Malanville	Zabori	777	8	15	10	line Ouagadougou-Niamey	
		Ouagadougou	Niamey	777	-61	-43	-55	Nigereol unit	

Table 124 - Scénario de Base (creux de charge) - Capacités maximales de transfert en conditions N-1 (2/2)

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

De Pays	A Pays	De sous-station	A Sous-station	SN MVA	Flux initial MW	Max N MW	Max N-1 MW	Liste d'incident	Commentaires
Côte d'Ivoire	Burkina Faso	Ferkessedougou	Kodeni	327	29	57		line Ferkessedougou - Kodeni	voltage collapse in Burkina Faso
		Bolgatanga	Zagtouli	250	77	94		line Ferkessedougou - Sikasso	
								line Bolgatanga - Zagtouli	
								line Abobo-Elubo	
								Komsilga1 unit	
Côte d'Ivoire	Ghana	Abobo	Elubo	327	-51	394		line Ferkessedougou - Sikasso	voltage collapse in Burkina Faso
		Zagtouli	Bolgatanga	327	-75	15		line Ferkessedougou - Kodeni	
								line Bolgatanga - Zagtouli	
								line Abobo - Elubo	
								Aksombo unit	
								Saso2CC1 unit	
Ghana	Côte d'Ivoire	Elubo	Abobo	327	52	299		line Ferkessedougou - Sikasso	voltage collapse in Burkina Faso
		Bolgatanga	Zagtouli	327	77	125		line Ferkessedougou - Kodeni	
								line Bolgatanga - Zagtouli	
								line Abobo - Elubo	
								2NewCC unit	
Ghana	Burkina Faso	Bolgatanga	Zagtouli	250	77	100		line Bolgatanga - Zagtouli	voltage collapse in Burkina Faso
		Ferkessedougou	Kodeni	327	29	47		line Ferkessedougou - Kodeni	
								line Abobo - Elubo	
								Komsilga1 unit	
Ghana	Bénin	Volta	Lome	1100	12	621	418	line Volta - Lome	low voltages in Ghana and Togo
		Asiekpe	Lome	128	-11	182	115	line Asiekpe - Lome	
		Aflao	Lome	128	-11	160	107	line Aflao - Lome	
		Bawku	Dapaong	182	-35	58	26	line Bawku - Dapaong	
								Maria Gleta unit (1GT+1/2ST)	

Table 125 - Scénario 2 (creux de charge) - Capacités maximales de transfert en conditions N-1

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

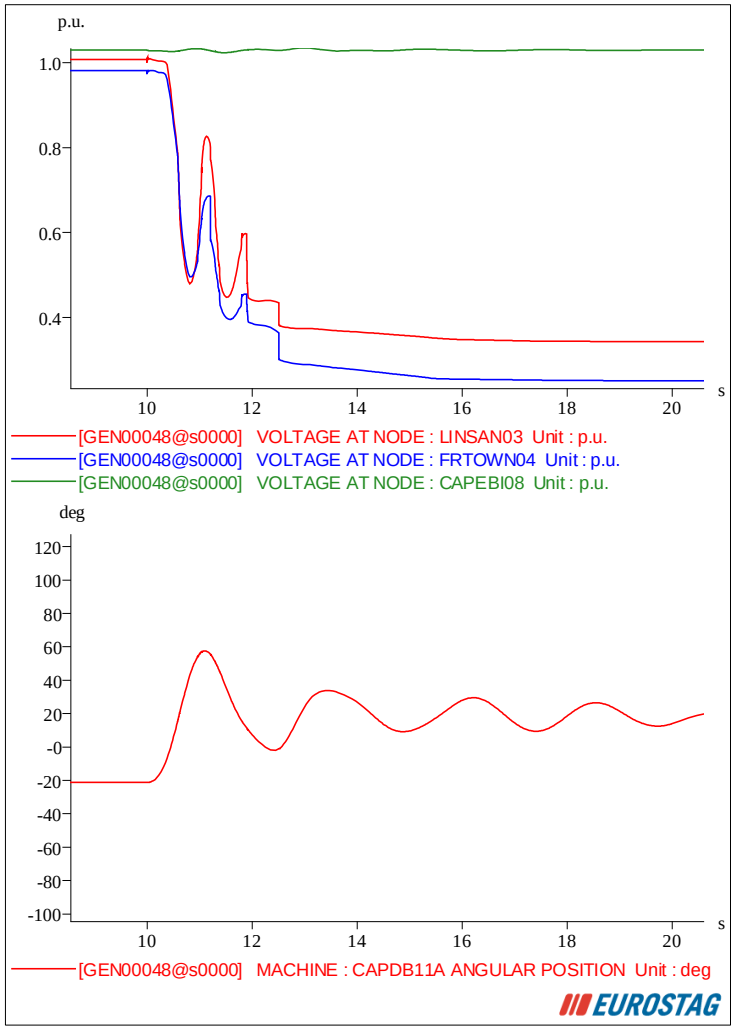


Figure 87 - Scénario de Base (creux de charge) - Contingence sur la ligne Kaleta - Linsan (graphique du haut: tensions au Sénégal, Guinée et Sierra Leone. Graphique du bas: position angulaire des machines au Sénégal)

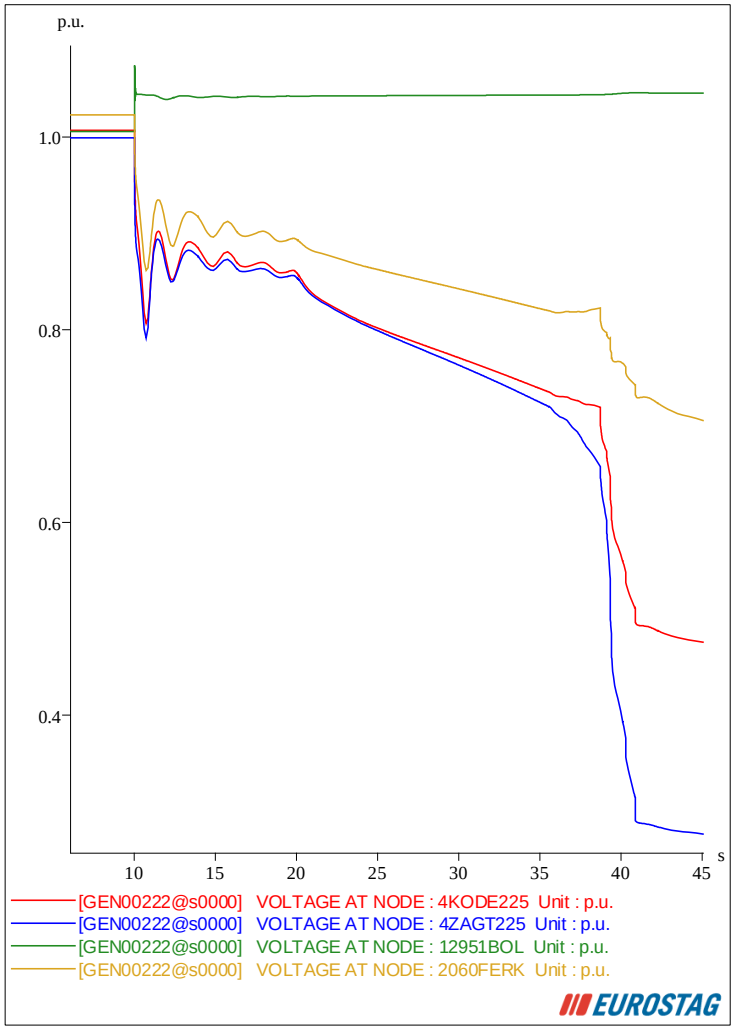


Figure 88 - Scénario 2 (creux de charge) - Contingence sur la ligne Bolgatanga - Ouagadougou (écroulement de tension au Burkina Faso et au nord de la Côte d'Ivoire.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

3.5. Exploitation du système et des centres de conduite

Alors que les chapitres précédents examinaient la stabilité statique et dynamique des systèmes du point de vue de la planification, ce chapitre traite de la stabilité des systèmes du point de vue de l'exploitation.

Des parties du système de l'EEEOA sont déjà interconnectées et appliquent déjà une série de règles pour être exploitées ensemble. L'exploitation des systèmes interconnectés est gérée par les centres de conduite, en fonction de règles nationales et régionales. Les règles régionales sont décrites dans le "Manuel d'Exploitation pour le système interconnecté de l'EEEOA" et sont implémentées progressivement.

Néanmoins, ces règles ne sont pas toujours respectées. Les meilleurs exemples en sont le réglage de la fréquence et la réserve tournante. Il semble que, ni dans le bloc Ghana-Côte d'Ivoire-Burkina Faso-Togo-Bénin, ni dans le bloc Nigéria-Niger-Bénin, il n'y ait suffisamment de réserve tournante pour couvrir une contingence d'unité sans délestage de charge ou black out. Au Nigéria, les variations de fréquence sont élevées et des blackouts ont lieu plusieurs fois par an. Par conséquent, bien que physiquement interconnectés, ces blocs sont actuellement exploités de manière séparée en ouvrant les lignes au Bénin.

Comme première et principale recommandation, cette section encourage l'application du "Manuel d'exploitation pour le système interconnecté de l'EEEOA " Les recommandations les plus importantes sont déjà décrites dans le manuel et ne seront pas répétées ici. Ce chapitre a pour but de compléter et/ou amender ce manuel. Il est donc organisé de la même manière que le manuel.

Enfin, certains problèmes d'exploitation devraient être contrôlés à un niveau plus élevé que celui des centres de conduite. Cela pourrait, dans le futur, être le rôle de l'EEEAO et en particulier du CIC. Ces problèmes seront soulignés ci-dessous.

3.5.1. Directive 1: Réglage Fréquence-Puissance

La plus importante recommandation concernant le réglage fréquence-puissance c'est le strict respect des niveaux de réserves tournantes attribués à chaque pays. Le non-respect de ces règles par l'un des membres menace tous les autres membres de délestage ou, pire, de black out. Il provoque également des variations de fréquence incontrôlées qui mènent à une exploitation non-économique comme les exemples d'exploitation asynchrone du bloc Côte d'Ivoire-Burkina Faso-Ghana-Togo-Bénin et le bloc Nigéria-Niger-Bénin.

Un premier pas vers le bon respect des règles de réserve tournante est d'assouplir le niveau requis. Le manuel d'exploitation de l'EEEOA mentionne la contingence simultanée des deux plus grandes unités comme l'incident dimensionnant (220 MW pour Egbin ST au Nigéria et 170 MW pour Akosombo au Ghana). Il est recommandé de profiter de cette opportunité pour réduire la réserve tournante grâce aux interconnexions. La probabilité d'une contingence simultanée sur les deux plus grosses unités du système est très basse. Garder une telle quantité de réserve tournante pour un incident avec une aussi basse probabilité n'est pas justifié; cela augmente les coûts d'exploitation pour soutenir un évènement qui a peu de chance de se produire. Il est recommandé de couvrir uniquement la contingence de l'unité la plus grosse, qui est actuellement la perte d'un TG à Kwale CC au Nigéria avec, en conséquence, l'impact sur la puissance de la turbine à vapeur associée (total de 267.8 MW).

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

D'un autre côté, les membres devraient être intransigeants sur le respect des niveaux attribués. L'EEEOA et le CIC devraient contrôler les niveaux de production des unités et vérifier que ces niveaux sont respectés.

Après avoir respecté la quantité de réserve tournante et l'avoir partagée dans le système, il est important d'assurer la régulation de fréquence. C'est le rôle des contrôles primaires et secondaires. Ces contrôles sont d'une importance capitale et sont déjà décrits dans le manuel d'exploitation de l'EEEOA.

En ce qui concerne le contrôle de fréquence primaire, le manuel d'exploitation de l'EEEOA mentionne le facteur K avec toutes les équations associées. Il est recommandé d'imposer une plage de valeurs autorisées pour ce paramètre (habituellement autour de 5%) pour chaque machine prête à participer à la régulation de fréquence primaire. Cela garantit que les machines répondent de manière coordonnée aux transitoires de fréquence, en évitant qu'une machine n'atteigne sa puissance maximale tandis qu'une autre de répond presque pas.

De plus, dans le manuel d'exploitation de l'EEEOA, il est recommandé de publier une note technique décrivant les exigences en termes de contrôle de tension et de fréquence pour chaque nouvelle unité destinée à être connectée au réseau. Cette note devra être approuvée par tous les pays et intégrée dans leurs codes réseaux respectifs.

3.5.2. Directive 2: Programmation des échanges et décomptes entre zones de réglage.

La Directive 2 traite du problème de transfert de capacités et cette section décrira avec plus de détails la procédure à suivre pour calculer la TTC (Capacité totale de Transfert) et la NTC (Capacité Nette de Transfert).

Comme expliqué dans la section calculant les capacités de transfert maximum ci-dessus, les résultats des TTC dépendront de 3 paramètres :

- La situation du système étudié (pointe de charge, creux de charge,...)
- Les contingences que le système doit pouvoir supporter (N-1, N-2, courts-circuits monophasés, courts-circuits triphasés,...)
- Le critère appliqué pour vérifier l'exploitation du système et déterminer, après contingence, s'il est acceptable.

Il est recommandé d'appliquer les paramètres suivants :

- Au début, la situation étudiée devrait être synchronisée avec la pointe de charge quotidienne du système interconnecté. Après, une fois que la procédure aura acquis de l'expérience et sera complètement opérationnelle, il est recommandé de l'effectuer toutes les heures avec un calcul de TTC pour 24 situations par jour.
- Les contingences qui doivent être supportées, devraient couvrir la contingence seule de n'importe quel élément du système (ligne, générateur, transformateur, SVC, bancs de compensation réactive,...) sans défaut. L'apparition d'un défaut triphasé a une probabilité trop basse pour être considéré de manière préventive. Pour de tels défauts, il vaut mieux se baser sur des schémas spéciaux de protection et de défense.
- Les critères appliqués pour juger la situation finale sont ceux utilisés pour l'exploitation normale du système (niveaux de surcharge tolérés sur les lignes et les transformateurs, plages de tension acceptables,...)

Ces paramètres doivent être accordés entre les pays et les centres de conduite. Il sera ensuite possible d'appliquer une procédure automatique pour calculer les capacités de transfert.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Cette procédure implique la coopération de tous les pays et centres de conduite. Comme l'EEEAO et le CIC sont responsables de l'évaluation pour l'accès et la publication des TTC et NTC, il est recommandé que le CIC effectue le calcul automatique des TTC et NTC un jour à l'avance.

Tous les pays et centres de conduite devrait être responsables de fournir, un jour à l'avance, toutes les informations concernant les systèmes de charge, de transport et de transmission. L'information doit être fournie dans un format prédéfini qui correspond à un logiciel de calcul de système de puissance, et transférée au CIC. Le jour même, le CIC devrait effectuer les calculs et publier les résultats sur le site de l'EEEAO.

Lorsque toutes les informations "d'un jour à l'avance" ont été collectées, elles doivent être rassemblées par le CIC pour former un simple load flow représentant l'entièreté du système interconnecté.

À ce stade, une représentation statique du système est disponible. Pour cette représentation, les données dynamiques du système devraient être ajoutées pour effectuer les simulations.

Les simulations dynamiques sont nécessaires car, à cause des longues distances des interconnexions, il est plus probable que le système atteigne les limites de stabilité dynamique avant de connaître des limitations statiques comme les capacités thermiques du matériel. Ceci a été démontré dans les simulations de cette étude.

C'est pour cela qu'il est important d'avoir à disposition un modèle dynamique du système interconnecté. Un tel modèle devrait être construit une fois puis mis à jour régulièrement. Il ne dépend pas de la situation étudiée, ainsi, la représentation statique sera différente chaque jour mais le modèle dynamique utilisé sera unique (excepté pour les changements dus au développement du système).

Tous les pays et les centres de conduite sont responsables de fournir toutes les informations dynamiques concernant leurs systèmes, et de maintenir cette information à jour avec les derniers développements du système. La qualité du modèle est d'une importance capitale comme elle aura un impact sur les résultats de la TTC.

Les contingences seront simulées avec les modèles statique et dynamique et le critère sera appliqué afin de décider si la situation est acceptable. Au début, la situation devrait être acceptable puisqu'elle représente l'exploitation attendue du système. À partir de cette situation, les flux sur les lignes devront être augmentés et les contingences devraient être simulées pour déterminer la limite de transfert.

3.5.3. Directive 3: Sécurité de l'exploitation

La directive 3 du Manuel d'Exploitation du système interconnecté de l'EEEAO peut être complétée par les points suivants :

- Des simulations en ligne régulières devraient être effectuées pour évaluer la sécurité du système. Ces calculs :
  - devraient être réalisés au moins une fois par jour et toutes les 15 minutes lorsque l'intégralité du système et du processus sont automatiques.
  - devraient inclurent des simulations des contingences sur les interconnexions avec les zones voisines, et des éléments les plus importants dans les zones voisines.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

- devraient être réalisés de manière dynamique. Il est donc nécessaire d'avoir un modèle dynamique à disposition. Pour chaque zone voisine, le modèle pourrait se limiter à la zone concernée avec un modèle équivalent représentant les zones voisines. Un modèle dynamique complet du système devrait être disponible et centralisé auprès du CIC.

- Les paramètres de protections doivent être identiques des deux côtés des interconnexions. Des blackouts internationaux se sont déjà produits parce que les opérateurs ont fait l'hypothèse, à tort, que c'était le cas.

3.5.4. Directive 5: Procédures d'urgence

La directive 5 du Manuel d'Exploitation du système interconnecté de l'EEEAO devrait être révisée avec les points suivants :

- Les UFLS devraient être harmonisés entre tous les pays, avec des seuils de 49Hz à 48 Hz. Il faudrait convenir d'une limite de fréquence afin de garder le système interconnecté. Par exemple, à partir de 48.5 Hz il pourrait être plus intéressant de déclencher les interconnexions et de confiner le problème dans le pays où il se passe à la place de le laisser de propager à tout le système. Il est important de laisser une marge de fréquence pour que les autres contrôles aient l'occasion de ramener le système à un état acceptable. La note en annexe donne plus d'informations sur l'harmonisation et le réglage de l'UFLS dans des systèmes interconnectés.
- Toutes les unités doivent rester connectées entre 47.5 Hz et 52.5 Hz pour être cohérent avec l'UFLS proposé. Ces exigences devraient être rendues publiques dans les réseaux nationaux de chaque pays.
- Bien que la gestion de la tension doive être faite localement, c'est aussi un problème à l'échelle régionale car les problèmes de tension peuvent entraîner une perte de synchronisme et/ou d'écroulement de tension qui va se propager dans les systèmes interconnectés. En conséquence, il est recommandé d'installer un Délestage de Charge de Sous Tension (UVLS) dans les réseaux.

3.6. Conclusions et recommandations

Des études statiques et dynamiques ont été réalisées pour différents scénarios afin d'analyser la stabilité et les performances du réseau de transport. Cette section résume l'étude et ses résultats, et conclut l'analyse avec des recommandations et ainsi qu'avec l'impact sur les résultats de l'étude économique.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

3.6.1. Modèle de construction et scénarios étudiés

Construction de modèle

L'analyse de la stabilité et des performances du réseau de transport a d'abord été réalisée pour l'année 2015, à la pointe et au creux de charge. Pour cette année, un travail important a été fourni pour construire le modèle de simulation avec les informations limitées collectées. Plusieurs hypothèses ont été faites pour renforcer les réseaux nationaux. On a supposé que chaque pays entreprendra les renforcements nécessaires à l'intérieur de son réseau national pour faire face à la croissance de charge et aux flux de puissance qu'elle a entraîné dans leur réseau. Pour le modèle dynamique, l'information reçue a été modélisée mais beaucoup de données manquaient. Par conséquent, des données basées sur l'expérience et les bonnes pratiques ont été utilisées pour parachever le modèle.

Dans un deuxième temps, les situations à la pointe de charge ont été étudiées statiquement pour 2020 et 2025.

Définition des Scénarios

Deux scénarios différents ont été étudiés pour 2015:

- Un premier scénario, appelé Scénario de Base, incluant tous les futurs éléments de réseau prévus pour 2015. La pointe de charge prévue, les nouvelles unités de génération et les nouveaux projets de transmission répertoriés dans le rapport de démarrage ont été utilisés pour établir ce scénario. Les éléments prévus pour après que 2015 n'ont pas été inclus dans le modèle, excepté pour l'interconnexion Dorsale Nord et l'interconnexion OMVG. Ces exceptions ont été faites afin d'étudier une situation où tous les pays sont interconnectés et ces deux projets ont une importance particulière pour le Sénégal, la Gambie, la Guinée-Bissau et le Niger.
- Un deuxième scénario, appelé Scénario 2, étant une variante du Scénario de Base. Dans cette variante, plusieurs éléments de réseau ont été enlevés. Le but d'un tel scénario est d'analyser la stabilité du système pour une étape intermédiaire réaliste entre la situation réelle du système de l'EEEAO et le scénario prévu dans le Scénario de Base. La situation examinée est intéressante pour ses faiblesses dues au nombre limité d'interconnexions mises en service :
  - L'interconnexion OMVG et la centrale de Kaleta ne sont pas en service. La Gambie et la Guinée Bissau ne sont pas connectés au système principal. Le Sénégal est connecté comme une antenne. L'interconnexion CLSG est une autre antenne connectée à la Côte d'Ivoire
  - L'interconnexion Dorsale Nord n'est pas en service. Le Niger est donc uniquement interconnecté au Nigeria en 132 kV.
  - L'interconnexion Ghana-Burkina Faso-Mali (Bolgatanga-Kodeni-Sikasso) n'est pas en service.
  - L'interconnexion Ghana-Burkina Faso est limitée à sa partie 225 kV de Bolgatanga à Ouagadougou mais n'est pas supportée par le projet 330 kV Nord-Sud au Ghana. Ce dernier n'est pas en service.
  - L'interconnexion entre le Ghana et le Côte d'Ivoire est limitée au 225 kV entre Abobo et Elubo. Le lien 330 kV entre Riviera et Prestea n'est pas en service.

