



EASTERN AFRICA POWER POOL (EAPP)

EAPP PLAN DIRECTEUR 2014 NOTE DE SYNTHÈSE



Ea Energy Analyses

ENERGINET/DK
Energy Consultancy A/S

December 2014

Publiée par:

EAPP, Eastern Africa Power Pool
Kirkos sub city, House No.513
P.O Box 100644
Addis Ababa, Ethiopie

Ea Energy Analyses
Frederiksholms Kanal 4, 3. th.
1220 Copenhague K, Danemark

Energinet.dk
Tonne Kjærsvvej 65
7000 Fredericia, Danemark

Contenu

Préface.....	3
Introduction.....	4
Demande d'électricité	5
Génération	6
Transmission.....	7
Discussion.....	12
Étapes ultérieures	15
Méthodes utilisées	16

Préface

Le présent rapport est une note de synthèse du second Plan Directeur publié par l'EAPP, l'Eastern Africa Power Pool. Le premier Plan Directeur, publié en 2011, a été mis à jour et étendu et comprend également la Libye, la République Démocratique du Congo en sa totalité et le Soudan du Sud.

La mise à jour fait partie d'un *Projet de jumelage* (Juin 2013 à Décembre 2014), période dans laquelle l'EAPP Secrétariat Général, les entreprises publiques et les conseillers ont coopéré pour la mise à jour du Plan Directeur. Un dialogue intense avec les entreprises publiques et les ministères faisait part de ce procès. Le sous-comité technique de l'EAPP (TSC-P) avait joué un rôle actif dans l'élaboration du Plan Directeur.

Le Plan Directeur de l'EAPP 2014 comporte les documents suivants:

- Note de synthèse (le présent document)
- Volume I: Rapport principal
- Volume II: Rapport des données
- Volume III: Rapport des résultats

Les documents suivants complètent les trois volumes principaux du Plan Directeur de l'EAPP 2014:

- Projet Africain de la transmission régionale: status memo
- Analyse de l'écart dans le planning
- Analyse de l'environnement
- Analyse des risques
- Analyse des réseaux

Lebbi Changullah, EAPP, Secrétaire Général

Peter Jørgensen, Energinet.dk

Mikael Togeby, Ea Energy analyses

Introduction

Le but du Plan Directeur est d'analyser les bénéfices de la coopération régionale et de recommander un assemblage de nouvelles lignes transfrontalières. L'analyse est basée sur une étude de modèle de planification à coût minimum en utilisant le modèle Balmorel¹, tout en prenant en compte la croissance de la demande de l'électricité et d'un grand nombre d'approvisionnements alternatifs. Dans le Plan Directeur, il est recommandé d'établir six nouvelles lignes de transmission avec une capacité totale de 3.400 MW, à mettre en place, d'ici 2020.

Le présent Plan Directeur 2014 comporte une mise à jour du Plan Directeur 2011 en ce qui concerne l'expansion du système de l'électricité Est Africain. Dans le Plan Directeur 2011 étaient inclus le Burundi, le Djibouti, l'Est de la DRC, l'Égypte, l'Éthiopie, le Kenya, le Rwanda, le Soudan, la Tanzanie et l'Ouganda. Le Plan Directeur 2014 a été élargi et s'étend à la Libye, à la totalité de la DRC et au Sud du Soudan. En total, 12 pays² seront dorénavant inclus, comme illustré sur la figure 1.

Les recommandations dans le Plan Directeur 2014 sont basées sur une analyse d'investissements régionaux de génération et de transmission à coût minimum. Un scénario principal du Plan Directeur 2014 et 20 scénarios alternatifs ont été utilisés pour l'analyse du développement potentiel du système d'électricité. Les scénarios ont été utilisés pour analyser la sensibilité des résultats concernant les constantes principales.

Dans la note de synthèse, nous mettons l'accent sur le court terme. De ce fait, le présent rapport évoque le possible développement du système de l'électricité jusqu'en 2020 et jusqu'en 2025, tandis que les perspectives à long terme (vers l'an 2040), quant à elles, sont élaborées dans d'autres volumes du Plan Directeur (ex. Volume I: Rapport principal).

¹ Balmorel est un modèle économique et technique d'équilibre partiel open source, faisant des simulations du système et de la conduite réseau au coût minimum et, en même temps, optimise les investissements de la génération et de la conduite réseau. Faisant partie des projet de jumelage, tout le hardware et tout le logiciel du modèle nécessaires ont été fournis par le personnel de l'EAPP et ont été installés au siège social de l'EAPP à Addis Ababa, Éthiopie. Le personnel concerné à l'EAPP ainsi que les représentants des entreprises publiques des pays membres de l'EAPP ont reçu une formation dans l'usage du modèle Balmorel.

² L'analyse est limitée aux 12 pays, toutefois, l'information sur l'interconnecteur Égypte-Arabie Saoudite et sur l'exportation éventuelle de la Tanzanie vers la Zambie a également été inclu.

Demande de l'électricité

Le développement du système de l'électricité de l'EAPP est influé par une forte croissance de la demande de l'électricité estimée à doubler dans les prochaines dix années (voire tableau 1. Cette tendance représente une continuation du développement des dix années précédentes.³ Plusieurs pays focalisent sur le plan politique sur des ratios d'électrification augmentées qui, combinées avec une croissance économique vont engendrer une demande d'électricité accrue.