En conséquence, dans le Scénario 2, le système de l'EEEAO est une longue ligne des pays interconnectés du Niger au Sénégal, avec une antenne pour l'interconnexion CLSG et l'interconnexion de Burkina Faso à la Côte d'Ivoire et au Ghana.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Pour 2020 et 2025, les nouveaux projets de transmission et de production ainsi que les échanges internationaux recommandés par l'étude économique ont été intégrés.

3.6.2. Conclusions des études statiques

Optimisation de fonctionnement et compensation réactive

Des études statiques ont d'abord été effectuées. L'exploitation du système a été optimisée pour respecter tous les critères d'exploitation (des plages et des surcharges de tension) et pour maximiser les marges réactives sur les unités de génération. Quand des critères d'exploitation n'ont pas pu être respectés, de la compensation réactive a été installée pour atteindre un régime d'exploitation permanent stable.

En conclusion générale, le facteur de puissance de la charge en 2015 a été estimé à 0.85 partout dans le réseau, et il est recommandé d'installer des bancs de condensateur pour augmenter ce facteur de puissance et pour réduire les transits réactifs, en particulier au Nigéria mais également au Ghana, en Côte d'Ivoire, au Togo, au Bénin et au Mali. Une valeur cible de 0.9 est recommandée pour le facteur de puissance en général et il est même recommandé d'atteindre un facteur de puissance de 1 dans les centres de charge principaux (grosses villes et zones industrielles).

Le réseau étant composé de longues lignes d'interconnexion, il ressort clairement de l'étude que les bancs de condensateurs devraient être installés aux niveaux basse tension, et que les bancs de réactances devraient être installés aux niveaux haute tension afin d'absorber la puissance réactive produite par les longues lignes interconnectées peu chargées. Enfin, un bon couplage entre les lignes haute-tension et les réactances absorbant la puissance réactive qu'elles produisent est obligatoire pour éviter de grandes sur- et sous-tensions en cas de contingences.

Analyse de contingences

Cette analyse de contingences a simulé toutes les contingences de lignes, de transformateurs et d'unités.

En conclusion générale, il y a trois problèmes principaux :

- La gestion de la tension avec peu de zones à risques: le nord du Togo et du Bénin, et des parties du Mali (en particulier la sous-station de Segou), du Sénégal et du Burkina Faso. Il est recommandé d'installer des moyens de contrôle de tensions additionnels, comme des bancs de condensateur/réactance ou SVC, pour contrôler les tensions de manière adéquate dans ces zones délicates. Il est aussi recommandé de garder un nombre minimum d'unités de génération en fonctionnement dans les pays importateurs afin de supporter la tension.
- Les renforcements nécessaires à l'évacuation propre de la puissance des nouveaux projets. L'évacuation de puissance hydroélectrique de Guinée, de la Sierra Leone, du Libéria et de la Côte d'Ivoire vers les autres pays, aura particulièrement besoin de renforcements.
- Les longues boucles formées par les interconnexions. Les contingences sur ces boucles ne satisfont pas au critère N-1. Leurs contingences provoquent souvent une instabilité due à la redistribution de flux qui s'en suit.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Étude de court-circuit

L'étude de court-circuit a indiqué des risques au Nigéria (dans le sud), au Ghana (région de Tema) et en Côte d'Ivoire (région d'Abidjan), dus aux importants projets de génération prévus dans ces zones.

Par manque d'information, des hypothèses ont été faites pour les capacités des disjoncteurs selon les niveaux de tension. Ces capacités des disjoncteurs devraient être vérifiées pour s'assurer que les courants de court-circuit calculés sont corrects . Autrement, il est recommandé d'installer des disjoncteurs avec des capacités de disjonction plus élevées. Les niveaux à atteindre sont indiqués en 3.4.4

3.6.3. Conclusions des études dynamiques

Les études dynamiques ont détecté des problèmes de stabilité d'importance primordiale qui sont soulignés ici.

Stabilité petits signaux

Les conclusions de la stabilité petits signaux sont parmi les plus importantes de cette étude.

La stabilité petits signaux a été réalisée pour les deux scénarios, calculant les valeurs propres pour détecter modes d'oscillation les moins amortis. Plusieurs modes ont été détectés qui sont tous associés à des oscillations interzonales. Les moins amortis sont entre :

- Le bloc Ghana/Côte d'Ivoire et le bloc Sénégal/Guinée,
- Le Mali et le Sénégal,
- Le bloc Sénégal/Guinée et le Nigéria,
- Le Burkina Faso et la Côte d'Ivoire,
- Le bloc Ghana/Côte d'Ivoire/Togo/Bénin et le bloc Guinée/Sierra Leone.

Les simulations temporelles de l'étude ont également confirmé ces modes d'oscillations et il est possible de conclure qu'elles réduisent fortement les marges de stabilité (marges de stabilité transitoire, capacités maximales de transfert,…). Pour atténuer ces oscillations et se débarrasser des limites de stabilité qu'elles imposent au système, il est vivement recommandé :

- D'installer un PSS sur toutes les nouvelles grandes unités à installer dans le système.
- De vérifier si un PSS n'existe pas déjà sur les plus grosses machines de chaque pays et, sinon, en installer un.
- De souligner l'importance de l'analyse d'oscillations interzonales dans les études de faisabilité détaillées de futures interconnexions.
- D'installer des Systèmes de Surveillance de Zones Etendues (WAMS) à différents endroits du réseau pour détecter et observer les oscillations interzonales. De plus, cela serait très utile pour confirmer qu'elles sont correctement amorties après installation des PSS.

Stabilité transitoire

L'étude de stabilité transitoire a calculé les temps critiques d'élimination pour les courts-circuits triphasés métalliques à tous les nœuds HT où les générateurs sont connectés. Les résultats ont été comparés au temps d'élimination des protections, supposé être 100 ms, pour vérifier que les unités ne perdront pas le synchronisme en cas de défaut..

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Les résultats montraient quelques valeurs en-dessous de 100 ms. Après installation du PSS dans le système, les mêmes simulations ont calculé des valeurs au-dessus de 100 ms. Cela met en évidence l'impact des oscillations interzonales sur la stabilité générale du système.

En conclusion, l'installation de PSS, comme recommandé dans les conclusions de stabilité petits signaux, enlèvera le risque de voir une seule unité perdre le synchronisme en cas de défaut triphasé éliminé en temps de base. Les pertes de synchronisme seront toujours possibles, mais elles concerneront des parties du réseau et non des unités en particulier.

Contingences d'unités

Les contingences d'unité ont été simulées de manière dynamique. Le but était de vérifier les critères d'exploitation en cas de contingence.

Pour le Scénario de Base, toutes les contingences d'unités sont supportées, excepté la perte de l'unité de puissance au charbon de Sendou, au Sénégal. Cette contingence provoque une augmentation de la puissance importée sur les interconnexions et la capacité maximale de transfert est atteinte, causant la perte de synchronisme et l'écroulement de tension du Sénégal.

Pour le Scénario 2, puisqu'il y a moins d'interconnexions, le contrôle de tension est plus difficile. Après des contingences d'unités, des écroulements de tension ou des tensions hors de la plage +10/-10% autorisée après contingences ont été détectés au Sénégal, au Mali, Burkina Faso, au Niger, Guinée, au Libéria et au Sierra Leone.

Réserve tournante, contrôle primaire de fréquence et manuel d'exploitation de l'EEEAO

La réserve tournante a été dimensionnée à la plus grande unité du système : une turbine à gaz et la moitié d'une turbine à vapeur du cycle combiné d'Okpai (Kwale) au Nigéria. Cela représente 267.8 MW.

La réserve tournante a été distribuée parmi les pays selon une règle basée sur leur niveau de charge national en comparaison à la charge globale du système de l'EEEOA.

Avec un tel niveau de réserve tournante suffisamment réparti sur les unités en service, il a été observé que la chute de fréquence peut être limitée à des valeurs supérieures à 49.3 Hz, ce qui est satisfaisant. La fréquence la plus basse atteinte dépend de la quantité de puissance active perdue, mais aussi de la répartition de la réserve tournante sur les unités en service. Il est recommandé de répartir cette réserve sur autant d'unités que possible.

Au cas où un pays est interconnecté au reste du système par une seule ligne, il est important que ce pays garde assez de réserve tournante pour pouvoir faire face à la perte de l'interconnexion, avec les importations qui y sont liées. Une autre solution pour pouvoir faire face à ce genre d'incident, est de se baser sur des schémas spéciaux de protection et de défense.

De plus, l'analyse du manuel d'exploitation de l'EEEOA a révélé que :

- Les premiers seuils UFLS sont mis à 49.5 et 49.2 Hz
- Toutes les unités doivent rester connectées entre 48.5 Hz et 51 Hz.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Il est recommandé de revoir ces valeurs. Le premier seuil UFLS devrait être placé à 49 Hz, pour supporter la chute de fréquence et les exigences de vitesse des unités de génération devraient être élargies à 47.5 Hz et 52.5 Hz. Les unités de génération sont habituellement capables de supporter de telles vitesses, et cela laisserait une plage de fréquence de 49 à 48 Hz pour régler les seuils UFLS.

Finalement, un système UFLS devrait être installé dans chaque pays, et devrait être harmonisé pour les pays où il existe déjà. Une proposition d'harmonisation a déjà été faite pour le Ghana, la Côte d'Ivoire, le Burkina Faso, le Togo et le Bénin, dans le cadre de l'étude de Plan Directeur du réseau de Transmission du Ghana. Cette étude est récente et la note de recommandations pour l'harmonisation de l'UFLS peut être trouvée en annexe.

Utilisation du défaut triphasé comme incident dimensionnant

Les simulations de défaut triphasé métallique sur les lignes ont montré l'incapacité du système à supporter le transitoire et retrouver un état stable.

Une fois de plus, de nombreux problèmes sont aggravés par le faible amortissement des oscillations interzonales et installer des PSS améliorerait la stabilité du système face aux défauts triphasés.

Néanmoins, des problèmes persistent même après installation de PSS. Le défaut triphasé est un incident trop sévère pour la stabilité du système.

Par conséquent, il est recommandé d'utiliser le défaut monophasé comme incident dimensionnant et de s'en remettre aux protections et systèmes de défense en cas de défaut triphasé. Ce dernier a une faible probabilité d'apparition et dans les grands systèmes avec de longues distances comme l'EEEOA, il n'est généralement pas supporté.

Capacités de transfert maximales: contingences critiques de l'OMVG et de la Dorsale Nord

Des simulations dynamiques de contingences de lignes ont révélé les problèmes critiques de stabilités des interconnexions OMVG et Dorsale Nord :

- Avec l'installation du réseau OMVG, une boucle est créée, formée par les interconnexions OMVG, CLSG et OMVS. En cas de contingence sur un élément de cette boucle, les flux initiaux sont redirigés sur la partie restante de la boucle. Les longues distances et l'importance des flux redirigés sont telles que le système est incapable de les supporter. Cela provoquera un écroulement de tension et des pertes de synchronisme. C'est critique pour le Sénégal, qui s'attend à accroître ses importations avec l'interconnexion OMVG.
- L'interconnexion Dorsale Nord est cruciale pour le Niger et permettra aussi d'exporter de la puissance du Nigéria au Burkina Faso. Dans cette étude, la ligne d'interconnexion entre Birnin Kebbi (Nigéria) et Niamey (Niger) est supposée être une ligne simple avec repiquage vers Malanville (Bénin). En cas de contingence, les trois côtés de la ligne sont déclenchés et la stabilité du Niger est grandement compromise.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Les problèmes détectés sur ces interconnexions sont liés aux flux élevés attendus. Réduire ces flux pourrait être une solution stable mais serait inacceptable d'un point de vue économique. Par conséquent, il est recommandé de:

- Renforcer ces interconnexions. Différentes solutions sont possibles:
  - Doubler les circuits,
  - Prévoir de nouvelles interconnexions (de Manantali, au Mali, à Tambacounda, au Sénégal, reliant les réseaux OMVG et OMVS, par exemple, pour renforcer la boucle OMVG-OMVS-CLSG),
  - Changer la topologie prévue pour les interconnexions (l'étude de faisabilité de l'interconnexion Dorsale Nord a étudié différents cas pour différentes topologies entre Niamey, Birnin Kebbi, Malanville et Zabori, par exemple).
  - Installer des SVC. Dans ces cas-là, Niamey au Niger et Tobene au Sénégal sont de bons emplacements. Les SVC devraient améliorer l'exploitation mais ne résoudront pas les problèmes d'instabilité de boucle.
- Entre temps, avant que ces interconnexions soient opérationnelles, exploiter le système au-delà des limites de stabilité N-1 en se basant sur des systèmes de protection et de défense (débouclage, UFLS, UVLS). L'installation de tels moyens de défense est grandement recommandée car ces zones sont si faibles que la perte d'une ligne peut mener au black out au Sénégal ou au Niger.

Capacités de transfert maximales: Détermination de la limite de stabilité

Pour les réseaux maillés, les capacités de transfert maximales sont établies pour des scénarios définis. Selon les caractéristiques du scénario (plan de production, niveau de charge, échanges prévus,…), les résultats seront différents.

L'étude a examiné les capacités de transfert maximales pour les deux scénarios considérés. Cela a montré la stabilité du système en N pour les niveaux d'échange prévus. Cela a aussi montré l'instabilité du système en condition N-1 pour la boucle crée par les interconnexions OMVG, CLSG et OMVS, et pour la ligne entre le Nigéria, le Bénin et le Niger dans l'interconnexion Dorsale Nord. En ce qui concerne les autres interconnexions, le système est stable en N-1 tout en atteignant les niveaux d'échanges prévus.

Parce que les capacités de transfert maximales dépendent de trop de paramètres, il n'est jamais recommandé, dans les systèmes maillés, de limiter le transit à une valeur fixe et prédéterminée. Les pratiques habituelles consistent à effectuer tous les jours des simulations dynamiques qui reproduisent l'état du système attendu pour le jour suivant, et calculent les capacités de transfert maximales pour ce scénario.

Cela requiert l'installation d'un système de communication pour échanger des informations entre pays. Avec de telles informations, il est possible de simuler l'état de réseau attendu pour le jour suivant, vérifier l'impact des loopflows et s'assurer que les capacités de transfert maximales sont respectées.

Il est recommandé de préparer ce système de communication et d'être prêt à effectuer ces simulations journalières lorsque les interconnexions OMVG et Dorsale Nord seront mises en service.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Modèle de simulation dynamique

Vu l'importance des résultats des simulations dynamiques présentés ci-dessus, il est nécessaire d'insister sur les limites du modèle dynamique utilisé dans cette étude.

Comme expliqué précédemment, beaucoup d'hypothèses ont été faites pour compléter les informations manquantes. L'expérience du Consultant et les bonnes pratiques internationales ont été appliquées à cette tâche.

Bien que le qualité du modèle dynamique soit suffisante pour effectuer cette étude et ne remette pas en cause la validité des résultats, il est recommandé d'entreprendre une collecte de données dédiée à l'amélioration du modèle dynamique.

Le but de cette amélioration est d'atteindre un niveau de qualité suffisant pour effecteur d'autres études comme :

- Le réglage des protections et des systèmes de défense
- Le calcul journalier des capacités maximales de transfert

Dans ce but, les données collectées sur la dynamique des générateurs doivent être améliorées, en termes de paramètres dynamiques et de fonction de transfert des régulateurs, particulièrement pour les plus grosses machines. Mais le modèle de charge, et sa proportion de charges tournantes, doit aussi être amélioré grâce à une collecte de données focalisée et/ou des mesures du comportement du système. La part de charges tournantes a une grande influence sur le recouvrement en tension du système après un défaut.

3.6.4. Conclusions primordiales

Les projets d'interconnexions qui ont été pris en compte constituent le minimum régional, en termes d'équipement de transmission, nécessaire au développement à long termes des pays de l'EEEOA. Les projets pris en compte sont des investissements prioritaires mais ne sont pas encore suffisants. En effet, même après implémentation de tous ces projets, certains points faibles persistent dans le système : Les points faibles sont les suivants:

- La présence d'oscillations interzonales dans le futur système interconnecté, réduisant la stabilité. Leur future présence est très probables, quels que soient les plans d'interconnexions du système. De telles oscillations apparaissent dans les grands systèmes, avec de longues lignes d'interconnexions. Au vu de la géographie, et de la volonté des pays de l'EEEOA de s'interconnecter, toute liste d'investissement mènera à une situation intermédiaire de développement dans laquelle des oscillations interzonales apparaîtront. Néanmoins, ce projet devrait s'améliorer dans le futur, avec les renforcements progressifs des interconnexions.
- L'incapacité de couvrir le N-1 pour les interconnexions OMVG, CLSG, OMVS et Dorsale Nord. A moins que deux ou plusieurs projets d'interconnexion soient construits en même temps, il y aura une étape intermédiaire de développement du système où des configurations comme la boucle OMVG, CLSG et OMVS apparaîtront.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

En conclusion, il est recommandé:

- D'installer des PSS pour améliorer la stabilité petits signaux du système,
- D'ajouter des lignes de transmission pour évacuer la puissance des projets hydroélectrique en Guinée, en Sierra Leone, au Libéria et en Côte d'Ivoire vers les autres pays. Les interconnexions suivantes sont en première position : Linsan-Manantali, Manantanli-Kodialani-Sikasso, Fomi-Boundiali, OMVG et CLSG.
- De renforcer les interconnexions avec le Sénégal pour rendre la boucle OMVG-OMVS-CLSG stable en condition N-1 pour le niveau d'échanges attendu. Différentes options sont possibles :
  - Doubler les circuits,
  - Ajouter de nouvelles interconnexions (Kayes-Tambacounda, Linsan-Fomi-Kodialani, Linsan-Manantali et Fomi-Boundiali sont de bons exemples)
- De renforcer les interconnexions avec le Niger pour rendre l'interconnexion Dorsale Nord stable en condition N-1 pour le niveau d'échanges attendu. Différentes options sont possibles :
  - Doubler les circuits,
  - Revoir la topologie prévue (mise en service d'une sous-station intermédiaire à Zabori ou séparation de la ligne Birnin Kebbi-Niamey avec repiquage à Malanville en deux différentes lignes de Malanville à Niamey et de Malanville à Birnin Kebbi, par exemple).
- De se baser sur des systèmes de défense pour exploiter le système au-delà des limites imposées par le critère N-1 avant que ces renforcements ne soient en service.
- D'harmoniser les systèmes UFLS des différents pays.
- De compenser la charge pour atteindre un facteur de puissance minimum de 0.9. Un facteur de puissance de 1 devrait être atteint dans les principaux centres urbains.
- D'installer des moyens additionnels pour garder la tension dans les plages admises à l'intérieur des réseaux nationaux (nord du Togo et du Bénin, Burkina Faso, Mali, Sénégal) Les SVC au Niger et au Sénégal pourraient améliorer la stabilité d'exploitation des énormes boucles formées par les interconnexions OMVG-OMVS-CLSG et de la Dorsale Nord-Sud.
- D'améliorer le modèle de simulation dynamique des pays de l'EEEOA.
- De mettre sur pied un système de communication pour échanger des informations entre pays.
- Se préparer à effectuer des calculs quotidiens des capacités de transfert maximales en fonction de l'état du réseau prévu pour le jour suivant.

3.6.5. Impact sur les résultats de l'étude économique

L'étude technique a examiné les recommandations de l'étude économique et observé les problèmes d'exploitation que les nouveaux projets de production et les flux de puissances associés provoqueront.

A côté de toutes les recommandations mentionnées ci-dessus, l'objectif principal est de déterminer l'impact des problèmes techniques sur la liste de projets prioritaires, càd sur les conclusions du plan directeur.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Les problèmes techniques critiques qui vont influencer la liste des projets prioritaires sont les suivants :

- L'évacuation de la puissance hydroélectrique de Guinée, Sierra Leone, Libéria et Côte d'Ivoire vers les autres pays. Le plan de développement le plus économique pour le système de l'EEEOA est d'investir dans des projets hydroélectriques dans ces pays et d'exporter leur puissance vers les autres pays, pour remplacer les centrales thermiques couteuses. Cela implique de nouvelles lignes d'interconnexion et des renforcements de lignes d'interconnexion existantes pour supporter les flux de puissance. Il est très important de lier les projets de production aux projets de transport pour éviter de développer des projets de transport sans avoir aucune puissance à exporter.
- La stabilité des longues boucles d'interconnexions et le respect du critère N-1. L'exemple de la boucle CLSG-OMVG-OMVS a été cite plus haut. De telles boucles sont très difficiles à exploiter de manière stable, tout en gardant les niveaux de flux de puissances élevés prévus et en respectant le critère N-1. Elles sont enclines à mener à des situations instables et devraient être évitées ou raccourcies. L'interconnexion entre la Guinée et le Mali, passant par Fomi, devrait raccourcir la boucle mais ce n'est pas suffisant pour garantir une exploitation stable.
- Le support de la tension dans les pays importateurs. Les pays importateurs tendent à arrêter de le génération pour importer de la puissance. Ce faisant, il y a moins d'unités en service et le support de la tension est fragilisé. La stabilité de ces pays est généralement le facteur déterminant la capacité de transfert maximum sur les interconnexions. Dans ce cas, l'utilisation de SVC est une bonne solution. Construire de nouvelles centrales dans ces pays en est une autre.

Sur base de ces problèmes, l'influence suivante peut être notée sur les projets à supporter au niveau régional.

La ligne d'interconnexion entre Linsan et Manantali, avec le développement des centrales hydroélectriques de Boureya et Koukoutamba, et les renforcements des lignes vers Bamako au Mali

Cette ligne d'interconnexion permettra d'évacuer la puissance des sites hydro de Boureya et Koukoutamba. Elle permettra aussi de réduire la boucle formée par les interconnexions OMVG, OMVS et CLSG, et améliorera donc la stabilité de la région.

L'étude a montré que la création de cette ligne augmente les flux sur les lignes de Manantali vers Bamako au Mali et Kodeni (Bobo Diolasso) et Zagtouli (Ouagadougou) au Burkina Faso. Au moins la ligne entre Manantali et Kodialani devrait être renforcée.

Ce projet devrait être réalisé aussi vite que possible, comme recommandé dans l'étude économique qui cite 2018.

La question du raccordement de la ligne à Linsan ou Labe a été soulevée. Il est recommandé de la connecter à Linsan. Avec Kaleta et Sambangalou, il y a assez de production pour alimenter le Sénégal, la Gambie et la Guinée Bissau. La puissance de ces centrales transitera donc vers les pays du CLSG, le Mali, le Burkina Faso et le Ghana. Il est par conséquent plus avantageux de se connecter à Linsan plutôt que Labé pour raccourcir la distance parcourue par ces flux.

La centrale charbon de Salkadamna avec l'interconnexion des zones Fleuve et Centre-Est au Niger, et l'interconnexion avec le Nigéria.

L'interconnexion Dorsale nord entre le Bénin, le Niger et le Nigéria est une interconnexion critique pour la stabilité du Niger. Le renforcement de la région pour être accompli en développant le projet de Salkadamna, avec l'interconnexion des zones Fleuve et Centre-Est au Niger.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Le projet pourrait être développé en deux phases, avec priorité pour la connexion à la zone Fleuve, à réaliser le plus rapidement possible, surtout si les projets hydro de Kandadji et de Dyodyonga ne se réalisent pas. Néanmoins, l'interconnexion avec la zone de Kano et Katsina au Nigeria serait très utile pour alimenter cette zone du nord du Nigeria. Cette zone devrait être alimentée par le réseau 760 kV prévu an Nigéria. Cette seconde phase est moins urgente et pourrait être réalisée après 2020.

La ligne 225 kV entre Kayes et Tambacounda avec le projet de Gouina

Le projet de Gouina est décidé et il est prévu qu'il soit accompagné d'une ligne 225 kV entre Kayes et Tambacounda. Cette ligne est critique pour améliorer la stabilité des interconnexions et des imports du Sénégal. Il est important, d'un point de vue technique, de s'assurer que cette ligne sera construite avec le projet de Gouina càd en 2017.

Les projets de production au Sénégal : centrale charbon de Sendou et énergies renouvelables

Les grandes importations de puissance du Sénégal représentent une menace pour la stabilité de cette région située à l'extrême ouest du système de l'EEEOA. Accroître la production au Sénégal est nécessaire pour suivre la demande nationale mais cela signifie aussi une réduction des importations et une amélioration de la stabilité. Par conséquent, le projet de centrale charbon de Sendou et les opportunités d'énergies renouvelables (éoliennes) devraient être supportées, et réalisées aussi vite que possible.

Projets renouvelables dans les pays importateurs: Burkina Faso, Mali and Niger

Ces trois pays ont des opportunités intéressantes en termes d'énergie renouvelable (éolien ou solaire). Ces opportunités permettraient de réduire les imports tout en améliorant la stabilité et en fournissant des sources de support en tension.

Ces productions permettraient de faire face à d'éventuels retards dans le développement de l'énergie hydroélectrique en Guinée. Elles éviteraient également des investissements dans de nouvelles lignes d'interconnexion pour transporter cette puissance.

Ils pourraient être réalisés aussi vite que possible.

L'interconnexion entre Fomi et Boundiali

Cette ligne est utile pour transporter la puissance hydroélectrique de Guinée vers le Burkina Faso. Elle réduit également la taille de la boucle composée des interconnexions CLSG-OMVG-OMVS.

Le renforcement du tronçon ouest de l'interconnexion OMVG

Cette interconnexion devrait être renforcée à cause de son importance pour la Gambie et la Guinée Bissau, car elle permet l'évacuation de la puissance hydroélectrique de Guinée et parce qu'elle améliore la stabilité de la boucle OMVG-OMVS-CLSG.

Pour coupler ce projet à un projet de production hydro, Poudadlé, Amarya ou Balassa sont de bons candidats.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Le renforcement de l'interconnexion CLSG et/ou l'interconnexion entre Monrovia (Libéria) et San Pedro (Côte d'Ivoire)

D'un côté, lorsque le flux de Côte d'Ivoire vers le Libéria s'inversera avec le développement des projets hydro de Guinée, du Sierra Leone et du Libéria, l'interconnexion CLSG devra être renforcée. D'un autre côté, le projet hydroélectrique de Tiboto est situé exactement sur la frontière entre le Libéria et la côte d'Ivoire et sa réalisation suppose une interconnexion entre Monrovia et San Pedro, qui est parallèle à l'interconnexion CLSG.

La meilleure proposition serait de renforcer l'interconnexion CLSG entre Monrovia et Man, et de développer le projet de Tiboto avec une connexion seulement vers la Côte d'Ivoire. Cette proposition se justifie par le rapport de distance entre Tiboto/San Pedro et Tiboto/Monrovia, et par les prévisions de flux de Côte d'Ivoire vers le Ghana et le Burkina Faso. Cette proposition n'est pas incompatible avec le fait que le Libéria aurait sa part de l'énergie de Tiboto, étant donné qu'il est situé sur la frontière et que cette part est simplement une question de mesures des flux.

Néanmoins, au cas où cette proposition ne serait pas acceptable pour le Libéria, développer en même temps l'interconnexion Monrovia-San Pedro et doubler le CLSG entre Monrovia et Man n'est pas nécessaire à moyen terme, mais pourrait le devenir à plus long terme si plus de projets hydro devaient être développés au Sierra Leone ou au Libéria.

Le projet de Dorsale médiane et la centrale hydro de Zungeru (Nigéria)

Le projet hydro de Zungeru pourrait être totalement absorbé par le Niger et le Nigéria, sans qu'il soit besoin de lignes pour évacuer sa puissance vers le Bénin et le Togo. Néanmoins, la Dorsale médiane est importante pour réduire la boucle formée par les interconnexions Dorsale nord et Dorsale côtière.

Si Zungeru est une priorité et devrait être réalisé aussi vite que possible, la Dorsale médiane est moins urgente et se justifie pour des raisons de sécurité du réseau en cas d'incident.

Le renforcement de la Dorsale côtière

Il est attendu que le Togo importe dans les prochaines années et l'étude économique a proposé d'y construire un cycle combiné. Cela réduirait les importations et le besoin de renforcement de cette interconnexion. Ce renforcement est toutefois nécessaire pour pour le partage des réserves opérationnelles du pays.

Le renforcement de l'axe nord-sud au Bénin

Ni la charge dans le nord du Bénin, ni l'exportation du Bénin vers le Niger ne semblent suffisamment importantes pour mettre une grande priorité sur le projet d'un point de vue technique.

Du point de vue de la stabilité, ce renforcement réduit l'instabilité de la boucle formée par les interconnexions Dorsale nord et Dorsale côtière.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Les renforcements dans le nord de la Côte d'Ivoire, au Mali et au Burkina Faso

Au cas où un nombre important de projets hydro seraient développés en Guinée, au Sierra Leone, au Libéria et en Côte d'Ivoire, dans le but d'exporter vers le Mali, le Burkina Faso et le Ghana, d'autres lignes haute tension devraient être renforcées :

- ligne 225 kV Manantali-Kodialani (Mali)
- ligne 225 kV Kodialani-Sikasso-Kodeni (Mali-Burkina Faso)
- ligne 225 kV Soubre-Man-Laboa-Boundiali-Ferkessedougou (Côte d'Ivoire)
- ligne 225 kV Ferkessedougou-Kodeni (Côte d'Ivoire -Burkina Faso)
- ligne 225 kV Soubre-Taabo (Côte d'Ivoire)
- ligne 225 kV Kodeni-Zagtouli (Burkina Faso)

A nouveau, ces projets sont difficiles à implémenter en association avec le développement de projet hydroélectrique précis. Il est pourtant primordial de les développer seulement si les flux venaient à croître.

Vu les incertitudes sur la capacité à développer autant de projets en Guinée, au Sierra Leone et au Liberia, et le fait que certains projets hydro sont d'abord associés à des projets miniers plutôt qu'à l'exportation vers les pays voisins, ces projets de renforcements doivent être considérés à plus long terme.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

4. ANNEXE : ÉTUDES STATIQUES ANALYSE DE COURTS-CIRCUITS RÉSULTATS

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Noeud Nom	Tension kV	Capacité disjoncteur kA	Pays Nom	3ph Cas de Base kA	3ph CB toutes unités kA	Courant CC 3ph Scénario 2 kA	S2 toutes unités kA
AEROPO08	90	25	SE	7.11	9.88	8.10	9.84
BELAIR08	90	25	SE	9.72	15.84	11.44	15.73
CAPEBI08	90	25	SE	12.2	23.87	16.63	23.59
DAGANA03	225	31.5	SE	2.24	2.36	2.17	2.21
FICT1_08	90	25	SE	8.57	12.96	10.32	12.88
FICT2_08	90	25	SE	6	6.91	6.30	6.75
HANN__08	90	25	SE	10.51	17.72	12.81	17.58
KAHO1_03	225	31.5	SE	3.48	3.69	2.30	2.40
KAOLAC08	90	25	SE	4.61	4.78	3.81	3.92
KOUNOU03	225	31.5	SE	2.29	2.66	2.41	2.60
KOUNOU08	90	25	SE	11.22	17.29	13.47	17.03
MATAM_03	225	31.5	SE	1.74	1.90	1.85	1.87
MATAM_08	90	25	SE	3.34	3.57	3.50	3.52
MBAO__08	90	25	SE	10.07	16.83	12.79	16.70
MBOUR_08	90	25	SE	3.32	3.55	3.33	3.45
MECKHE08	90	25	SE	2.43	2.50	2.36	2.40
PATTED08	90	25	SE	9.72	15.63	11.72	15.52
SAKAL_03	225	31.5	SE	2.68	2.84	2.44	2.52
SIBA__08	90	25	SE	5.39	6.88	6.05	6.86
SOCOCI08	90	25	SE	12.07	18.16	14.48	17.82
SOMETA08	90	25	SE	3.39	3.66	3.49	3.62
TAIBA_08	90	25	SE	3.85	4.01	3.66	3.75
TAMBAC03	225	31.5	SE	1.48	1.59	1.28	1.38
TANAF_03	225	31.5	SE	2.67	2.88		
THIONA08	90	25	SE	4.84	5.27	4.86	5.08
TOBENE03	225	31.5	SE	3.08	3.31	2.70	2.81
TOBENE08	90	25	SE	5.92	6.30	5.48	5.68
TOUBA_03	225	31.5	SE	3.04	3.23	2.39	2.49
UNIVER08	90	25	SE	7.37	10.42	8.37	10.38
ZIGUIN03	225	31.5	SE	1.59	1.78		
BRIKAM03	225	31.5	GA	2.78	2.87		
SOMA__03	225	31.5	GA	3.25	3.43		
BAMBAD03	225	31.5	GB	2.47	2.56		
BISSAU03	225	31.5	GB	2.4	2.51		
MANSOA03	225	31.5	GB	2.58	2.71		
SALTHI03	225	31.5	GB	2.47	2.54		
BOKE__03	225	31.5	GU	2.76	2.81		
DONKEA07	110	25	GU	3.78	3.85	3.19	3.21
GARAFI07	110	25	GU	4.89	4.93	3.79	3.82
GRCHUT07	110	25	GU	5	5.16	3.98	4.01
KALETA03	225	31.5	GU	4.43	4.51		
KINDIA07	110	Benin	GU	4.65	4.75	3.61	3.64
LINSAN03	225	31.5	GU	3.57	3.69	1.68	1.72
LINSAN07	110	25	GU	6.13	6.24	3.90	3.96
MAMOU_07	110	25	GU	2.33	2.34	1.89	1.91
MATOTO07	110	25	GU	4.73	5.03	3.85	3.86
NZEREK03	225	31.5	GU	1.52	1.68	1.46	1.55
BALING05	150	25	MA	3.85	6.19	3.54	5.34
FANA__05	150	25	MA	1.75	2.04	1.79	1.97
KALABA05	150	25	MA	3.88	5.65	3.60	4.73
KAYES_03	225	31.5	MA	2.33	2.99	2.95	2.96
KENIE_05	150	25	MA	3.04	3.94	2.47	3.12
KODIAL03	225	31.5	MA	2.8	3.38	2.13	2.41
KODIAL05	150	25	MA	3.85	5.50	3.56	4.57
KOUTIA03	225	31.5	MA	1.79	2.32	1.61	1.74
LAFIA_05	150	25	MA	3.36	4.68	3.23	4.00
MANANT03	225	31.5	MA	4.06	4.33	4.05	4.13
OULESS03	225	31.5	MA	2.52	2.94		
SEGOU_03	225	31.5	MA	1.31	1.56	1.27	1.34
SEGOU_05	150	25	MA	1.51	1.77	1.59	1.67
SELING05	150	25	MA	1.98	2.23	1.94	2.12
SIKASS03	225	31.5	MA	3.06	3.83	1.99	2.17
SIRAKO05	150	25	MA	4.14	6.68	3.81	5.63
TKITA_03	225	31.5	MA	2.61	2.88	2.25	2.42
BIKONG03	225	31.5	SL	1.84	2.13	1.55	1.68
BUMBUN03	225	31.5	SL	2.23	2.60	1.76	1.89
BUMBUN04	161	31.5	SL	2.45	3.36	2.21	2.45
FRTOWN04	161	31.5	SL	1.35	2.00	1.30	1.88
KAMAKW03	225	Benin	SL	2.36	2.54	1.61	1.68
KENEMA03	225	31.5	SL	Zabori	2.12	1.52	1.68
YIBEN_03	225	31.5	SL	2.24	2.48	1.65	1.74
BUCHAN03	225	31.5	LI	1.72	2.19	1.60	1.81
MANO__03	225	31.5	LI	1.7	2.12	1.51	1.67
MONROV03	225	31.5	LI	1.76	2.40	1.59	1.80
YEKEPA03	225	31.5	LI	1.74	1.96	1.67	1.79
2000HIRE	90	25	CI	3.88	3.92	3.87	3.90
200SIR90	90	25	CI	11.4	12.40		
2010ABOB	225	Benin	CI	12.99	17.10	12.84	15.32
2011ABOB	90	25	CI	22.69	27.30	22.07	25.47
2020VRID	225	31.5	CI	13.93	18.10	13.11	15.60
2021VRID	90	25	CI	26.66	33.09	25.65	30.75
2030TAAB	225	31.5	CI	8.47	9.14	8.38	8.87
2031TAAB	90	25	CI	7.83	8.05	7.80	7.96
2040KOSS	225	31.5	CI	5.38	5.58	5.27	5.43
2041KOSS	90	25	CI	7.58	7.75	7.50	7.65

Table 126 – niveaux de courants de court-circuit 3ph pour 2015 (1/4)

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Noeud Nom	Tension kV	Capacité disjoncteur kA	Pays Nom	Courant CC 3ph Cas de Base kA	Courant CC 3ph CB toutes unités kA	Courant CC 3ph Scénario 2 kA	Courant CC 3ph S2 toutes unités kA
2050BOUA	225	31.5	CI	2.99	3.10	2.84	2.92
2051BOUA	90	25	CI	3.16	3.19	3.11	3.13
2060FERK	225	31.5	CI	3.07	3.61	2.38	2.57
2061FERK	90	25	CI	3.03	3.20	2.71	2.80
2070SOUB	225	31.5	CI	3.82	4.08	3.79	4.03
2071SUBR	90	25	CI	3.6	3.68	3.59	3.67
2080S-PE	225	31.5	CI	1.87	1.93	1.87	1.92
2081PEDR	90	25	CI	3.49	3.57	3.48	3.55
2090BUYO	225	31.5	CI	3.47	3.93	3.42	3.86
2091BUYO	90	25	CI	3.55	5.00	3.53	4.97
20FAYE90	90	25	CI	1.98	2.00	1.98	1.99
2100MAN-	225	31.5	CI	2.21	2.40	2.12	2.26
2101MAN-	90	25	CI	2.54	2.63	2.49	2.56
2110LABO	225	31.5	CI	1.69	1.78	1.60	1.66
2111LABO	90	25	CI	2.11	2.16	2.04	2.08
2120AGBO	90	25	CI	3.16	3.21	3.16	3.19
2130DABO	90	25	CI	2.15	2.17	2.15	2.17
2140BONG	90	25	CI	2.73	3.20	2.73	3.19
2150PLAT	90	25	CI	22.45	26.82	21.73	25.08
2160BIAN	90	25	CI	22.33	26.66	21.61	24.90
2170AYAM	90	25	CI	2.06	3.47	2.05	3.46
2180AYAM	90	25	CI	2.06	3.51	2.06	3.50
2190ABRO	90	25	CI	2.82	3.35	2.81	3.34
2200BASS	90	25	CI	4.27	4.74	4.23	4.69
2209RIVI	225	31.5	CI	13.74	16.84	11.14	12.82
2210RIVI	90	25	CI	19.51	22.59	18.43	20.84
2220BIAS	90	25	CI	19.22	22.22	18.50	20.92
2229YOPO	225	31.5	CI	13	17.49	12.83	15.48
2230YOPO	90	25	CI	14.1	15.66	13.85	15.13
2231YOPO	90	25	CI	14.43	16.14	14.28	15.47
2240TREI	90	25	CI	22.38	26.71	21.66	25.01
2250YAMO	90	25	CI	2.83	2.84	2.82	2.83
2260DIMB	90	25	CI	2.71	2.73	2.70	2.72
2270ATAK	90	25	CI	1.2	1.20	1.20	1.20
2280ABEN	90	25	CI	1.06	1.06	1.06	1.06
2290AGNE	90	25	CI	0.97	0.97	0.97	0.97
2300SERE	90	25	CI	0.88	0.88	0.87	0.87
2310DIVO	90	25	CI	2.27	2.28	2.27	2.28
2320GAGN	90	25	CI	1.84	1.85	1.84	1.85
2330ZUEN	90	25	CI	1.3	1.30	1.30	1.30
2340BOUA	90	25	CI	4.7	4.79	4.56	4.62
2350MARA	90	25	CI	1.27	1.27	1.26	1.26
2360KORH	90	25	CI	2.01	2.08	1.88	1.92
2370BUND	90	25	CI	2.54	2.63	2.38	2.43
2371BUND	225	31.5	CI	1.83	1.95	1.64	1.70
2380ODIE	90	25	CI	1.36	1.38	1.32	1.33
2390SEGU	90	25	CI	0.95	0.96	0.94	0.94
2400DANA	90	25	CI	1.08	1.09	1.07	1.08
2410DALO	90	25	CI	1.96	2.06	1.95	2.05
2500AZIT	225	31.5	CI	13.41	18.39	13.23	16.13
RIVIER02	330	31.5	CI	6.02	6.62		
4BAGR132	132	25	BU	1.16	1.21	0.93	0.94
4KODE225	225	31.5	BU	2.86	3.56	1.74	1.88
4KOMP132	132	25	BU	0.86	0.88	0.76	0.76
4KOSSO90	90	25	BU	5.61	8.74	3.58	4.56
4OUAG190	90	25	BU	5.34	8.30	3.70	4.72
4OUAG290	90	25	BU	5.22	8.07	3.75	4.76
4PTDO132	132	25	BU	2.2	2.70	1.12	1.17
4ZAGT225	225	31.5	BU	3.18	4.23	1.76	1.92
4ZAGTO90	90	25	BU	4.83	6.69	4.00	4.67
4ZANO132	132	25	BU	1.29	1.36	0.99	1.01
4_PA_225	225	31.5	BU	2.14	2.45	1.53	1.63
4_PC_090	90	25	BU	5.39	8.37	3.68	4.68
OUAGAE02	330	31.5	BU	2.01	2.55		
OUAGAE03	225	31.5	BU	3.2	4.32		
OUAGAE08	90	25	BU	6.96	9.94		
PATDOI08	90	25	BU	4.36	5.50	1.26	1.30
1010AKOS	161	31.5	GH	25.1	31.09	25.38	28.92
1020VOLT	161	31.5	GH	19.47	33.57	20.84	28.43
1021SME2	161	31.5	GH	18.24	32.64	19.76	27.11
1029VOLT	330	31.5	GH	7.11	8.78	7.10	8.13
1031SMEL	161	31.5	GH	17.62	30.72	19.03	25.76
1032SMEL	161	31.5	GH	17.62	30.72	19.03	25.76
1033SMEL	161	31.5	GH	17.62	30.72	19.03	25.76
1034SMEL	161	31.5	GH	17.62	30.72	19.03	25.76
1035SMEL	161	31.5	GH	17.62	30.72	19.03	25.76
1036SMEL	161	31.5	GH	17.62	30.72	19.03	25.76
1040TEMA	161	31.5	GH	17.89	29.84	19.04	25.79
1050ACHI	161	31.5	GH	13.93	18.65	14.41	17.12
1060WINN	161	31.5	GH	5.29	5.66	5.28	5.52
1070C-CO	161	31.5	GH	5.11	5.31	5.01	5.18
1080TAKO	161	31.5	GH	14.24	15.61	12.86	13.93
1090TARK	161	31.5	GH	12.56	13.49	9.73	10.17
1095NEWT	161	31.5	GH	10.44	11.08	8.24	8.55
1100PRES	161	31.5	GH	13.75	14.96	9.51	9.90

Table 127 – niveaux de courants de court-circuit 3ph pour 2015 (2/4)

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Noeud Nom	Tension kV	Capacité disjoncteur kA	Pays Nom	3ph Cas de Base kA	3ph CB toutes unités kA	Courant CC 3ph Scénario 2 kA	S2 toutes unités kA
1109PRES	225	31.5	GH	7.1	7.57	5.82	5.99
1110DUNK	161	31.5	GH	6.66	6.93	5.95	6.16
1120OBUA	161	31.5	GH	7.47	7.81	6.56	6.82
1130KUMA	161	31.5	GH	9.25	9.85	6.63	6.98
1138T261	161	31.5	GH	4.54	4.67	4.18	4.31
1138T262	161	31.5	GH	7.75	8.17	5.91	6.20
1139K2BS	161	31.5	GH	9.48	10.07	5.80	6.04
1140NKAW	161	31.5	GH	7.86	8.20	6.84	7.07
1150TAFO	161	31.5	GH	9.56	10.14	9.21	9.59
1160AKWA	161	31.5	GH	4.5	4.60	4.34	4.42
1170KPON	161	31.5	GH	16.51	19.89	16.79	18.79
1180KONO	161	31.5	GH	5.12	5.27	4.43	4.55
1190KPON	161	31.5	GH	11.79	13.07	11.92	12.68
1200ASAW	161	31.5	GH	4.55	4.71	4.18	4.35
1210JUAB	161	31.5	GH	3.22	3.30	3.02	3.12
1210N-OB	161	31.5	GH	8.01	8.41	6.95	7.25
1220ASIE	161	31.5	GH	5.55	5.90	5.60	5.83
1252KPAN	161	31.5	GH	2.45	2.51	2.46	2.50
1260TECH	161	31.5	GH	6.54	7.10	5.39	5.98
1270SUNY	161	31.5	GH	5.24	5.52	4.67	4.98
1278MIM	161	31.5	GH	3.15	3.23	2.94	3.05
1280TAMA	161	31.5	GH	2.48	2.55	2.05	2.14
1290BOLG	161	31.5	GH	4.87	5.23	2.35	2.48
12951BOL	225	31.5	GH	3.11	3.43	1.58	1.68
1300BOGO	161	31.5	GH	11.41	12.21	8.45	8.76
1309WEXF	161	31.5	GH	5.22	5.37	4.50	4.58
1320ABOA	161	31.5	GH	18.98	21.63	16.77	18.91
1340WA	161	31.5	GH	1.59	1.63	1.44	1.48
1350YEND	161	31.5	GH	1.22	1.23	1.10	1.13
1360ESSI	161	31.5	GH	6.47	6.91	5.70	5.78
1370MALL	161	31.5	GH	11.64	14.48	11.90	13.57
1380SAWL	161	31.5	GH	1.91	1.97	1.77	1.85
1390DCEM	161	31.5	GH	8.78	11.00	9.18	10.85
1392 AFT	161	31.5	GH	9.01	11.35	9.43	11.20
1413KENY	161	31.5	GH	6.32	6.70	5.56	5.95
1470TT1P	161	31.5	GH	16.15	28.61	17.80	23.95
1480ZEB	161	31.5	GH	3.17	3.32	1.95	2.06
1500BUI	161	31.5	GH	7.79	9.70	6.56	8.42
15533BSP	161	31.5	GH	17.17	26.54	18.14	23.32
1580N_AB	161	31.5	GH	4.33	4.43	4.00	4.07
1590KIN	161	31.5	GH	6.94	7.62	4.56	5.11
1591KIN3	330	31.5	GH	3.58	3.83		
1600OPB-	161	31.5	GH	6.88	9.31	5.39	5.43
1610BUIP	161	31.5	GH	3.19	3.31	2.63	2.78
1620TUMU	161	31.5	GH	1.8	1.84	1.46	1.50
1630HAN	161	31.5	GH	1.61	1.64	1.39	1.43
1700ASOG	161	31.5	GH	16.95	29.97	18.21	24.72
1750BONY	161	31.5	GH	11.36	13.76	7.78	7.87
1758BON3	330	31.5	GH	5.32	5.97		
1800ELUB	161	31.5	GH	8.23	8.97	7.32	7.44
1809ELUB	225	31.5	GH	6.35	6.86	5.91	6.04
1850ATEB	161	31.5	GH	2.49	2.57	2.09	2.19
1900TESI	161	31.5	GH	6.29	7.32	5.43	6.51
1901TES2	161	31.5	GH	5.72	6.65	5.03	6.02
1990AYAN	161	31.5	GH	4.59	4.72	4.23	4.37
ABOA_330	330	31.5	GH	6.69	7.26	5.52	5.95
BAWKU_04	161	31.5	GH	1.98	2.07	1.53	1.63
BOLGA330	330	31.5	GH	2.31	2.43		
KSI330	330	31.5	GH	4.93	5.27		
PRES330	330	31.5	GH	7.01	7.76		
30101LOM	330	31.5	TB	5.49	6.53	5.63	6.38
3010LOME	161	31.5	TB	10.07	13.25	10.62	13.04
3020MOME	161	31.5	TB	7.66	8.51	7.77	8.45
3030COTO	161	31.5	TB	13.53	17.50	13.73	17.43
3040SAKA	161	31.5	TB	14.15	16.10	14.15	15.96
3050ONIG	161	31.5	TB	5.02	5.27	4.88	5.18
3060NANG	161	31.5	TB	3.76	3.92	3.69	3.88
3ATAK161	161	31.5	TB	2.65	2.77	2.58	2.73
3BOHI161	161	31.5	TB	3.01	3.09	2.96	3.06
3DJOU161	161	31.5	TB	1.69	2.19	1.44	1.99
3KARA161	161	31.5	TB	1.86	2.40	1.64	2.23
3LOME161	161	31.5	TB	7.37	9.26	7.80	9.16
AVA___04	161	31.5	TB	6.01	6.45	6.05	6.43
BEMBER04	161	31.5	TB	1.73	1.95	0.98	1.19
DAPAON04	161	31.5	TB	1.68	1.78	1.40	1.53
GUENE_04	161	31.5	TB	2.4	2.55		
KANDI_04	161	31.5	TB	1.92	2.07	0.81	0.92
MALANV02	330	31.5	TB	2.44	2.72		
MALANV04	161	31.5	TB	2.82	3.00		
MANGO_04	161	31.5	TB	1.6	1.76	1.40	1.58
MA_GLE04	161	31.5	TB	14.96	19.08	15.23	19.00
NATITI04	161	31.5	TB	1.07	1.39	0.96	1.31
PARAKO04	161	31.5	TB	1.92	2.49	1.40	1.96
SAKETE02	330	31.5	TB	9.97	10.57	9.86	10.38
TANZOU04	161	31.5	TB	7.81	8.33	7.80	8.28

Table 128 – niveaux de courants de court-circuit 3ph pour 2015 (3/4)

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Noeud Nom	Tension kV	Capacité disjoncteur kA	Pays Nom	3ph Cas de Base kA	3ph CB toutes unités kA	Courant CC 3ph Scénario 2 kA	S2 toutes unités kA
DIFFA_02	330	31.5	NR	2.29	2.31	2.29	2.31
DOSSO02	330	31.5	NR	2.87	3.42		
DOSSO_06	132	25	NR	3.13	2.64	4.16	3.66
FRONT_06	132	25	NR	3.02	3.22	3.21	3.30
GAZAOU06	132	25	NR	2.74	2.88	2.74	2.88
MARADI06	132	25	NR	1.18	1.30	1.18	1.30
NIAM2C06	132	25	NR	0.73	0.60	0.98	0.80
NIAM2_06	132	25	NR	4.96	8.43	4.13	5.32
NIAMRD02	330	31.5	NR	2.51	3.41		
NIAMRD06	132	25	NR	5.06	8.27		
ZABORI02	330	31.5	NR	3.21	3.72		
ZINDER06	132	25	NR	2.6	2.75	2.60	2.75
ABUJA_01	760	31.5	NI	6.59	6.78	6.57	6.73
AFAM__02	330	31.5	NI	23.89	37.14	24.41	34.99
AIYEDE02	330	31.5	NI	10.84	11.06	10.65	10.84
AJAOKU01	760	31.5	NI	9.24	9.69	9.20	9.58
AJAOKU02	330	31.5	NI	21.02	21.78	20.94	21.59
AJA___02	330	31.5	NI	26.01	29.88	25.72	28.39
AKANGB02	330	31.5	NI	21.32	22.60	20.28	21.25
ALADJA02	330	31.5	NI	13.04	14.10	13.13	13.68
ALAGBO02	330	31.5	NI	17.53	19.20	17.39	18.56
ALAOJI02	330	31.5	NI	27.99	45.98	28.90	41.30
ALIADE02	330	31.5	NI	10.18	10.71	10.18	10.63
BENINC02	330	31.5	NI	37.22	42.31	36.98	41.15
BENINN01	760	31.5	NI	11.43	12.31	11.32	12.06
BENINN02	330	31.5	NI	34.67	38.35	34.41	37.45
BIRNIN02	330	31.5	NI	4.22	4.69	3.65	3.68
BIRNIN06	132	25	NI	3.78	4.04	3.91	3.96
CALABA02	330	31.5	NI	13.6	16.20	13.71	15.93
DAMATU02	330	31.5	NI	3.01	3.04	3.01	3.04
DELTA_02	330	31.5	NI	14.91	16.64	15.13	15.70
DELTA_06	132	25	NI	10.07	13.06	11.80	13.00
EGBEMA01	760	31.5	NI	7.18	7.91	7.18	7.80
EGBEMA02	330	31.5	NI	20.81	25.45	20.91	24.90
EGBIN_02	330	31.5	NI	31.75	38.25	31.44	35.86
EGBIN_06	132	25	NI	17.74	18.08	17.68	17.93
EPE___02	330	31.5	NI	18.72	20.18	18.45	19.48
ERUNKA01	760	31.5	NI	8.84	9.26	8.45	8.79
ERUNKA02	330	31.5	NI	29.52	32.15	26.05	27.82
EYAEN_02	330	31.5	NI	31.51	34.45	31.29	33.73
GANMO_02	330	31.5	NI	10.21	10.46	10.11	10.33
GEREGU02	330	31.5	NI	20.26	20.94	20.19	20.77
GOMBE_01	760	31.5	NI	1.78	1.80	1.78	1.80
GOMBE_02	330	31.5	NI	4.42	4.48	4.41	4.47
GWAGWA02	330	31.5	NI	14.48	14.81	14.43	14.72
IKEJAW02	330	31.5	NI	30.41	33.11	28.37	30.31
IKOTAB02	330	31.5	NI	10.21	23.64	10.30	23.34
IKOTAB06	132	25	NI	11.86	29.02	11.91	28.94
IKOTEK02	330	31.5	NI	22.48	36.04	22.91	34.27
JALING01	760	31.5	NI	1.82	1.85	1.82	1.84
JALING02	330	31.5	NI	3.72	3.77	3.72	3.76
JEBBAP02	330	31.5	NI	17.24	18.31	16.96	17.88
JEBBA_02	330	31.5	NI	18.3	19.39	17.97	18.89
JOS___02	330	31.5	NI	7.68	7.85	7.67	7.81
KADUNA01	760	31.5	NI	4.91	5.01	4.89	4.99
KADUNA02	330	31.5	NI	11.97	12.24	11.94	12.17
KAINJI02	330	31.5	NI	13.27	13.80	12.80	13.06
KANKIA06	132	25	NI	3.19	3.20	3.18	3.20
KANO__01	760	31.5	NI	3.49	3.55	3.49	3.54
KANO__02	330	31.5	NI	7.6	7.73	7.59	7.70
KANO__06	132	25	NI	13.37	13.53	13.35	13.50
KATAMP02	330	31.5	NI	14.48	14.82	14.44	14.73
KATSIN02	330	31.5	NI	4.1	4.15	4.09	4.15
KATSIN06	132	25	NI	7.61	7.72	7.60	7.71
KWALE_02	330	31.5	NI	13.72	14.48	13.74	14.35
LOKOJA02	330	31.5	NI	15.62	16.04	15.58	15.93
MAKURD01	760	31.5	NI	4.98	5.17	4.98	5.14
MAKURD06	330	31.5	NI	10.81	11.29	10.81	11.21
MAMBIL01	760	31.5	NI	2.18	2.21	2.17	2.21
NEWHAS02	330	31.5	NI	13.62	15.41	13.69	15.19
NEWHAV02	330	31.5	NI	13.41	15.12	13.47	14.90
NNEWI_02	330	31.5	NI	21.78	25.60	21.92	24.98
OMOKU_02	330	31.5	NI	14.4	17.76	14.45	17.51
OMOKU_06	132	25	NI	6.12	8.15	6.12	8.13
OMOTOS02	330	31.5	NI	23.01	24.43	22.49	23.44
ONITSH02	330	31.5	NI	26.91	31.56	27.05	30.77
OSHOGB01	760	31.5	NI	9.77	10.27	9.47	9.88
OSHOGB02	330	31.5	NI	22.9	24.02	22.42	23.36
OWERRI02	330	31.5	NI	25.16	31.71	25.42	30.63
PAPALA02	330	31.5	NI	23.5	24.70	22.52	23.45
PORTHA02	330	31.5	NI	13.52	16.96	13.68	16.49
SAPELE02	330	31.5	NI	26.2	30.58	26.15	30.04
SHIROR02	330	31.5	NI	16.23	16.59	16.17	16.49
SOKOTO02	330	31.5	NI	2.68	2.86	2.44	2.45
YOLA__02	330	31.5	NI	3.4	3.44	3.40	3.43
ZARIA_02	330	31.5	NI	7.28	7.38	7.27	7.36

Table 129 – niveaux de courants de court-circuit 3ph pour 2015 (4/4)

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Noeud Nom	Tension kV	Capacité disjoncteur kA	Pays Nom	2020 kA	2025 kA		Noeud Nom	Tension kV	Capacité disjoncteur kA	Pays Nom	2020 kA	2025 kA
AEROPO08	90	25	SE	8.5	10.9		FANA__05	150	25	MA	1.9	2.1
BELAIR08	90	25	SE	12.4	18.9		KALABA05	150	25	MA	5.1	7.3
CAPEBI08	90	25	SE	15.8	26.2		KAYES_03	225	31.5	MA	4.9	5.1
DAGANA03	225	31.5	SE	2.4	2.6		KENIE_05	150	25	MA	3.5	4.3
FICT1_08	90	25	SE	10.4	14.1		KODIAL03	225	31.5	MA	4.6	6.4
FICT2_08	90	25	SE	6.1	9.7		KODIAL05	150	25	MA	5.2	7.3
HANN__08	90	25	SE	14.2	22.1		KOUTIA03	225	31.5	MA	2.1	2.4
KAOLAC03	225	31.5	SE	4.1	5.0		LAFIA_05	150	25	MA	4.7	6.5
KOUNOU03	225	31.5	SE	7.5	9.5		MANANT03	225	31.5	MA	7.3	8.4
KOUNOU08	90	25	SE	16.5	24.9		OULESS03	225	31.5	MA	3.5	5.3
MATAM_03	225	31.5	SE	2.1	2.2		SEGOU_03	225	31.5	MA	1.4	1.6
MATAM_08	90	25	SE	3.9	3.9		SEGOU_05	150	25	MA	1.6	1.9
MBAO__08	90	25	SE	12.5	18.2		SELING03	225	31.5	MA	3.5	4.0
MBOUR_03	225	31.5	SE	3.0	3.2		SELING05	150	25	MA	4.5	5.3
MECKHE08	90	25	SE	2.5	2.6		SIKASS03	225	31.5	MA	3.8	4.7
PATTED08	90	25	SE	12.6	18.5		SIRAKO05	150	25	MA	5.2	7.9
SAKAL_03	225	31.5	SE	2.9	3.2		TKITA_03	225	31.5	MA	4.6	6.2
SENDOU03	225	31.5	SE	7.7	9.6		BIKONG03	225	31.5	SL	2.1	3.9
SIBA__08	90	25	SE	6.1	7.2		BUMBUN03	225	31.5	SL	2.8	4.9
SOCOCI08	90	25	SE	12.5	17.3		BUMBUN04	161	31.5	SL	3.1	5.0
SOMETA08	90	25	SE	3.4	6.0		FRTOWN04	161	31.5	SL	1.5	2.7
TAIBA_08	90	25	SE	4.0	4.4		KAMAKW03	225	31.5	SL	3.2	4.0
TAMBAC03	225	31.5	SE	3.4	3.8		KENEMA03	225	31.5	SL	2.0	3.4
TANAF_03	225	31.5	SE	2.9	3.4		YIBEN_03	225	31.5	SL	2.9	4.0
THIONA08	90	25	SE	5.0	7.4		BUCHAN03	225	31.5	LI	2.2	2.9
TOBENE03	225	31.5	SE	3.5	3.9		MANO__03	225	31.5	LI	2.1	3.7
TOBENE08	90	25	SE	6.4	7.3		MONROV03	225	31.5	LI	2.4	3.6
TOUBA_03	225	31.5	SE	3.4	3.9		STPAUL03	225	31.5	LI	1.6	2.3
UNIVER08	90	25	SE	8.8	11.6		YEKEPA03	225	31.5	LI	3.1	2.8
ZIGUIN03	225	31.5	SE	1.7	1.8		2000HIRE	90	25	CI	4.0	4.4
KAHO1_03	225	31.5	SE	4.1	5.0		200SIR90	90	25	CI	11.2	12.5
KAHO2_03	225	31.5	SE	4.1	5.0		2010ABOB	225	31.5	CI	13.8	17.1
BRIKAM03	225	31.5	GA	2.9	3.2		2011ABOB	90	25	CI	24.3	30.1
SOMA__03	225	31.5	GA	3.5	4.0		2020VRID	225	31.5	CI	14.4	17.9
BAMBAD03	225	31.5	GB	2.7	3.3		2021VRID	90	25	CI	26.0	34.3
BISSAU03	225	31.5	GB	2.6	3.3		2030TAAB	225	31.5	CI	10.0	11.4
MANSOA03	225	31.5	GB	2.8	3.5		2031TAAB	90	25	CI	8.3	10.8
SALTHI03	225	31.5	GB	2.7	3.3		2040KOSS	225	31.5	CI	5.8	6.1
AMARYA03	225	31.5	GU	3.1	3.3		2041KOSS	90	25	CI	7.9	8.2
BEYLA_03	225	31.5	GU	2.8	2.2		2050BOUA	225	31.5	CI	3.2	3.3
BOKE__03	225	31.5	GU	3.1	4.2		2051BOUA	90	25	CI	3.2	3.3
BOUREY03	225	31.5	GU	6.1	8.3		2060FERK	225	31.5	CI	3.8	4.3
DABOLA03	225	31.5	GU	3.2	3.2		2061FERK	90	25	CI	3.3	5.0
DONKEA07	110	25	GU	4.4	4.5		2070SOUB	225	31.5	CI	8.9	11.3
FOMI__03	225	31.5	GU	4.2	4.2		2071SUBR	90	25	CI	4.7	5.0
GARAFI07	110	25	GU	5.8	5.9		2080S-PE	225	31.5	CI	3.2	4.1
GRCHUT07	110	25	GU	6.2	6.4		2081PEDR	90	25	CI	4.9	5.6
KALETA03	225	31.5	GU	5.8	6.5		2090BUYO	225	31.5	CI	4.4	4.7
KANKAN03	225	31.5	GU	3.1	3.0		2091BUYO	90	25	CI	3.9	5.9
KINDIA07	110	25	GU	5.7	5.8		20FAYE90	90	25	CI	2.3	2.5
KOROUS03	225	31.5	GU	3.4	3.4		2100MAN-	225	31.5	CI	3.0	3.0
KOUKOU03	225	31.5	GU	7.3	9.4		2101MAN-	90	25	CI	2.9	2.9
LABE__03	225	31.5	GU	4.8	4.0		2110LABO	225	31.5	CI	2.1	2.1
LINSAN03	225	31.5	GU	9.4	10.7		2111LABO	90	25	CI	2.3	3.1
LINSAN07	110	25	GU	8.8	9.1		2120AGBO	90	25	CI	3.2	3.3
MALI__03	225	31.5	GU	3.9	3.8		2130DABO	90	25	CI	2.1	2.2
MAMOU_07	110	25	GU	2.7	2.7		2140BONG	90	25	CI	7.5	7.6
MATOTO03	225	31.5	GU	2.8	2.9		2150PLAT	90	25	CI	22.9	28.0
MATOTO07	110	25	GU	6.8	7.2		2160BIAN	90	25	CI	23.0	28.0
NZEREK03	225	31.5	GU	3.0	2.6		2170AYAM	90	25	CI	3.9	4.0
SAMBAG03	225	31.5	GU	3.8	4.0		2180AYAM	90	25	CI	3.9	4.0
SIGUIR03	225	31.5	GU	3.0	3.2		2190ABRO	90	25	CI	3.4	3.5
BADOUM03	225	31.5	MA	4.2	4.5		2200BASS	90	25	CI	4.7	4.8
BALING05	150	25	MA	4.6	6.9		2209RIVI	225	31.5	CI	14.4	16.9

Table 130 – Niveaux des courants de court-circuit triphasés pour 2020 et 2025 (1/3)

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Noeud Nom	Tension kV	Capacité disjoncteur kA	Pays Nom	2020 kA	2025 kA		Noeud Nom	Tension kV	Capacité disjoncteur kA	Pays Nom	2020 kA	2025 kA
2210RIVI	90	25	CI	20.4	23.8		1120OBUA	161	31.5	GH	8.6	8.7
2220BIAS	90	25	CI	20.7	26.6		1130KUMA	161	31.5	GH	10.6	10.8
2229YOPO	225	31.5	CI	13.7	17.1		1138T261	161	31.5	GH	4.9	4.9
2230YOPO	90	25	CI	16.3	20.9		1138T262	161	31.5	GH	8.7	8.8
2231YOPO	90	25	CI	14.8	16.3		1139K2BS	161	31.5	GH	11.2	11.4
2240TREI	90	25	CI	22.7	27.7		1140NKAW	161	31.5	GH	8.2	8.4
2250YAMO	90	25	CI	2.9	2.9		1150TAFO	161	31.5	GH	9.7	10.3
2260DIMB	90	25	CI	2.8	2.9		1160AKWA	161	31.5	GH	4.6	4.7
2270ATAK	90	25	CI	1.2	1.2		1170KPON	161	31.5	GH	17.2	20.4
2280ABEN	90	25	CI	1.1	1.1		1180KONO	161	31.5	GH	5.4	5.4
2290AGNE	90	25	CI	1.0	1.0		1190KPON	161	31.5	GH	11.6	13.2
2300SERE	90	25	CI	0.9	0.9		1200ASAW	161	31.5	GH	5.1	5.1
2310DIVO	90	25	CI	2.3	2.4		1210JUAB	161	31.5	GH	3.5	3.5
2320GAGN	90	25	CI	1.9	1.9		1210N-OB	161	31.5	GH	9.5	9.7
2330ZUEN	90	25	CI	1.3	1.3		1220ASIE	161	31.5	GH	5.7	6.1
2340BOUA	90	25	CI	4.9	5.0		1252KPAN	161	31.5	GH	2.5	2.5
2350MARA	90	25	CI	1.3	1.3		1260TECH	161	31.5	GH	7.5	7.6
2360KORH	90	25	CI	2.2	2.5		1270SUNY	161	31.5	GH	5.8	5.8
2370BUND	90	25	CI	3.0	3.1		1278MIM	161	31.5	GH	3.4	3.4
2371BUND	225	31.5	CI	2.7	2.7		1280TAMA	161	31.5	GH	3.7	3.7
2380ODIE	90	25	CI	1.5	1.5		1290BOLG	161	31.5	GH	5.9	6.0
2390SEGU	90	25	CI	1.0	1.1		12951BOL	225	31.5	GH	3.9	4.1
2400DANA	90	25	CI	1.1	1.1		1300BOGO	161	31.5	GH	12.6	12.9
2410DALO	90	25	CI	2.0	2.8		1309WEXF	161	31.5	GH	5.5	5.5
2500AZIT	225	31.5	CI	14.1	17.9		1320ABOA	161	31.5	GH	23.5	24.3
RIVIER02	330	31.5	CI	6.5	6.9		1340WA	161	31.5	GH	1.7	1.7
TIBOTO03	225	31.5	CI	2.3	3.9		1350YEND	161	31.5	GH	3.0	3.1
4BAGR132	132	25	BU	0.5	0.5		1360ESSI	161	31.5	GH	6.9	6.9
4KOMP132	132	25	BU	0.5	0.5		1370MALL	161	31.5	GH	19.9	23.1
4ZANO132	132	25	BU	0.5	0.5		1380SAWL	161	31.5	GH	2.0	2.0
4KODE225	225	31.5	BU	3.4	3.9		1390DCEM	161	31.5	GH	10.1	14.8
4KOSSO90	90	25	BU	5.8	8.7		1392 AFT	161	31.5	GH	10.3	15.5
4OUAG190	90	25	BU	5.6	8.3		1413KENY	161	31.5	GH	7.1	7.2
4OUAG290	90	25	BU	5.5	8.2		1470TT1P	161	31.5	GH	23.2	30.5
4PTDO132	132	25	BU	2.0	2.4		1480ZEB	161	31.5	GH	4.4	4.4
4ZAGT225	225	31.5	BU	3.3	4.3		1500BUI	161	31.5	GH	10.1	10.2
4ZAGTO90	90	25	BU	5.2	7.8		15533BSP	161	31.5	GH	24.6	31.6
4_PA_225	225	31.5	BU	2.3	2.5		1560A4BS	330	31.5	GH	10.5	12.2
4_PC_090	90	25	BU	5.6	8.4		1561A4BS	161	31.5	GH	21.3	25.2
OUAGAE02	330	31.5	BU	2.1	2.5		1580N_AB	161	31.5	GH	4.4	4.5
OUAGAE03	225	31.5	BU	3.3	4.3		1590KIN	161	31.5	GH	8.4	8.5
OUAGAE08	90	25	BU	6.5	9.7		1591KIN3	330	31.5	GH	4.3	4.4
PATDOI08	90	25	BU	4.1	5.2		1600OPB-	161	31.5	GH	7.8	7.9
1010AKOS	161	31.5	GH	25.1	32.9		1610BUIP	161	31.5	GH	3.9	3.9
1020VOLT	161	31.5	GH	27.2	36.7		1620TUMU	161	31.5	GH	1.9	1.9
1021SME2	161	31.5	GH	26.1	35.4		1630HAN	161	31.5	GH	1.7	1.7
1029VOLT	330	31.5	GH	10.8	13.0		1700ASO2	330	31.5	GH	10.5	12.5
1031SMEL	161	31.5	GH	24.8	33.2		1700ASOG	161	31.5	GH	23.9	30.9
1032SMEL	161	31.5	GH	24.8	33.2		1750BONY	161	31.5	GH	14.1	14.4
1033SMEL	161	31.5	GH	24.8	33.2		1758BON3	330	31.5	GH	9.1	9.3
1034SMEL	161	31.5	GH	24.8	33.2		1800ELUB	161	31.5	GH	9.0	9.1
1035SMEL	161	31.5	GH	24.8	33.2		1809ELUB	225	31.5	GH	6.8	7.0
1036SMEL	161	31.5	GH	24.8	33.2		1850ATEB	161	31.5	GH	4.0	4.0
1040TEMA	161	31.5	GH	24.2	31.7		1850BERE	161	31.5	GH	4.2	4.2
1050ACHI	161	31.5	GH	22.2	26.7		1870CAPE	161	31.5	GH	12.3	12.6
1060WINN	161	31.5	GH	7.9	8.1		1900TESI	161	31.5	GH	7.6	7.6
1070C-CO	161	31.5	GH	12.0	12.4		1901TES2	161	31.5	GH	6.9	6.9
1080TAKO	161	31.5	GH	16.1	16.5		1990AYAN	161	31.5	GH	5.4	5.5
1090TARK	161	31.5	GH	13.7	13.9		ABOA_330	330	31.5	GH	11.4	12.1
1095NEWT	161	31.5	GH	11.2	11.4		BAWKU_04	161	31.5	GH	2.3	2.3
1100PRES	161	31.5	GH	15.5	15.9		BOLGA330	330	31.5	GH	2.6	2.7
1109PRES	225	31.5	GH	7.7	7.8		CAPE330	330	31.5	GH	7.5	7.8
1110DUNK	161	31.5	GH	9.9	10.0		KSI330	330	31.5	GH	6.7	6.9
1115DUNK	330	31.5	GH	6.8	6.9		PRES330	330	31.5	GH	9.5	9.8

Table 131 - Niveaux des courants de court-circuit triphasés pour 2020 et 2025 (2/3)

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Noeud Nom	Tension kV	Capacité disjoncteur kA	Pays Nom	2020 kA	2025 kA		Noeud Nom	Tension kV	Capacité disjoncteur kA	Pays Nom	2020 kA	2025 kA
30101LOM	330	31.5	TB	7.6	9.5		DELTA_02	330	31.5	NI	14.2	14.2
3010LOME	161	31.5	TB	11.9	19.7		DELTA_06	132	25	NI	9.5	7.2
3020MOME	161	31.5	TB	8.6	9.4		EGBEMA01	760	31.5	NI	7.6	9.9
3030COTO	161	31.5	TB	15.8	16.2		EGBEMA02	330	31.5	NI	22.9	28.6
3040SAKA	161	31.5	TB	18.2	18.5		EGBIN_02	330	31.5	NI	31.4	39.4
3050ONIG	161	31.5	TB	9.9	9.9		EGBIN_06	132	25	NI	14.8	18.1
3060NANG	161	31.5	TB	5.6	5.2		EPE___02	330	31.5	NI	19.1	21.4
3ATAK161	161	31.5	TB	3.3	3.2		ERUNKA01	760	31.5	NI	8.9	9.7
3BOHI161	161	31.5	TB	3.8	3.7		ERUNKA02	330	31.5	NI	29.0	35.8
3DJOU161	161	31.5	TB	1.8	1.8		EYAEN_02	330	31.5	NI	33.1	42.1
3KARA161	161	31.5	TB	2.0	2.0		GANMO_02	330	31.5	NI	10.5	10.8
3LOME161	161	31.5	TB	8.3	11.4		GBARAN02	330	31.5	NI	7.7	8.1
ADJARA04	161	31.5	TB	6.1	6.4		GBARAN06	132	25	NI	11.8	12.0
AVA___04	161	31.5	TB	8.1	8.2		GEREGU02	330	31.5	NI	20.3	23.1
BEMBER04	161	31.5	TB	1.8	1.8		GOMBE_01	760	31.5	NI	3.0	3.0
DAPAON04	161	31.5	TB	1.8	1.8		GOMBE_02	330	31.5	NI	6.9	7.1
GUENE_04	161	31.5	TB	2.5	2.5		GWAGWA02	330	31.5	NI	15.9	16.6
KANDI_04	161	31.5	TB	2.0	2.0		IKEJAW02	330	31.5	NI	30.4	36.7
MALANV02	330	31.5	TB	2.6	2.8		IKOTAB02	330	31.5	NI	16.6	20.7
MALANV04	161	31.5	TB	2.9	3.0		IKOTAB06	132	25	NI	20.2	24.9
MANGO_04	161	31.5	TB	1.7	1.7		IKOTEK02	330	31.5	NI	27.7	35.1
MA_GLE04	161	31.5	TB	17.6	18.0		JALING01	760	31.5	NI	4.0	4.2
NATITI04	161	31.5	TB	1.1	1.1		JALING02	330	31.5	NI	6.8	7.0
PARAKO04	161	31.5	TB	2.0	2.0		JEBBAP02	330	31.5	NI	18.8	19.8
SAKETE02	330	31.5	TB	16.5	17.7		JEBBA_02	330	31.5	NI	20.1	21.2
TANZOU04	161	31.5	TB	8.9	9.0		JOS___02	330	31.5	NI	9.6	9.8
AKOKAN06	132	25	NR	0.6	0.6		KADUNA01	760	31.5	NI	5.4	5.6
ANOU_06	132	25	NR	1.6	1.6		KADUNA02	330	31.5	NI	13.5	14.0
DIFFA_02	330	31.5	NR	2.8	2.8		KAINJI02	330	31.5	NI	13.9	14.3
DOSSO02	330	31.5	NR	3.3	3.6		KANKIA06	132	25	NI	3.2	3.2
DOSSO_06	132	25	NR	2.7	2.9		KANO__01	760	31.5	NI	3.7	3.8
FRONT_06	132	25	NR	3.2	3.2		KANO__02	330	31.5	NI	8.1	8.3
GAZAOU06	132	25	NR	2.7	3.1		KANO__06	132	25	NI	14.0	14.2
KANDAD06	132	25	NR	5.2	3.3		KATAMP02	330	31.5	NI	16.0	16.6
MARADI06	132	25	NR	1.2	1.7		KATSIN02	330	31.5	NI	4.2	4.3
NIAM2C06	132	25	NR	0.6	0.7		KATSIN06	132	25	NI	7.8	8.0
NIAM2_06	132	25	NR	7.4	6.3		KWALE_02	330	31.5	NI	14.2	14.8
NIAMRD02	330	31.5	NR	3.1	3.1		LOKOJA02	330	31.5	NI	16.0	17.4
NIAMRD06	132	25	NR	7.3	6.4		MAKURD01	760	31.5	NI	7.7	8.1
ZABORI02	330	31.5	NR	3.6	3.9		MAKURD06	330	31.5	NI	14.1	14.7
ZINDER06	132	25	NR	2.6	2.7		MAMBIL01	760	31.5	NI	8.7	9.7
SALKAD02	330	31.5	NR	1.5	1.9		MAMBIL02	330	31.5	NI	22.3	25.7
SALKAD06	132	25	NR	2.3	2.9		NEWHAS02	330	31.5	NI	15.2	16.2
ABUJA_01	760	31.5	NI	7.3	7.7		NEWHAV02	330	31.5	NI	14.9	15.8
AFAM__02	330	31.5	NI	26.8	36.4		NNEWI_02	330	31.5	NI	23.9	27.8
AHOADA02	330	31.5	NI	10.6	11.4		OMOKU_02	330	31.5	NI	16.0	19.1
AIYEDE02	330	31.5	NI	10.8	11.3		OMOKU_06	132	25	NI	7.1	8.2
AJAOKU01	760	31.5	NI	10.6	11.7		OMOTOS02	330	31.5	NI	26.0	31.2
AJAOKU02	330	31.5	NI	21.3	24.2		ONITSH02	330	31.5	NI	29.5	33.9
AJA___02	330	31.5	NI	25.9	30.9		OSHOGB01	760	31.5	NI	10.0	10.9
AKANGB02	330	31.5	NI	21.3	27.3		OSHOGB02	330	31.5	NI	23.8	25.4
ALADJA02	330	31.5	NI	12.9	13.2		OWERRI02	330	31.5	NI	28.7	36.7
ALAGBO02	330	31.5	NI	17.5	19.6		PAPALA02	330	31.5	NI	23.2	26.1
ALAOJI02	330	31.5	NI	33.8	45.8		PORTHA02	330	31.5	NI	14.4	16.8
ALIADE02	330	31.5	NI	12.3	12.7		SAPELE02	330	31.5	NI	27.8	32.4
BENINC02	330	31.5	NI	39.6	50.1		SHIROR02	330	31.5	NI	18.8	19.4
BENINN01	760	31.5	NI	12.3	14.2		SOKOTO02	330	31.5	NI	2.8	2.9
BENINN02	330	31.5	NI	36.7	48.3		YENAGO02	330	31.5	NI	7.9	8.3
BIRNIN02	330	31.5	NI	4.6	4.8		YOLA__02	330	31.5	NI	5.3	5.4
BIRNIN06	132	25	NI	4.0	4.0		ZARIA_02	330	31.5	NI	7.8	8.0
CALABA02	330	31.5	NI	13.4	16.1		ZUNGER02	330	31.5	NI	16.9	17.2
DAMATU02	330	31.5	NI	4.0	4.0		GUSAU_02	330	31.5	NI	0.0	0.0

Table 132 - Niveaux des courants de court-circuit triphasés pour 2020 et 2025 (3/3)

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

5. ANNEXE : ÉTUDE DE STABILITÉ: ANALYSE DE LA STABILITÉ TRANSITOIRE: RÉSULTATS DES TEMPS CRITIQUES D'ÉLIMINATION

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Noeud	Tension	Pays	Calculs de CCT sans déclenchement de ligne			Calculs de CCT avec déclenchement de ligne			
Nom	kV	Nom	min	max	Machines perdant le synchronisme	Ligne déclenchée	min	max	Machines perdant le synchronisme
KAOLAC03	225	SE	222	225	KAHONG71/72/73/74	BIRKEL03_SOMA__03_1	184	188	CAPDB11A
BELAIR08	90	SE	269	272	GAMB_EQG	BELAIR08-HANN__08-1	268	272	GAMB_EQG
CAPEBI08	90	SE	234	237	GAMB_EQG	CAPEBI08-SOCOCI08-1	230	234	ROSSBE1G/2G
KOUNOU08	90	SE	263	266	GOMA_HG1/2	CAPEBI08-KOUNOU08-1	260	264	KENIE_1G/2G/3G + BALBIDG1/2
SOCOCI08	90	SE	275	278	GAMB_EQG	CAPEBI08-SOCOCI08-1	272	276	ROSSBE1G/2G
DAGANA03	225	SE	228	231	ROSSBE1G/2G	DAGANA03-SAKAL_03-1	260	264	ROSSBE1G/2G
TAMBAC03	225	SE	222	225	KOUDI_1G/2G	BIRKEL03_TAMBAC03_1	500		
ZIGUIN03	225	SE	500			TANAF_03_ZIGUIN03_1	500		
BRIKAM03	225	GA	500			SOMA__03_BRIKAM03_1	500		
BISSAU03	225	GB	381	384	GBISSEQG	BISSAU03_MANSOA03_1	382	386	GBISSEQG
DONKEA07	110	GU	394	397	DONKEAG1/G2	GRCHUT07-DONKEA07-1	424	428	MANEAHG1/2/3
GARAFI07	110	GU	328	331	GARAFIG1/2/3	LINSAN07-GARAFI07-1	325	329	GARAFIG1/2/3
GRCHUT07	110	GU	284	287	MANEAHG1/2/3	GRCHUT07-GARAFI07-1	276	279	MANEAHG1/2/3
MATOTO07	110	GU	234	237	BUCHANG1	GRCHUT07-MATOTO07-1	234	238	MANEAHG1/2/3
FOMI__03	225	GU	500			KOROUS03-FOMI__03-1	500		
KALETA03	225	GU	272	275	BUCHANG1	KALETA03-LINSAN03-1	176	180	GAMB_EQG
SAMBAG03	225	GU	500			SAMBAN03-MALI__03-1	500		
DABOLA03	225	GU	500			DABOLA03-KOROUS03-1	500		
MANANT03	225	MA	244	247	MANAN11A/12A/13A/14A/15A + FELOU_1G/2G/3G	MANANT03_TKITA_03_1		0	MANAN11A/12A/13A/14A/15A + FELOU_1G/2G/3G
SEGOU_05	150	MA	500			FANA__05_SEGOU_05_1	500		
SIRAKO05	150	MA	225	228	VICABO1G	KALABA05_SIRAKO05_1	184	188	BALBIDG1/2
LAFIA_05	150	MA	406	409	VICABO1G	KODIAL05_LAFIA_05_1	417	412	VICABO1G
SELING05	150	MA	328	331	SELING1/2/3/4	SIRAKO05_SELING05_1	500		
BALING05	150	MA	247	250	BALBIDG1	SIRAKO05_BALING05_1	245	249	BALBIDG1/2
KAYES_03	225	MA	406	409	FELOU_1G/2G/3G	KAYES_03-MANANT03-1	299	302	FELOU_1G/2G/3G
KOUTIA03	225	MA	500			SIKASS03_KOUTIA03_1	500		
SIKASS03	225	MA	500			SIKASS03_2060FERK_1	500		
KENIE_05	150	MA	425	428	KENIE_1G/2G/3G	SIRAKO05_KENIE_05_1	428	432	VICABO1G
KENEMA03	225	SL	356	359	BUSHR2G2/3/4/5/6/7	KENEMA03-BIKONG03-1	318	321	BUSHR2G2/3/4/5/6/7
BUMBUN04	161	SL	281	284	BLACKHG1/2/3	BUMBUN04-FRTWON04-1	302	306	BUMBUNG1/2
FRTOWN04	161	SL	222	225	BLACKHG1/2/3	BUMBUN04-FRTWON04-1	497	500	BLACKHG1/2/3
MONROV03	225	LI	222	225	BUSHR2G2/3/4/5/6/7	BUCHAN03-MONROV03-1	218	222	BUSHR2G2/3/4/5/6/7
BUCHAN03	225	LI	209	213	BUCHANG1	BUCHAN03-MONROV03-1	199	203	BUCHANG1
2090BUYO	225	CI	269	272	2093BUYO	2090BUYO-2070SOUB-1	222	226	2092BUYO/3BUYO
2091BUYO	90	CI	500			2091BUYO-2410DALO-1	500		
2040KOSS	225	CI	472	475	2042KOSS/43KOSS	2040KOSS-2030TAAB-1	455	459	2042KOSS/43KOSS
2030TAAB	225	CI	306	309	MANAN11A/12A/13A/14A/15A	2030TAAB-2010ABOB-2	325	329	2033TAAB/4TAAB
2500AZIT	225	CI	203	206	MANAN11A/12A/13A/14A/15A	2500AZIT-2020VRID-1	188	192	BUCHANG1
2020VRID	225	CI	194	197	ROSSBE1G/2G	2500AZIT-2020VRID-1	184	188	ROSSBE1G/2G
2170AYAM	90	CI	500			2170AYAM-2180AYAM-1	500		
2180AYAM	90	CI	500			2180AYAM-2190ABRO-1	500		
2021VRID	90	CI	206	209	ROSSBE1G/2G + MANAN11A/12A/13A/14A/15A	2240TREI-2021VRID-1	203	207	ROSSBE1G/2G
20FAYE90	90	Benin	500			2081PEDR-20FAYE90-1	500		
2209RIVI	225	CI	191	194	BUCHANG1	2209RIVI-2020VRID-1	188	192	BUCHANG1
4KODE225	225	BU	500			SIKASS03_4KODE225_1	500		
4BAGR132	132	BU	247	250	4BAGRE16	4BAGR132-4ZANO132-1	455	459	4KOMPI16/26
4KOMP132	132	BU	328	331	4KOMPI16/26	4KOMP132-4ZANO132-1	500		
4KOSSO90	90	BU	350	353	MANASEMA	OUAGAE08-KOSSOD08-1	348	352	MANASEMA
4OUAG190	90	BU	391	394	MANASEMA	4OUAG190-4_PC_090-1	386	390	MANASEMA
4OUAG290	90	BU	416	419	MANASEMA	4OUAG190-4OUAG290-1	417	421	MANASEMA
4ZAGTO90	90	BU	475	478	4BAGRE16/26	4ZAGTO90-4OUAG290-1	474	478	4BAGRE16/26

Table 133 – Temps critique d'élimination pour le Scénario de base, avec et sans déclenchement de ligne (1/2)

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Noeud	Tension	Pays	Calculs de CCT sans déclenchement de ligne			Calculs de CCT avec déclenchement de ligne			
Nom	kV	Nom	min	max	Machines perdant le synchronisme	Ligne déclenchée	min	max	Machines perdant le synchronisme
OUAGAE08	90	BU	228	231	MANASEMA	PATDOI08-OUAGAE08-1	226	230	MANASEMA
1010AKOS	161	GH	228	231	MANAN11A/12A/13A/14A/15A	1010AKOS-1190KPON-1	226	230	MANAN11A/12A/13A/14A/15A
1040TEMA	161	GH	319	322	BUCHANG1	1020VOLT-1040TEMA-1	341	344	BUSHR2G2/3/4/5/6/7
1190KPON	161	GH	438	441	KPONGHG1/2/3/4	1010AKOS-1190KPON-1	405	409	KPONGHG1/2/3/4
1320ABOA	161	GH	278	281	ROSSBE1G/2G	1090TARK-1320ABOA-1	276	279	ROSSBE1G/2G
1600OPB-	161	GH	500			1600OPB-1750BONY-1	500		
1470TT1P	161	GH	347	350	BUSHR2G2/3/4/5/6/7	1021SME2-1470TT1P-2	344	348	MANAN11A/12A/13A/14A/15A
1700ASOG	161	GH	309	313	MANAN11A/12A/13A/14A/15A	1700ASOG-1021SME2-1	310	314	MANAN11A/12A/13A/14A/15A
ABOA_330	330	GH	325	328	ROSSBE1G/2G	1029VOLT-ABOA330-1	291	295	BUSHR2G2/3/4/5/6/7
1500BUI	161	GH	225	228	BUI___G1/2	1500BUI-1590KIN	211	215	BUI___G1/2
1750BONY	161	GH	416	419	DOMIT1G1/2	1750BONY-1800ELUB-1	405	409	DOMIT1G1/2
3030COTO	161	TB	256	259	MA_GLE3G	MA_GLE04_3030COTO_3	257	260	MA_GLE3G
3010LOME	161	TB	500			1392AFT-3010LOME-1	500		
3060NANG	161	TB	284	287	3061NANG/2NANG	3060NANG-3020MOME-1	276	279	3061NANG/2NANG
3LOME161	161	TB	500			3010LOME-3LOME161-1	500		
3KARA161	161	TB	500			3ATAK161-3KARA161-1	500		
PARAKO04	161	Benin	500			PARAKO04_3050ONIG_1	500		
MANGO_04	161	TB	500	Zabori		MANGO_04_DAPAON04_1	500		
MA_GLE04	161	TB	219	222	MA_GLE3G	3040SAKA_MA_GLE04_1	215	218	MA_GLE3G
KANDI_04	161	TB	500			GUENE_04_KANDI_04_1	500		
NATITI04	161	TB	500			3DJOU161_NATITI04_1	500		
MARADI06	132	NR	500			GAZAOU06-MARADI06-1	500		
ZINDER06	132	NR	178	181	ZINDCC1G	GAZAOU06-ZINDER06-1	455	459	ZINDCC1G
NIAM2_06	132	NR	409	413	GOUDELG1	NIAM2_06-NIAMRD06-1	409	413	GOUDELG1
DOSSO_06	132	NR	500			DOSSO_06-NIAM2C-1	500		
SALKAD02	330	Benin	500			DOSSO_02-SALKAD02-1	500		
DELTA_06	132	NI	381	384	DELTAG03/4/5/6	no line connected	---	---	---
DELTA_02	330	NI	284	287	BUSHR2G2/3/4/5/6/7	BENINC02-DELTA_02-1	279	283	BUSHR2G2/3/4/5/6/7
SAPELE02	330	NI	106	109	ROSSBE1G/2G	BENINC02-SAPELE02-1	104	108	BUSHR2G2/3/4/5/6/7
OMOTOS02	330	NI	138	141	ROSSBE1G/2G	OMOTOS02-BENINC02-1	138	142	MANAN11A/12A/13A/14A/15A
GEREGU02	330	NI	122	125	ROSSBE1G/2G	AJAOKU02-GEREGU02-1	119	123	BUSHR2G2/3/4/5/6/7
EYAEN_02	330	NI	83	87	KENIE_1G/2G/3G	BENINN02-EAYEN_02-1	85	89	ROSSBE1G/2G
IKOTAB06	132	NI	500			no line connected	---	---	---
AFAM__02	330	NI	113	116	ROSSBE1G/2G	ALAOJI02-AFAM__02-1	112	115	ROSSBE1G/2G
ALAOJI02	330	NI	95	98	MANAN11A/12A/13A/14A/15A	OWERRI02-ALAOJI02-1	93	96	ROSSBE1G/2G
CALABA02	330	NI	159	163	VICABO1G	IKOTEK02-CALABA02-1	154	157	ROSSBE1G/2G
KWALE_02	330	NI	225	228	ROSSBE1G/2G	KWALE_02-ONITSH02-1	215	218	KWALCC3
EGBEMA02	330	NI	113	116	MANAN11A/12A/13A/14A/15A	OWERRI02-EGBEMA02-1	115	119	ROSSBE1G/2G
OMOKU_02	330	NI	169	172	MANAN11A/12A/13A/14A/15A	EGBEMA02-OMOKU_02-1	169	173	BUSHR2G2/3/4/5/6/7
IKOTAB02	330	NI	275	278	MANAN11A/12A/13A/14A/15A	IKOTEK02-IKOTAB02-1	279	283	ROSSBE1G/2G
OMOKU_06	132	NI	500			no line connected	---	---	---
GBARAN06	132	NI	500			no line connected	---	---	---
EGBIN_06	132	NI	222	225	EGBINGT7/8/9	no line connected	---	---	---
EGBIN_02	330	NI	106	109	MANAN11A/12A/13A/14A/15A	ERUNKA02-EGBIN_02-1	104	108	ROSSBE1G/2G
IKEJAW02	330	NI	103	106	MANAN11A/12A/13A/14A/15A	IKEJAW02-ERUNKA02-1	104	108	VICABO1G
ERUNKA02	330	NI	100	103	MANAN11A/12A/13A/14A/15A	ERUNKA02-EGBIN_02-1	100	104	MANAN11A/12A/13A/14A/15A
PAPALA02	330	NI	134	138	ROSSBE1G/2G	IKEJAW02-PAPALA02-1	135	138	MANAN11A/12A/13A/14A/15A
JEBBAP02	330	NI	219	222	ROSSBE1G/2G	JEBBAP02-JEBBA_02-1	218	222	ROSSBE1G/2G
KAINJI02	330	NI	284	287	MANAN11A/12A/13A/14A/15A	KAINJI02-JEBBA_02-1	279	283	MANAN11A/12A/13A/14A/15A
SHIROR02	330	NI	159	163	BUSHR2G2/3/4/5/6/7	JEBBA_02-SHIROR02-2	161	165	ROSSBE1G/2G

Table 134 – Temps critique d'élimination pour le Scénario de base, avec et sans déclenchement de ligne (2/2)

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Noeud	Tension	Pays	Calculs de CCT avec déclenchement de ligne				Calculs de CCT avec déclenchement de ligne et avec PSS			
Nom	kV	Nom	Ligne déclenchée	min	max	Machines perdant le synchronisme	Ligne déclenchée	min	max	achines perdant le synchronis
KAOLAC03	225	SE	BIRKEL03_SOMA__03_1	184	188	CAPDB11A	BIRKEL03_SOMA__03_1	192	196	KAHONG71/2/3/4
BELAIR08	90	SE	BELAIR08-HANN__08-1	268	272	GAMB_EQG	BELAIR08-HANN__08-1	274	278	ROSSBE1G/2G
CAPEBI08	90	SE	CAPEBI08-SOCOCI08-1	230	234	ROSSBE1G/2G	CAPEBI08-SOCOCI08-1	243	247	ROSSBE1G/2G
KOUNOU08	90	SE	CAPEBI08-KOUNOU08-1	260	264	KENIE_1G/2G/3G + BALBIDG1/2	CAPEBI08-KOUNOU08-1	282	286	ROSSBE1G/2G
SOCOCI08	90	SE	CAPEBI08-SOCOCI08-1	272	276	ROSSBE1G/2G	CAPEBI08-SOCOCI08-1	289	293	ROSSBE1G/2G
DAGANA03	225	SE	DAGANA03-SAKAL_03-1	260	264	ROSSBE1G/2G	DAGANA03-SAKAL_03-1	258	262	ROSSBE1G/2G
TAMBAC03	225	SE	BIRKEL03_TAMBAC03_1	500			BIRKEL03_TAMBAC03_1	500		
ZIGUIN03	225	SE	TANAF_03_ZIGUIN03_1	500			TANAF_03_ZIGUIN03_1	500		
BRIKAM03	225	GA	SOMA__03_BRIKAM03_1	500			SOMA__03_BRIKAM03_1	500		
BISSAU03	225	GB	BISSAU03_MANSOA03_1	382	386	GBISSEQG	BISSAU03_MANSOA03_1	383	387	GBISSEQG
DONKEA07	110	GU	GRCHUT07-DONKEA07-1	424	428	MANEAHG1/2/3	GRCHUT07-DONKEA07-1	422	426	MANEAHG1/2/3
GARAFI07	110	GU	LINSAN07-GARAFI07-1	325	329	GARAFIG1/2/3	LINSAN07-GARAFI07-1	325	329	GARAFIG1/2/3
GRCHUT07	110	GU	GRCHUT07-GARAFI07-1	276	279	MANEAHG1/2/3	GRCHUT07-GARAFI07-1	278	282	MANEAHG1/2/3
MATOTO07	110	GU	GRCHUT07-MATOTO07-1	234	238	MANEAHG1/2/3	GRCHUT07-MATOTO07-1	235	239	MANEAHG1/2/3
FOMI__03	225	GU	KOROUS03-FOMI__03-1	500			KOROUS03-FOMI__03-1	500		
KALETA03	225	GU	KALETA03-LINSAN03-1	176	180	GAMB_EQG	KALETA03-LINSAN03-1	161	165	KALETAG1/2/3
SAMBAG03	225	GU	SAMBAN03-MALI__03-1	500			SAMBAN03-MALI__03-1	500		
DABOLA03	225	GU	DABOLA03-KOROUS03-1	500			DABOLA03-KOROUS03-1	500		
MANANT03	225	MA	MANANT03_TKITA_03_1		0	MANAN11A/12A/13A/14A/15A + FELOU_1G/2G/3G	MANANT03_TKITA_03_1		0	FELOU_1G/2G/3G
SEGOU_05	150	MA	FANA__05_SEGOU_05_1	500			FANA__05_SEGOU_05_1	500		
SIRAKO05	150	MA	KALABA05_SIRAKO05_1	184	188	BALBIDG1/2	KALABA05_SIRAKO05_1	184	188	SELING1/2/3/4 + BALBIDG1/2
LAFIA_05	150	MA	KODIAL05_LAFIA_05_1	417	412	VICABO1G	KODIAL05_LAFIA_05_1	422	426	VICABO1G
SELING05	150	MA	SIRAKO05_SELING05_1	500			SIRAKO05_SELING05_1	500		
BALING05	150	MA	SIRAKO05_BALING05_1	245	249	BALBIDG1/2	SIRAKO05_BALING05_1	247	251	BALBIDG1/2
KAYES_03	225	MA	KAYES_03-MANANT03-1	299	302	FELOU_1G/2G/3G	KAYES_03-MANANT03-1	328	332	FELOU_1G/2G/3G
KOUTIA03	225	MA	SIKASS03_KOUTIA03_1	500			SIKASS03_KOUTIA03_1	500		
SIKASS03	225	MA	SIKASS03_2060FERK_1	500			SIKASS03_2060FERK_1	500		
KENIE_05	150	MA	SIRAKO05_KENIE_05_1	428	432	VICABO1G	SIRAKO05_KENIE_05_1	430	434	VICABO1G
KENEMA03	225	SL	KENEMA03-BIKONG03-1	318	321	BUSHR2G2/3/4/5/6/7	KENEMA03-BIKONG03-1	317	321	BUSHR2G2/3/4/5/6/7
BUMBUN04	161	SL	BUMBUN04-FRTWON04-1	302	306	BUMBUNG1/2	BUMBUN04-FRTWON04-1	301	305	BUMBUNG1/2
FRTOWN04	161	SL	BUMBUN04-FRTWON04-1	497	500	BLACKHG1/2/3	BUMBUN04-FRTWON04-1	496	500	BLACKHG1/2/3
MONROV03	225	LI	BUCHAN03-MONROV03-1	218	222	BUSHR2G2/3/4/5/6/7	BUCHAN03-MONROV03-1	219	223	BUSHR2G2/3/4/5/6/7
BUCHAN03	225	LI	BUCHAN03-MONROV03-1	199	203	BUCHANG1	BUCHAN03-MONROV03-1	200	204	BUCHANG1
2090BUYO	225	CI	2090BUYO-2070SOUB-1	222	226	2092BUYO/3BUYO	2090BUYO-2070SOUB-1	223	227	2092BUYO/3BUYO
2091BUYO	90	CI	2091BUYO-2410DALO-1	500			2091BUYO-2410DALO-1	500		
2040KOSS	225	CI	2040KOSS-2030TAAB-1	455	459	2042KOSS/43KOSS	2040KOSS-2030TAAB-1	453	457	2042KOSS/43KOSS
2030TAAB	225	CI	2030TAAB-2010ABOB-2	325	329	2033TAAB/4TAAB	2030TAAB-2010ABOB-2	325	328	2033TAAB/4TAAB
2500AZIT	225	CI	2500AZIT-2020VRID-1	188	192	BUCHANG1	2500AZIT-2020VRID-1	235	239	2032/3/4TAAB+2093/94BUYO
2020VRID	225	CI	2500AZIT-2020VRID-1	184	188	ROSSBE1G/2G	2500AZIT-2020VRID-1	215	219	MANAN11A/12A/13A/14A/15A
2170AYAM	90	CI	2170AYAM-2180AYAM-1	500			2170AYAM-2180AYAM-1	500		
2180AYAM	90	CI	2180AYAM-2190ABRO-1	500			2180AYAM-2190ABRO-1	500		
2021VRID	90	CI	2240TREI-2021VRID-1	203	207	ROSSBE1G/2G	2240TREI-2021VRID-1	235	239	ROSSBE1/2G+MANAN11/2/3/4/5
20FAYE90	90	Benin	2081PEDR-20FAYE90-1	500			2081PEDR-20FAYE90-1	500		
2209RIVI	225	CI	2209RIVI-2020VRID-1	188	192	BUCHANG1	2209RIVI-2020VRID-1	243	247	2032/TAAB/3TAAB/4TAAB
4KODE225	225	BU	SIKASS03_4KODE225_1	500			SIKASS03_4KODE225_1	500		
4BAGR132	132	BU	4BAGR132-4ZANO132-1	455	459	4KOMPI16/26	4BAGR132-4ZANO132-1	453	457	4KOMPI16/26
4KOMP132	132	BU	4KOMP132-4ZANO132-1	500			4KOMP132-4ZANO132-1	500		
4KOSSO90	90	BU	OUAGAE08-KOSSOD08-1	348	352	MANASEMA	OUAGAE08-KOSSOD08-1	348	352	MANASEMA
4OUAG190	90	BU	4OUAG190-4_PC_090-1	386	390	MANASEMA	4OUAG190-4_PC_090-1	391	395	MANASEMA
4OUAG290	90	BU	4OUAG190-4OUAG290-1	417	421	MANASEMA	4OUAG190-4OUAG290-1	410	414	MANASEMA
4ZAGTO90	90	BU	4ZAGTO90-4OUAG290-1	474	478	4BAGRE16/26	4ZAGTO90-4OUAG290-1	473	477	4BAGRE16/26

Table 135 – Temps critique d'élimination pour le Scénario de base, avec et sans déclenchement de ligne, amélioré avec le PSS (1/2)

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Noeud	Tension	Pays	Calculs de CCT avec déclenchement de ligne				Calculs de CCT avec déclenchement de ligne et avec PSS			
Nom	kV	Nom	Ligne déclenchée	min	max	Machines perdant le synchronisme	Ligne déclenchée	min	max	achines perdant le synchronis
OUAGAE08	90	BU	PATDOI08-OUAGAE08-1	226	230	MANASEMA	PATDOI08-OUAGAE08-1	227	231	MANASEMA
1010AKOS	161	GH	1010AKOS-1190KPON-1	226	230	MANAN11A/12A/13A/14A/15A	1010AKOS-1190KPON-1	239	243	BUSHR2G2/3/4/5/6/7
1040TEMA	161	GH	1020VOLT-1040TEMA-1	341	344	BUSHR2G2/3/4/5/6/7	1020VOLT-1040TEMA-1	332	336	BUSHR2G2/3/4/5/6/7
1190KPON	161	GH	1010AKOS-1190KPON-1	405	409	KPONGHG1/2/3/4	1010AKOS-1190KPON-1	403	406	KPONGHG1/2/3/4
1320ABOA	161	GH	1090TARK-1320ABOA-1	276	279	ROSSBE1G/2G	1090TARK-1320ABOA-1	325	328	ROSSBE1/2G
1600OPB-	161	GH	1600OPB-1750BONY-1	500			1600OPB-1750BONY-1	500		
1470TT1P	161	GH	1021SME2-1470TT1P-2	344	348	MANAN11A/12A/13A/14A/15A	1021SME2-1470TT1P-2	364	367	BUSHR2G2/3/4/5/6/7
1700ASOG	161	GH	1700ASOG-1021SME2-1	310	314	MANAN11A/12A/13A/14A/15A	1700ASOG-1021SME2-1	328	332	BUSHR2G2/3/4/5/6/7
ABOA_330	330	GH	1029VOLT-ABOA330-1	291	295	BUSHR2G2/3/4/5/6/7	1029VOLT-ABOA330-1	360	364	ABOA3CC1
1500BUI	161	GH	1500BUI-1590KIN	211	215	BUI___G1/2	1500BUI-1590KIN	212	215	BUI___G1/2
1750BONY	161	GH	1750BONY-1800ELUB-1	405	409	DOMIT1G1/2	1750BONY-1800ELUB-1	406	410	DOMIT1G1/2
3030COTO	161	TB	MA_GLE04_3030COTO_3	257	260	MA_GLE3G	MA_GLE04_3030COTO_3	254	258	MA_GLE3G
3010LOME	161	TB	1392AFT-3010LOME-1	500			1392AFT-3010LOME-1	500		
3060NANG	161	TB	3060NANG-3020MOME-1	276	279	3061NANG/2NANG	3060NANG-3020MOME-1	274	278	3061NANG/2NANG
3LOME161	161	TB	3010LOME-3LOME161-1	500			3010LOME-3LOME161-1	500		
3KARA161	161	TB	3ATAK161-3KARA161-1	500			3ATAK161-3KARA161-1	500		
PARAKO04	161	Benin	PARAKO04_3050ONIG_1	500			PARAKO04_3050ONIG_1	500		
MANGO_04	161	TB	MANGO_04_DAPAON04_1	500			MANGO_04_DAPAON04_1	500		
MA_GLE04	161	TB	3040SAKA_MA_GLE04_1	215	218	MA_GLE3G	3040SAKA_MA_GLE04_1	215	218	MA_GLE3G
KANDI_04	161	TB	GUENE_04_KANDI_04_1	500			GUENE_04_KANDI_04_1	500		
NATITI04	161	TB	3DJOU161_NATITI04_1	500			3DJOU161_NATITI04_1	500		
MARADI06	132	NR	GAZAOU06-MARADI06-1	500			GAZAOU06-MARADI06-1	500		
ZINDER06	132	NR	GAZAOU06-ZINDER06-1	455	459	ZINDCC1G	GAZAOU06-ZINDER06-1	457	461	ZINDCC1G
NIAM2_06	132	NR	NIAM2_06-NIAMRD06-1	409	413	GOUDELG1	NIAM2_06-NIAMRD06-1	406	410	GOUDELG1
DOSSO_06	132	NR	DOSSO_06-NIAM2C-1	500			DOSSO_06-NIAM2C-1	500		
SALKAD02	330	Benin	DOSSO_02-SALKAD02-1	500			DOSSO_02-SALKAD02-1	500		
DELTA_06	132	NI	no line connected	---	---	---	no line connected	---	---	---
DELTA_02	330	NI	BENINC02-DELTA_02-1	279	283	BUSHR2G2/3/4/5/6/7	BENINC02-DELTA_02-1	332	336	ROSSBE1G/2G
SAPELE02	330	NI	BENINC02-SAPELE02-1	104	108	BUSHR2G2/3/4/5/6/7	BENINC02-SAPELE02-1	126	130	ROSSBE1G/2G
OMOTOS02	330	NI	OMOTOS02-BENINC02-1	138	142	MANAN11A/12A/13A/14A/15A	OMOTOS02-BENINC02-1	161	165	ROSSBE1G/2G
GEREGU02	330	NI	AJAOKU02-GEREGU02-1	119	123	BUSHR2G2/3/4/5/6/7	AJAOKU02-GEREGU02-1	145	149	ROSSBE1G/2G
EYAEN_02	330	NI	BENINN02-EAYEN_02-1	85	89	ROSSBE1G/2G	BENINN02-EAYEN_02-1	106	110	ROSSBE1G/2G
IKOTAB06	132	NI	no line connected	---	---	---	no line connected	---	---	---
AFAM__02	330	NI	ALAOJI02-AFAM__02-1	112	115	ROSSBE1G/2G	ALAOJI02-AFAM__02-1	145	149	ROSSBE1G/2G
ALAOJI02	330	NI	OWERRI02-ALAOJI02-1	93	96	ROSSBE1G/2G	OWERRI02-ALAOJI02-1	118	122	MANAN11A/12A/13A/14A/15A
CALABA02	330	NI	IKOTEK02-CALABA02-1	154	157	ROSSBE1G/2G	IKOTEK02-CALABA02-1	157	161	CALABAGT1/2/3/4/5
KWALE_02	330	NI	KWALE_02-ONITSH02-1	215	218	KWALCC3	KWALE_02-ONITSH02-1	215	218	KWALCC3
EGBEMA02	330	NI	OWERRI02-EGBEMA02-1	115	119	ROSSBE1G/2G	OWERRI02-EGBEMA02-1	141	145	ROSSBE1G/2G
OMOKU_02	330	NI	EGBEMA02-OMOKU_02-1	169	173	BUSHR2G2/3/4/5/6/7	EGBEMA02-OMOKU_02-1	227	231	MANAN11A/12A/13A/14A/15A
IKOTAB02	330	NI	IKOTEK02-IKOTAB02-1	279	283	ROSSBE1G/2G	IKOTEK02-IKOTAB02-1	395	399	ROSSBE1G/2G
OMOKU_06	132	NI	no line connected	---	---	---	no line connected	---	---	---
GBARAN06	132	NI	no line connected	---	---	---	no line connected	---	---	---
EGBIN_06	132	NI	no line connected	---	---	---	no line connected	---	---	---
EGBIN_02	330	NI	ERUNKA02-EGBIN_02-1	104	108	ROSSBE1G/2G	ERUNKA02-EGBIN_02-1	126	130	ROSSBE1G/2G
IKEJAW02	330	NI	IKEJAW02-ERUNKA02-1	104	108	VICABO1G	IKEJAW02-ERUNKA02-1	122	126	MANAN11A/12A/13A/14A/15A
ERUNKA02	330	NI	ERUNKA02-EGBIN_02-1	100	104	MANAN11A/12A/13A/14A/15A	ERUNKA02-EGBIN_02-1	122	126	ROSSBE1G/2G
PAPALA02	330	NI	IKEJAW02-PAPALA02-1	135	138	MANAN11A/12A/13A/14A/15A	IKEJAW02-PAPALA02-1	161	165	ROSSBE1G/2G
JEBBAP02	330	NI	JEBBAP02-JEBBA_02-1	218	222	ROSSBE1G/2G	JEBBAP02-JEBBA_02-1	258	262	ROSSBE1G/2G
KAINJI02	330	NI	KAINJI02-JEBBA_02-1	279	283	MANAN11A/12A/13A/14A/15A	KAINJI02-JEBBA_02-1	286	289	ROSSBE1G/2G
SHIROR02	330	NI	JEBBA_02-SHIROR02-2	161	165	ROSSBE1G/2G	JEBBA_02-SHIROR02-2	223	227	ROSSBE1G/2G

Table 136 – Temps critique d'élimination pour le Scénario de base, avec et sans déclenchement de ligne, amélioré avec le PSS (2/2)

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Noeud	Tension	Pays	Calculs de CCT sans déclenchement de ligne			Calculs de CCT avec déclenchement de ligne			
Nom	kV	Nom	min	max	Machines perdant le synchronisme	Ligne déclenchée	min	max	Machines perdant le synchronisme
KAOLAC03	225	SE	215	219	ALBATR1G	BIRKEL03_SOMA__03_1	215	219	ALBATR1G
BELAIR08	90	SE	231	235	ALBATR1G	BELAIR08-HANN__08-1	231	235	ALBATR1G
CAPEBI08	90	SE	173	176	ALBATR1G	CAPEBI08-SOCOCI08-1	173	176	ALBATR1G
KOUNOU08	90	SE	208	212	ALBATR1G	CAPEBI08-KOUNOU08-1	208	212	ALBATR1G
SOCOCI08	90	SE	208	212	ALBATR1G	CAPEBI08-SOCOCI08-1	204	208	ALBATR1G
DAGANA03	225	SE	254	258	ALBATR1G	DAGANA03-SAKAL_03-1	0		ALBATR1G
TAMBAC03	225	SE	239	243	KOUDI_1G/2G	BIRKEL03_TAMBAC03_1	484	488	ALBATR1G
ZIGUIN03	225	SE	500			TANAF_03_ZIGUIN03_1	500		
BRIKAM03	225	GA	500			SOMA__03_BRIKAM03_1	500		
BISSAU03	225	GB	500			BISSAU03_MANSOA03_1	500		
DONKEA07	110	GU	239	243	BUSHRD1G	GRCHUT07-DONKEA07-1	204	208	BUSHRD1G
GARAFI07	110	GU	227	231	BUSHRD1G	LINSAN07-GARAFI07-1	227	231	BUSHRD1G
GRCHUT07	110	GU	176	180	BUSHRD1G	GRCHUT07-GARAFI07-1	184	188	BUSHRD1G
MATOTO07	110	GU	165	169	BUSHRD1G	GRCHUT07-MATOTO07-1	169	173	BUSHRD1G
FOMI__03	225	GU	500			KOROUS03-FOMI__03-1	500		
KALETA03	225	GU	500			KALETA03-LINSAN03-1	500		
SAMBAG03	225	GU	500			SAMBAN03-MALI__03-1	500		
DABOLA03	225	GU	500			DABOLA03-KOROUS03-1	500		
MANANT03	225	MA	192	196	ALBATR1G	MANANT03_TKITA_03_1		0	MANAN11A/12A/13A/14A/15A + FELOU_1G/2G/3G
SEGOU_05	150	MA	500			FANA__05_SEGOU_05_1	500		
SIRAKO05	150	MA	215	219	ALBATR1G	KALABA05_SIRAKO05_1	184	188	SELING1/2/3/4
LAFIA_05	150	MA	247	251	DARSAL8G	KODIAL05_LAFIA_05_1	309	313	ALBATR1G
SELING05	150	MA	340	344	SELING1/2/3/4	SIRAKO05_SELING05_1	500		
BALING05	150	MA	235	239	ALBATR1G	SIRAKO05_BALING05_1	235	239	ALBATR1G
KAYES_03	225	MA	184	188	ALBATR1G	KAYES_03-MANANT03-1	0		MANAN11A/12A/13A/14A/15A + SELING1/2/3/4 + DARSAL8G + VICABO1G
KOUTIA03	225	MA	500			SIKASS03_KOUTIA03_1	500		
SIKASS03	225	MA	500			SIKASS03_2060FERK_1	500		
KENIE_05	150	MA	379	383	ALBATR1G	SIRAKO05_KENIE_05_1	375	379	ALBATR1G
KENEMA03	225	SL	293	297	ALBATR1G	KENEMA03-BIKONG03-1	332	336	BUSHRD1G
BUMBUN04	161	SL	278	282	BUSHRD1G	BUMBUN04-FRTWON04-1	325	328	BUMBUNG1/2
FRTOWN04	161	SL	235	239	BLACKHG1/2/3	BUMBUN04-FRTWON04-1			
MONROV03	225	LI	212	215	BUSHRD1G	BUCHAN03-MONROV03-1	157	161	BUSHRD1G
BUCHAN03	225	LI	200	204	BUCHANG1	BUCHAN03-MONROV03-1	212	215	BUSHRD1G
2090BUYO	225	CI	215	219	BUSHRD1G	2090BUYO-2070SOUB-1	169	173	BUSHRD1G
2091BUYO	90	CI	500			2091BUYO-2410DALO-1	500		
2040KOSS	225	CI	247	251	BUSHRD1G	2040KOSS-2030TAAB-1	243	247	BUSHRD1G
2030TAAB	225	CI	161	165	BUSHRD1G	2030TAAB-2010ABOB-2	161	165	BUSHRD1G
2500AZIT	225	CI	130	134	BUSHRD1G	2500AZIT-2020VRID-1	122	126	BUSHRD1G
2020VRID	225	CI	130	134	BUSHRD1G	2500AZIT-2020VRID-1	126	130	BUSHRD1G
2170AYAM	90	CI	500			2170AYAM-2180AYAM-1	500		
2180AYAM	90	CI	500			2180AYAM-2190ABRO-1	500		
2021VRID	90	CI	145	149	BUSHRD1G	2240TREI-2021VRID-1	141	145	BUSHRD1G
20FAYE90	90	Benin	500			2081PEDR-20FAYE90-1	500		
2209RIVI	225	CI	153	157	BUSHRD1G	2209RIVI-2020VRID-1	153	157	BUSHRD1G
4KODE225	225	BU	500			SIKASS03_4KODE225_1	500		
4BAGR132	132	BU	239	243	4BAGRE16	4BAGR132-4ZANO132-1	410	414	4KOMPI16/26
4KOMP132	132	BU	321	325	4KOMPI16/26	4KOMP132-4ZANO132-1	500		
4KOSSO90	90	BU	332	336	4KOMPI16/26	OUAGAE08-KOSSOD08-1	332	336	4KOMPI16/26
4OUAG190	90	BU	325	328	4BAGRE16/26	4OUAG190-4_PC_090-1	321	325	4KOMPI16/26 + 4BAGRE16/26
4OUAG290	90	BU	321	325	4BAGRE16	4OUAG190-4OUAG290-1	305	309	4OUA23_5
4ZAGTO90	90	BU	317	321	4KOMPI16/26	4ZAGTO90-4OUAG290-1	293	297	4KOMPI16/26 + 4BAGRE16/26

Table 137 – Temps critique d'élimination pour le Scénario 2, avec et sans déclenchement de ligne (1/2)

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Noeud	Tension	Pays	Calculs de CCT sans déclenchement de ligne			Calculs de CCT avec déclenchement de ligne			
Nom	kV	Nom	min	max	Machines perdant le synchronism	Ligne déclenchée	min	max	Machines perdant le synchronisme
OUAGAE08	90	BU	500			PATDOI08-OUAGAE08-1	500		
1010AKOS	161	GH	102	106	ALAOJGT4	1010AKOS-1190KPON-1	102	106	AFAMGT15/16/17/18 + ALAOJGT4
1040TEMA	161	GH	130	134	GOMA_HG1	1020VOLT-1040TEMA-1	130	134	GOMA_HG1
1190KPON	161	GH	258	262	ALAOJGT4	1010AKOS-1190KPON-1	262	266	AFAMGT15/16/17/18 + ALAOJGT4
1320ABOA	161	GH	165	169	BUSHRD1G	1090TARK-1320ABOA-1	165	169	BUSHRD1G
1600OPB-	161	GH	500			1600OPB-1750BONY-1	500		
1470TT1P	161	GH	134	137	BUSHRD1G	1021SME2-1470TT1P-2	134	137	GOMA_HG1
1700ASOG	161	GH	126	130	BUSHRD1G	1700ASOG-1021SME2-1	126	130	BUSHRD1G
ABOA_330	330	GH	231	235	GOMA_HG1	1029VOLT-ABOA330-1	231	235	BUSHRD1G
1500BUI	161	GH	212	215	BUI___G1/2	1500BUI-1590KIN	204	208	BUI___G1/2
1750BONY	161	GH	356	360	DOMIT1G1/2	1750BONY-1800ELUB-1	278	282	BUSHRD1G
3030COTO	161	TB	243	247	CAI___1G/2G	MA_GLE04_3030COTO_3	243	247	CAI___1G/2G
3010LOME	161	TB	215	219	LOME__1G	1392AFT-3010LOME-1	212	215	LOME__1G
3060NANG	161	TB	274	278	3061NANG/2NANG	3060NANG-3020MOME-1	262	266	3061NANG/2NANG
3LOME161	161	TB	301	305	3NEWIPP	3010LOME-3LOME161-1	301	305	3NEWIPP
3KARA161	161	TB	500			3ATAK161-3KARA161-1	500		
PARAKO04	161	Benin	500			PARAKO04_3050ONIG_1	500		
MANGO_04	161	TB	500			MANGO_04_DAPAON04_1	500		
MA_GLE04	161	TB	200	204	CAI___1G/2G	3040SAKA_MA_GLE04_1	200	204	CAI___1G/2G
KANDI_04	161	TB	500			GUENE_04_KANDI_04_1	500		
NATITI04	161	TB	500			3DJOU161_NATITI04_1	500		
MARADI06	132	NR	500			GAZAOU06-MARADI06-1	500		
ZINDER06	132	NR	173	176	ZINDCC1G	GAZAOU06-ZINDER06-1	453	457	ZINDCC1G
NIAM2_06	132	NR	235	239	GOUDELG2/3/4	NIAM2_06-NIAMRD06-1	235	239	GOUDDELG2/3/4
DOSSO_06	132	NR	71	75	NIGERSOL	DOSSO_06-NIAM2C-1	114	118	GOUDELG2/3/4
SALKAD02	330	Benin	500			DOSSO_02-SALKAD02-1	500		
DELTA_06	132	NI	395	399	DELTAG03/4/5/6	no line connected	---	---	---
DELTA_02	330	NI	215	219	BUSHRD1G	BENINC02-DELTA_02-1	219	223	BUSHRD1G
SAPELE02	330	NI	83	87	ALBATR1G	BENINC02-SAPELE02-1	83	87	ALBATR1G
OMOTOS02	330	NI	114	118	GOMA_HG1	OMOTOS02-BENINC02-1	122	126	ALBATR1G
GEREGU02	330	NI	87	91	ALBATR1G	AJAOKU02-GEREGU02-1	87	91	ALBATR1G
EYAEN_02	330	NI	67	71	ALBATR1G	BENINN02-EAYEN_02-1	67	71	ALBATR1G
IKOTAB06	132	NI	500			no line connected	---	---	---
AFAM__02	330	NI	67	71	CALABAGT1/2/3/4/5	ALAOJI02-AFAM__02-1	71	75	CALABAGT1/2/3/4/5
ALAOJI02	330	NI	56	59	CALABAGT1/2/3/4/5	OWERRI02-ALAOJI02-1	56	59	CALABAGT1/2/3/4/5
CALABA02	330	NI	87	91	CALABAGT1/2/3/4/5	IKOTEK02-CALABA02-1	83	87	CALABAGT1/2/3/4/5
KWALE_02	330	NI	188	192	BUSHRD1G	KWALE_02-ONITSH02-1	188	192	AFAMGT13/14
EGBEMA02	330	NI	83	87	CALABAGT1/2/3/4/5	OWERRI02-EGBEMA02-1	83	87	CALABAGT1/2/3/4/5
OMOKU_02	330	NI	126	130	CALABAGT1/2/3/4/5	EGBEMA02-OMOKU_02-1	122	126	CALABAGT1/2/3/4/5
IKOTAB02	330	NI	145	149	CALABAGT1/2/3/4/5	IKOTEK02-IKOTAB02-1	145	149	CALABAGT1/2/3/4/5
OMOKU_06	132	NI	500			no line connected	---	---	---
GBARAN06	132	NI	500			no line connected	---	---	---
EGBIN_06	132	NI	219	223	EGBINGT7/8/9	no line connected	---	---	---
EGBIN_02	330	NI	91	95	ALBATR1G	ERUNKA02-EGBIN_02-1	87	91	ALBATR1G
IKEJAW02	330	NI	91	95	ALBATR1G	IKEJAW02-ERUNKA02-1	95	98	ALBATR1G
ERUNKA02	330	NI	91	95	ALBATR1G	ERUNKA02-EGBIN_02-1	91	95	ALBATR1G
PAPALA02	330	NI	118	122	ALBATR1G	IKEJAW02-PAPALA02-1	118	122	ALBATR1G
JEBBAP02	330	NI	165	169	BUSHRD1G	JEBBAP02-JEBBA_02-1	165	169	BUSHRD1G
KAINJI02	330	NI	212	215	NIGERSOL	KAINJI02-JEBBA_02-1	204	208	NIGERSOL
SHIROR02	330	NI	122	126	ALBATR1G	JEBBA_02-SHIROR02-2	126	130	ALBATR1G

Table 138 – Temps critique d'élimination pour le Scénario 2, avec et sans déclenchement de ligne (2/2)

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

				Cas de base creux de charge			Scenario 2 creux de charge		
Noeud	**Tension**	**Pays**		**Calculs de CCT avec déclenchement de ligne**			**Calculs de CCT avec déclenchement de ligne**		
Nom	**kV**	**Nom**	**ligne déclenchée**	**min**	**max**	**Machines perdant le synchronisme**	**min**	**max**	**Machines perdant le synchronisme**
KAOLAC03	225	SE	BIRKEL03_SOMA__03_1	201	205	FELOU1G/2/3G	217	221	GTI_113A
BELAIR08	90	SE	BELAIR08-HANN__08-1	260	264	BUSHR2G2/3/4	244	248	GTI_113A
CAPEBI08	90	SE	CAPEBI08-SOCOCI08-1	221	225	BUSHR2G2/3/4	194	198	KENIE_1/2/3G
KOUNOU08	90	SE	CAPEBI08-KOUNOU08-1	264	268	BUSHR2G2/3/4	225	229	KENIE_1/2/3G
SOCOCI08	90	SE	CAPEBI08-SOCOCI08-1	299	303	BUSHR2G2/3/4	264	268	GTI_113A
DAGANA03	225	SE	DAGANA03-SAKAL_03-1	237	240	ROSSBE1G	268	272	ROSSBE1/2G
TAMBAC03	225	SE	BIRKEL03_TAMBAC03_1	487	490	KOUDI_1G/2G	463	467	GTI_113A
ZIGUIN03	225	SE	TANAF_03_ZIGUIN03_1	500			500		
BRIKAM03	225	GA	SOMA__03_BRIKAM03_1	479	483	BUCHANG1	500		
BISSAU03	225	GB	BISSAU03_MANSOA03_1	500			500		
DONKEA07	110	GU	GRCHUT07-DONKEA07-1	381	385	TOMBO5G2/3	283	287	BUSHR2G2/3/4
GARAFI07	110	GU	LINSAN07-GARAFI07-1	405	408	GARAFIG1	330	334	BUSHR2G2/3/4
GRCHUT07	110	GU	GRCHUT07-GARAFI07-1	280	283	TOMBO3G4	237	240	GOMA_HG1/2
MATOTO07	110	GU	GRCHUT07-MATOTO07-1	240	244	TOMBO3G4	213	217	BUSHR2G3
FOMI__03	225	GU	KOROUS03-FOMI__03-1	500			500		
KALETA03	225	GU	KALETA03-LINSAN03-1	61	65	GOMA_HG1/2	500		
SAMBAG03	225	GU	SAMBAN03-MALI__03-1	500			500		
DABOLA03	225	GU	DABOLA03-KOROUS03-1	500			500		
MANANT03	225	MA	MANANT03_TKITA_03_1	287	291	MANAN15A	283	287	MANAN14/5A
SEGOU_05	150	MA	FANA__05_SEGOU_05_1	500			500		
SIRAKO05	150	MA	KALABA05_SIRAKO05_1	61	65	VICABO1G	135	139	BALBIDG1/2
LAFIA_05	150	MA	KODIAL05_LAFIA_05_1	287	291	VICABO1G	350	354	KENIE_1/2/3G
SELING05	150	MA	SIRAKO05_SELING05_1	500			500		
BALING05	150	MA	SIRAKO05_BALING05_1	209	213	VICABO1G	233	237	KENIE_1/2/3G
KAYES_03	225	MA	KAYES_03-MANANT03-1	354	358	FELOU1/2/3G		0	
KOUTIA03	225	MA	SIKASS03_KOUTIA03_1	500			500		
SIKASS03	225	MA	SIKASS03_2060FERK_1	500			500		
KENIE_05	150	MA	SIRAKO05_KENIE_05_1	291	295	VICABO1G	287	291	SELING1/2/3/4
KENEMA03	225	SL	KENEMA03-BIKONG03-1	315	319	BUSHR2G2/3/4	346	350	BUSHR2G3
BUMBUN04	161	SL	BUMBUN04-FRTWON04-1	299	303	BUMBU1G1	334	338	BUMBU1G1
FRTOWN04	161	SL	BUMBUN04-FRTWON04-1	500			500		
MONROV03	225	LI	BUCHAN03-MONROV03-1	198	201	BUSHR2G2/3/4	186	190	BUSHR2G3
BUCHAN03	225	LI	BUCHAN03-MONROV03-1	201	205	BUCHANG1	233	237	BUCHANG1
2090BUYO	225	CI	2090BUYO-2070SOUB-1	237	240	2093BUYO	186	190	2093BUYO
2091BUYO	90	CI	2091BUYO-2410DALO-1	500			500		
2040KOSS	225	CI	2040KOSS-2030TAAB-1	459	463	2043KOSS	291	295	BUSHR2G3
2030TAAB	225	CI	2030TAAB-2010ABOB-2	479	483	2093BUYO	190	194	BUSHR2G2/3/4
2500AZIT	225	CI	2500AZIT-2020VRID-1	237	240	BUSHR2G2/3/4	139	143	BUSHR2G2/3/4
2020VRID	225	CI	2500AZIT-2020VRID-1	229	233	BUSHR2G2/3/4	143	147	GOMA_HG1/2
2170AYAM	90	CI	2170AYAM-2180AYAM-1	500			500		
2180AYAM	90	CI	2180AYAM-2190ABRO-1	500			500		
2021VRID	90	CI	2240TREI-2021VRID-1	209	213	20NTAG83	158	162	BUSHR2G2/3/4
20FAYE90	90	CI	2081PEDR-20FAYE90-1	500			500		
2209RIVI	225	CI	2209RIVI-2020VRID-1	240	244	BUSHR2G2/3/4	162	166	BUSHR2G3
4KODE225	225	BU	SIKASS03_4KODE225_1	500			500		
4BAGR132	132	BU	4BAGR132-4ZANO132-1	500			500		
4KOMP132	132	BU	4KOMP132-4ZANO132-1	500			500		
4KOSSO90	90	BU	OUAGAE08-KOSSOD08-1	330	334	MANASEMA	408	412	4OUA24/25_5
4OUAG190	90	BU	4OUAG190-4_PC_090-1	358	362	MANASEMA	397	401	4OUA24/25_5
4OUAG290	90	BU	4OUAG190-4OUAG290-1	373	377	MANASEMA	393	397	4OUA24/25_5
4ZAGTO90	90	BU	4ZAGTO90-4OUAG290-1	500			354	358	4OUA24/25_5

Table 139 - Temps critique d'élimination pour le Scénario de Base et le Scénario 2, pour une situation au creux de charge, avec déclenchement de ligne (1/2)

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

				Cas de base creux de charge			Scenario 2 creux de charge		
Noeud	**Tension**	**Pays**		**Calculs de CCT avec déclenchement de ligne**			**Calculs de CCT avec déclenchement de ligne**		
Nom	**kV**	**Nom**	**ligne déclenchée**	**min**	**max**	**Machines perdant le synchronisme**	**min**	**max**	**Machines perdant le synchronisme**
OUAGAE08	90	BU	PATDOI08-OUAGAE08-1	213	217	MANASEMA	500		
1010AKOS	161	GH	1010AKOS-1190KPON-1	280	283	TOMBO5G2	225	229	GOMA_HG1/2
1040TEMA	161	GH	1020VOLT-1040TEMA-1	303	307	BUSHR2G2/3/4	205	209	BUSHR2G3
1190KPON	161	GH	1010AKOS-1190KPON-1	500			471	475	BUSHR2G2/3/4
1320ABOA	161	GH	1090TARK-1320ABOA-1	291	295	ABOAT1ST	217	221	BUSHR2G3
1600OPB-	161	GH	1600OPB-1750BONY-1	500			455	459	DOMIT1G1/2
1470TT1P	161	GH	1021SME2-1470TT1P-2	311	315	BUSHR2G2/3/4	213	217	BUSHR2G2/3/4
1700ASOG	161	GH	1700ASOG-1021SME2-1	295	299	BUSHR2G2/3/4	205	209	BUSHR2G2/3/4
ABOA_330	330	GH	1029VOLT-ABOA330-1	276	280	BUSHR2G2/3/4	221	225	BUSHR2G3
1500BUI	161	GH	1500BUI-1590KIN	229	233	BUI___G1	233	237	BUI___G1
1750BONY	161	GH	1750BONY-1800ELUB-1	389	393	DOMIT1G1/2	256	260	DOMIT1G1/2
3030COTO	161	TB	MA_GLE04_3030COTO_3	287	291	MA_GLE1G	295	299	MA_GLE1G
3010LOME	161	TB	1392AFT-3010LOME-1	198	201	LOME__1G	213	217	LOME__1G
3060NANG	161	TB	3060NANG-3020MOME-1	500			500		
3LOME161	161	TB	3010LOME-3LOME161-1	303	307	3NEWIPP	307	311	3NEWIPP
3KARA161	161	TB	3ATAK161-3KARA161-1	500			500		
PARAKO04	161	TB	PARAKO04_3050ONIG_1	500			500		
MANGO_04	161	TB	MANGO_04_DAPAON04_1	500			500		
MA_GLE04	161	TB	3040SAKA_MA_GLE04_1	248	252	MA_GLE1G	252	256	MA_GLE1G
KANDI_04	161	TB	GUENE_04_KANDI_04_1	500			500		
NATITI04	161	TB	3DJOU161_NATITI04_1	500			500		
MARADI06	132	NR	GAZAOU06-MARADI06-1	500			500		
ZINDER06	132	NR	GAZAOU06-ZINDER06-1	444	448	ZINDCC1G	467	471	ZINDCC1G
NIAM2_06	132	NR	NIAM2_06-NIAMRD06-1	385	389	GOUDELG1	221	225	GOUDELG1/2/3
DOSSO_06	132	NR	DOSSO_06-NIAM2C-1	500			500		
SALKAD02	330	NR	DOSSO_02-SALKAD02-1	500			500		
DELTA_06	132	NI	no line connected	---	---	---			
DELTA_02	330	NI	BENINC02-DELTA_02-1	268	272	BUSHR2G2/3/4	295	299	KENIE_1/2/3G
SAPELE02	330	NI	BENINC02-SAPELE02-1	104	108	BUSHR2G2/3/4	100	104	SELING01/2/3/4+KENIE_1/2/3G
OMOTOS02	330	NI	OMOTOS02-BENINC02-1	127	131	BUSHR2G2/3/4	123	127	KENIE_1/2/3G
GEREGU02	330	NI	AJAOKU02-GEREGU02-1	131	135	BUSHR2G2/3/4	166	170	VICABO1G
EYAEN_02	330	NI	BENINN02-EAYEN_02-1	92	96	BUSHR2G2/3/4	104	108	VICABO1G
IKOTAB06	132	NI	no line connected	---	---	---			
AFAM__02	330	NI	ALAOJI02-AFAM__02-1	123	127	BUSHR2G2/3/4	119	123	KENIE_1/2/3G
ALAOJI02	330	NI	OWERRI02-ALAOJI02-1	104	108	BUSHR2G2/3/4	100	104	KENIE_1/2/3G
CALABA02	330	NI	IKOTEK02-CALABA02-1	166	170	CALABGT3/4/5	174	178	KENIE_1/2/3G
KWALE_02	330	NI	KWALE_02-ONITSH02-1	190	194	BUSHR2G2/3/4	213	217	KENIE_1/2/3G
EGBEMA02	330	NI	OWERRI02-EGBEMA02-1	123	127	BUSHR2G2/3/4	115	119	KENIE_1/2/3G
OMOKU_02	330	NI	EGBEMA02-OMOKU_02-1	174	178	BUSHR2G2/3/4	166	170	KENIE_1/2/3G
IKOTAB02	330	NI	IKOTEK02-IKOTAB02-1	174	178	IBOMGT03	182	186	IBOMGT03
OMOKU_06	132	NI	no line connected	---	---	---			
GBARAN06	132	NI	no line connected	---	---	---			
EGBIN_06	132	NI	no line connected	---	---	---			
EGBIN_02	330	NI	ERUNKA02-EGBIN_02-1	104	108	BUSHR2G2/3/4	104	108	MANAN14/5A+FELOU1/2_G+KENIE_1/2/3G
IKEJAW02	330	NI	IKEJAW02-ERUNKA02-1	104	108	BUSHR2G2/3/4	100	104	KENIE_1/2/3G
ERUNKA02	330	NI	ERUNKA02-EGBIN_02-1	104	108	BUSHR2G2/3/4	100	104	KENIE_1/2/3G
PAPALA02	330	NI	IKEJAW02-PAPALA02-1	135	139	BUSHR2G2/3/4	127	131	KENIE_1/2/3G
JEBBAP02	330	NI	JEBBAP02-JEBBA_02-1	213	217	BUSHR2G2/3/4	229	233	KENIE_1/2/3G
KAINJI02	330	NI	KAINJI02-JEBBA_02-1	323	326	KAING12	303	307	KAING12
SHIROR02	330	NI	JEBBA_02-SHIROR02-2	170	174	BUSHR2G2/3/4	162	166	KENIE_1/2/3G

Table 140 - Temps critique d'élimination pour le Scénario de Base et le Scénario 2, pour une situation au creux de charge, avec déclenchement de ligne (2/2)

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

6. ANNEXE: NOTE POUR L'HARMONISATION DU SYSTÈME DE CHARGE PAR RELAIS DE SOUS-FREQUENCE AU GHANA, EN COTE D'IVOIRE, AU BURKINA FASO, AU TOGO ET AU BENIN

6.1. Introduction

Le déséquilibre élevé dans le domaine de puissance/fréquence active peut être corrigé par un délestage automatique de charge approprié. Le Délestage de Charge par Relais de Sous-Fréquence (UFLS) des différents systèmes électriques qui sont interconnectés de manière synchrone, doit être cohérent. Cette coordination est requise afin de maximiser la possibilité, d'éviter un écroulement complet ou partiel de fréquence dans le système et de partager équitablement le délestage de charge entre tous les systèmes qui créent ensemble le système interconnecté. Un plan coordonné de délestage de charge peut limiter la charge délestée dans chaque système en appliquant le principe de « solidarité » : la charge est délestée non seulement dans le secteur où le déséquilibre se produit mais également dans les systèmes interconnectés.

L'objectif de ce rapport est de réviser et d'analyser les systèmes UFLS existant du système interconnecté de l'EEEAO et de présenter quelques directives pour les harmoniser. Avant cette analyse, les pratiques internationales et spécialement les règles de l'ENTSOE sont présentées.

6.2. Pratique Internationale pour systèmes UFLS

6.2.1. Directives Générales

En ce qui concerne la définition du système de Délestage de Charge par Relais de Sous-fréquence (UFLS), les règles principales suivantes sont recommandées internationalement :

- La plage de fréquence du délestage de charge résulte de la politique de contrôle de puissance-fréquence du réseau. Elle doit être définie entre la plage de fréquence gardée pour le réglage primaire de fréquence et le seuil de fréquence pour déconnecter les unités de génération.
- Les seuils de délestage doivent être uniformément distribués dans une plage de fréquence commune pour le système électrique tout entier. Si ce critère n'est pas rempli, la zone avec le seuil de fréquence le plus élevé sera pénalisé par un délestage plus fréquent et cette zone pourrait être la seule zone concernée par le délestage de charge dans la plupart des situations.
- Plus le nombre de paliers de fréquence est élevé, plus l'auto-ajustement du plan de délestage de charge (capacité d'attraper la plupart des situations avec le délestage de charge le plus petit possible) sera meilleur.
- Le montant global de délestage de charge est limité à cause des problèmes de surtension surgissant pendant et après le recouvrementde fréquence.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

En ce qui concerne l'exécution du système de délestage de charge par relais de sous-fréquence, les orientations générales suivantes devraient être suivies : :

- La charge délestée doit être équitablement distribuée géographiquement. Cela permet de limiter les flux de puissance résultants du délestage de charge et faire face à l'écroulement de fréquence dans les îlots qui pourraient apparaître.
- Le programme de délestage de charge devrait suivre l'évolution globale réelle de charge à temps afin de maintenir le pourcentage de la charge délestée. La charge effective correspondant aux relais de sous-fréquence doit être régulièrement vérifiée (principalement si la quantité totale de délestage de charge est assez limitée).
- Les délais des relais de fréquence doivent être limités (aucun retard additionnel n'est recommandé), mais un retard inévitable existe pour assurer des mesures « stables » de fréquence. Le délai global typique est entre 100 ms et 200 ms. Utiliser de plus longs délais n'est pas recommandable parce que l'auto-ajustement du système peut être perdu.
- Une marge de fréquence est conservée entre le seuil inférieur de fréquence de l'UFLS et le seuil de fréquence de la protection de sous-fréquence des unités de génération (de préférence une valeur uniforme simple pour toutes les unités).

6.2.2. Pratiques ENTSOE

L'ENTSOE (Organisation Européenne de TSO fusionnant l'ancien UCTE, Nordel, ETSO,…) est généralement considérée comme une référence mondiale en termes de système interconnectés et d'harmonisation des règles et recommandations. Cette organisation TSO Européenne a passé en revue récemment les règles de base à suivre par chaque membre en termes de Délestage de Charge par Relais de Sous-Fréquence. Ces règles sont résumées ci-dessous.

UFLS de la plage de solidarité ENTSOE

Le délestage automatique de charge de la consommation dû à la grosse chut de fréquence pour la plage de solidarité UCTE est conçu comme suit :

- Début de la plage de solidarité à 49.2 Hz,
- Fin de la plage de solidarité à 48.5 Hz avec la somme de la consommation de délestage atteignant un minimum de 25% de la consommation totale initiale avant le délestage de charge.
- Le déclenchement du délestage de charge est :
- À 49 Hz au moins 5% de la consommation totale
- À 48,8 Hz au moins 10% - avec un maximum de 20% - de la consommation totale
- À 48,6 Hz au moins 15% de la consommation totale

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

25% de la charge totale devrait être actionné sous des relais de délestage de charge dans la plage de 48.6 à 49.2 Hz, avec une imprécision de 100 mHz pour d'anciens relais.

Des relais de délestage de charge (type moderne) devraient être déclenchés dans la plage de 48.6 à 49.2 Hz en paliers plus petits ou égaux à 200 mHz (type de vieux relais : de plus grands paliers de fréquence sont acceptables avec une imprécision de 100 mHz)

Dans chaque palier pas plus de 10% de la charge devrait être déconnecté, excepté les régions radiales ou toute autre évaluation locale/régionale des risques.

Paliers individuels de délestage de charge

25% additionnel ou plus de la charge totale pourrait être actionné sous des relais de délestage de charge dans la plage de 48.6 Hz à 48.0 Hz (solution régionale/individuelle) et même jusqu'à 47.5 Hz basé sur l'appréciation individuelle des TSOs.

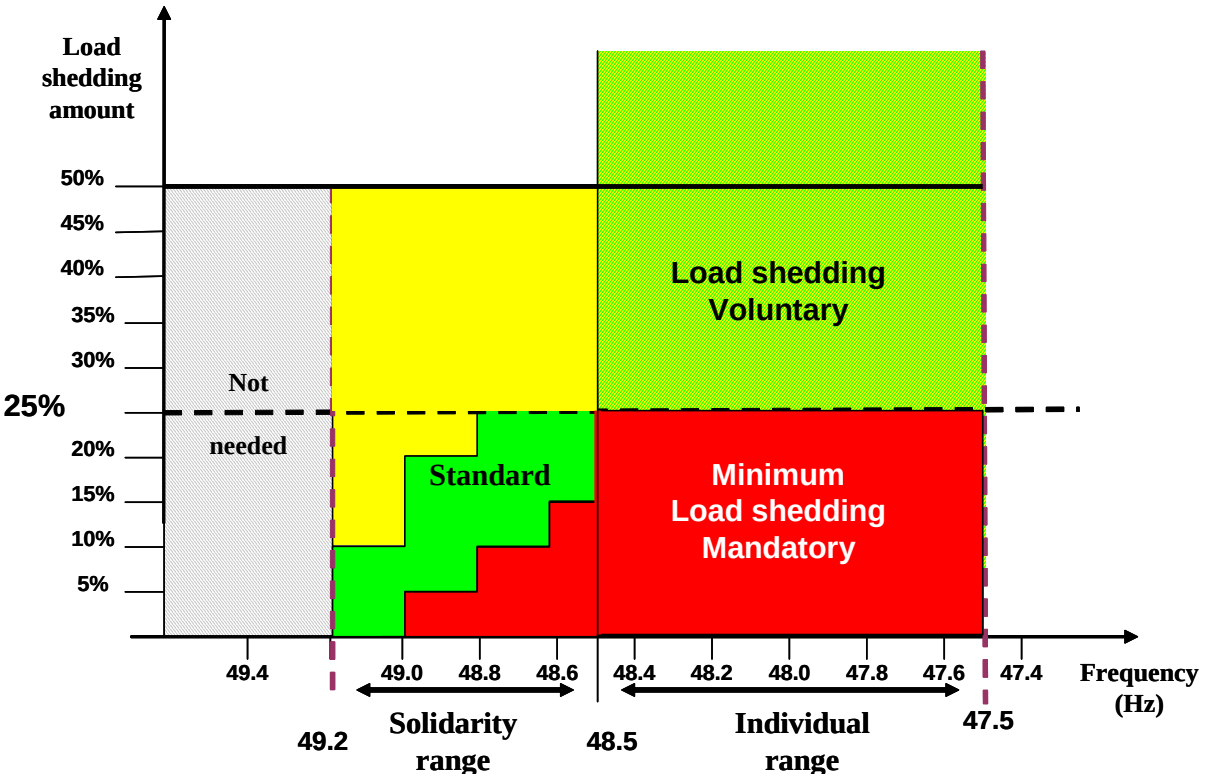
Distribution géographique de délestage de charge

Le délestage de charge devrait être mis en application de manière régionale également distribuée.

Délai des relais

Le temps de réaction devrait être réalisé aussi court que possible en considération la constante de temps requise respectivement délai de l'élément de mesure. Le temps opérationnel des relais ne devrait pas être plus long que 200 ms (sans temps pour l'ouverture des disjoncteurs).

Le système USFLS recommandé peut être résumé par le graphe suivant.



This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Un grand nombre de services internationaux suivent ces directives européennes pour définir leur délestage de charge par relais de sous-fréquence.

6.3. Analyse de l'UFLS Existants au Ghana

Les données collectées sont les suivantes (données de 2010) : Les pourcentages mentionnés se référent à des situations à la pointe de charge.

	Seuil (Hz)	Seuil df/dt	Délai	Charge (%)
1	49,5	-0,35	150 ms	9,5
2	49,5	-0,6	150 ms	9,5
4	49		150 ms	9,8
5	48,5		150 ms	7,9
6	48,3		150 ms	10
TOT				**46,7**

Cette analyse des UFLS existants au Ghana est divisée en deux parties : les caractéristiques qui respectent les pratiques internationales et celles qui ne respectent pas ces pratiques.

6.3.1. Les caractéristiques qui respectent les pratiques internationales

Les système UFLS globale existant du Ghana suit les recommandations internationales pour les aspects suivants:

- Quantité similaire de charge par seuil avec un maximum de 10% par seuil ;
- Délai identique et temps inférieur (<200 ms) pour tous les seuils UFLS ;
- Premier seuil acceptable de fréquence de 49 Hz.

6.3.2. Les caractéristiques qui ne respectent pas les pratiques internationales

Les caractéristiques suivantes d'UFLS du Ghana ne suivent pas les recommandations internationales :

- Peu de sous-stations sont équipées de relais UFLS (non distribués géographiquement), parfois seulement une ou deux sous-stations. Les relais d'UFLS devraient être uniformément distribués géographiquement dans le système électrique du Ghana comme chaque sous-zone inclut le seuil global de délestage de charge qui est presque proportionnel à la taille de la sous-zone.
- Nombre insuffisant de seuils UFLS (seulement 3 seuils de fréquence). Un minimum de 5 seuils est recommandé (par exemple en ajoutant deux seuils à 48.8 Hz et à 48.1 Hz).

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

- L'utilisation des critères de df/dt pour l'activation UFLS n'est pas habituelle et est discutable pour le système du Ghana Comme il a été démontré par les simulations, elle provoque parfois le délestage de charge dans les situations pour lesquelles ce n'est pas nécessaire. Ces critères sont généralement employés quand les incidents qui se produisent, provoquent un déficit énorme de puissance et forcent une diminution rapide de la fréquence. En raison de la taille du système interconnecté et des caractéristiques du Ghana (taille d'unité, aucune importation massive), ils ne devraient pas être requis. De plus, de tels critères sont plus sensibles que le seuil de fréquence classique et ils devraient être révisés et vérifiés régulièrement.
- Si les seuils df/dt sont maintenus, ils devraient être couplés avec un seuil de fréquence classique (logique OU) pour assurer un montant total de charge délestée suffisant en cas de chute de fréquence avec un taux de diminution moindre que les seuils df/dt (par exemple, une perte multiple de génération avec quelques secondes entre chaque perte).

6.4. Analyse de l'UFLS Existants au Burkina Faso

Les données suivantes viennent du rapport « Étude du couplage des réseaux CIE-SONABEL à la mise en service de la ligne Bobo-Ouaga » (novembre 2009).

	Seuil (Hz)	Délai	Charge (%)
1	49,0	500 ms	3,5
2	48,87	500 ms	8
3	48,87	700 ms	16
4	48,87	1.5 sec	10
5	48,87	2 sec	12,5
TOT			**50**

Les UFLS existants devraient être complètement révisés et pas du tout selon des pratiques internationales. Ses inconvénients principaux sont :

- Seulement deux seuils de fréquence dans une plage très étroite 49Hz - 48.87 Hz ;
- les UFLS ayant les mêmes seuils de fréquence avec différents délais pourraient provoquer un sur-délestage car un peu de temps est nécessaire pour recouvrer la fréquence après un délestage de charge ;
- de grands délais (> ; 500ms) pourraient provoquer un écroulement de fréquence du système particulièrement pour un pays comme le Burkina Faso qui pourrait importer une grande partie de sa consommation.
- Bien que ce soit le seul pays sans critères df/dt, de tels critères de df/dt pourraient être justifiés pour que le système électrique du Burkina Faso pour faire face à la perte soudaine d'interconnexion en cas d'importation massive.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

6.5. Analyse de l'UFLS Existants en Côte d'Ivoire

Les données proviennent du rapport "Rapport de collecte de données du réseau ivoirien" de juillet 2006.

	Seuil (Hz)	Seuil df/dt	Délai	Charge (%)
1	49,5	-0,4	100 ms	5,5
2	49,5	-0,6	30 ms	5,5
3	49,5	-1,0	10 ms	5,5
4	48,5		1 sec	5,5
5	48,1		300 ms	5,5
6	47,7		0 ms	22
TOT				**47,5**

Les inconvénients principaux du système UFLS de Côte d'Ivoire sont :

- Pas assez de seuils de fréquence. Un minimum de 5 seuils est recommandé ;
- Une mauvaise place de délestage de fréquence, le premier seuil de fréquence devrait être harmonisé avec les pays voisins (49 Hz) pour une contribution équitable de tous les pays et le dernier seuil de 47.7 Hz est trop bas et probablement trop près des seuils de sous-fréquence des unités de génération.
- La quantité de charge délestée n'est pas bien distribuée parmi les seuils ; le dernier seuil correspond à 22% ;
- Tous les délais devraient être en dessous de 200 ms ;
- Similairement au système du Ghana, il faut vérifier que les critères df/dt sont requis et correctement réglés.
- Si les seuils df/dt sont maintenus, ils devraient être couplés avec un seuil de fréquence classique (logique OU) pour assurer un montant total de charge délestée suffisant en cas de chute de fréquence avec un taux de diminution moindre que les seuils df/dt (par exemple, une perte multiple de génération avec quelques secondes entre chaque perte).

6.6. Analyse de l'UFLS existant au Togo/Bénin

Aucune information n'a été transmise par GRIDCo au sujet de l'UFLS existant au Togo/Bénin.

6.7. Recommendations

Les systèmes UFLS des pays de l'EEEOA devraient être en ligne avec les pratiques recommandées au niveau international. Les lignes de conduite suivantes sont proposes pour mettre à jour le système UFLS du réseau interconnecté de l'EEEOA.

- Collecter les réglages UFLS appliqués actuellement dans chaque pays avec les seuils de fréquence, leur délai d'activation et la quantité de charge délestée correspondante en MW pour différentes situations de réseau (pointe et creux de charge). Cette information devrait être centralisée et mise à jour régulièrement.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

- Collecter les réglages des protections de sous-vitesses des unités de génération pour vérifier qu'il y a un marge suffisante entre le dernier seuil UFLS et la première protection de sous-vitesse (au moins 200 mHz).
- Exécuter des études dédicacées dans le but de quantifier :
  - Le montant total de charge qui pourrait être délesté sans faire face à des problèmes de surtension inacceptables. Comme le réseau de l'EEEAO est assez faible et peu maillé, ce pourcentage maximum de délestage de charge devrait être inférieur au seuil maximum classique utilisé dans les pays européens (entre 40% et 50%). Il doit être noté que quelques contre-mesures pourraient être installées pour limiter les surtensions (comme la déconnexion automatique du banc de condensateur ou la connexion automatique du banc de réactance quand le dernier UFLS est activé).
  - Pour réviser les paramètres et même le besoin de seuils basés sur la dérivé de fréquence (voir les remarques de la section précédente).
- Harmoniser l'UFLS de chaque pays afin d'obtenir une contribution juste et similaire pour tous les Etats membres pour le délestage de charge en cas de chute de fréquence. Les directives pour cette harmonisation sont :
  - Aucune harmonisation des critères df/dt n'est exigée. Ces critères devraient être additionnels par rapport aux seuils classiques de fréquence (avec OU logique) afin de faire face à un incident possible provoquant un manque énorme de génération (comme la perte de l'interconnexion du Burkina Faso) ;
  - Tous les délais devraient être en-dessous de 200 ms ;
  - Seuils identiques de fréquence et au moins 5 seuils ;
  - Quantité similaire de délestage de charge exprimée en pourcentage de la consommation totale de chaque pays avec un maximum de 10% par seuil ;

Des relais d'UFLS doivent être équitablement distribués géographiquement et installés dans un nombre suffisant de sous-stations.

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Tractebel Engineering, l'une des premières sociétés de conseil en ingénierie à l'échelle européenne, fait partie de GDF SUEZ, un groupe industriel qui dispose d'une solidité financière pour relever les défis du futur. Avec près de 3 900 collaborateurs présents dans 20 pays, nous offrons des solutions d'ingénierie à nos clients actifs dans les domaines de l'électricité, du nucléaire, du gaz, de l'industrie et des infrastructures et ce tout au long du cycle de vie des projets. Nos compétences s'expriment au travers d'un large éventail de services d'ingénierie : Consultance, Conception et Assistance à Maîtrise d'Ouvrage. Nos clients sont des entreprises privées et publiques ainsi que des institutions nationales et internationales.

TRACTEBEL ENGINEERING S.A.
Avenue Ariane 7
1200 Bruxelles - BELGIQUE
www.tractebel-engineering-gdfsuez.com

Yves BOUFFIOULX
tel. +32 2 773 83 79
fax +32 2 773 88 90
yves.bouffioulx@gdfsuez.com