Les prognostics de la demande sont fournis par les organisations nationales. Les prognostics indiquent, dans la plupart des cas, une demande beaucoup plus élevée comparée avec celle du Plan Directeur 2011. Pour étudier les conséquences aux différents niveaux de demande, nous utilisons une variation de constantes de +/-10 %.

	2015		2020		2025	
	TWh	GW	TWh	GW	TWh	GW
BURUNDI	0.2	0.04	0.6	0.1	1.0	0.2
DJIBOUTI	0.8	0.1	0.9	0.2	1.0	0.2
DRC	18	3	31	5	41	7
ÉGYPTE	201	32	280	44	378	60
ÉTHIOPIE	15	3	35	6	53	9
KENYA	13	2	42	7	61	10
LIBYE	34	5	47	7	64	10
RWANDA	0.9	0.1	2.0	0.3	2.5	0.4
SOUDAN DU SUD	0.7	0.1	2.0	0.4	3.2	0.6
SOUDAN	15	3	24	4	32	6
TANZANIE	11	2	20	3	27	4
OUGANDA	5	1	8	1	12	2
Total	315	51	492	80	675	110

Tableau 1. Prognostics de la demande annuelle d'électricité (TWh) et demande maximale (GW).⁴

En utilisant la demande comme input, en même temps que les informations sur les éléments concernant la génération existante, décidée et projetée ainsi que sur les éléments du système de transmission, on arrive à trouver les investissements dans la génération au coût minimal.

³ Demande historique et la demande prévues jusqu'en 2040 sont décrites dans le Rapport principal.

⁴ Le facteur de charge (Demande annuelle /Demande maximum *8760) varie de pays à pays et il est supposé d'être constant dans la période observée. Le facteur de charge moyen est de 70% dans tous les 12 pays en moyenne.

Génération

La croissance dans la demande de l'électricité projetée exige des investissements importants dans une nouvelle génération. Il est prévu d'effectuer des investissements significatifs dans l'énergie renouvelable, sous forme d'énergie hydrothermique et géothermique, à réaliser entre 2015 et 2020. La capacité hydrothermique va presque doubler de 2015 à 2020, tandis que la capacité géothermique va tripler avant 2020. En surplus, des larges investissements dans la génération venant du combustible fossile vont également être entrepris, voire tableau 2.

Combustible	En 2015 (GW)	En 2020 – avant investissements basés sur le modèle (GW)	En 2020 basé sur investissements basés sur le modèle (GW)	En 2020 (GW)
Gaz naturel	33	33	31	64
Hydro	11	21	3	24
Charbon	0.1	3	2	5
Pétrole	6	5	0.3	5
Géothermique	0.7	2	0.2	3
Vent	2	4	-	4
Autres	0.5	0.5	-	0.5
En total	53	68	36	104

Tableau 2. Capacité de génération existante et nouvelle capacité, 2015-2020. Scénario principal.

Au tableau 3, nous montrons la capacité de génération estimée par pays en 2025, où le gaz naturel et le hydrothermique seront dominants. La capacité la plus importante en gaz naturel se trouve en Égypte et en Libye, tandis que l'Éthiopie et la DRC possèdent des capacités en énergie hydrothermique les plus larges.

MW	Gaz naturel	Hydro	Géothermale	Charbon	Pétrole	Vent	Solaire	Divers
BURUNDI	-	180	-	-	17	-	20	-
DJIBOUTI	-	-	50	24	122	-	-	-
DRC	3,284	6,891	-	1,046	18	-	-	-
ÉGYPTE	61,407	2,800	-	-	1,645	2,756	565	-
ÉTHIOPIE	-	15,475	75	-	78	324	-	614
KENYA	3,440	934	4,000	1,920	391	636	-	44
LIBYE	11,092	-	-	-	-	-	-	-
RWANDA	50	76	-	-	55	-	28	297
SOUDAN DU SUD	-	1,937	-	-	346	-	-	-
SOUDAN	-	2,665	-	2,121	1,525	20	10	100
TANZANIE	2,901	3,299	-	700	65	100	120	19
OUGANDA	-	2,226	250	-	150	-	20	107
Total	82,173	36,483	4,375	5,811	2,981	3,836	763	1,181

Tableau 3. Capacité totale en place en 2025. Divers, y inclus bois, coke, bagasse et méthane

Pays dominés par l'hydrothermique (sans d'importants interconnecteurs avec d'autres pays) peuvent avoir des difficultés d'approvisionnement d'électricité pendant les années sèches. Toutefois, les simulations suivant le modèle ont indiqué que, même dans les années les plus sèches, chaque demande a été satisfaite.⁵ En utilisant d'autres centrales électriques et la capacité de transmission par la conduite régionale optimale au prix minimum, il est possible de satisfaire la demande en sa totalité.

Transmission

Réalisation des projets de transmission décidée va assurer que tout pays membre de l'EAPP aura des capacités transfrontalières en échange d'électricité vers 2020. Les connections décidées avec les plus larges capacités seront les corridors Éthiopie – Kenya – Tanzanie avec des capacités respectives de 2.000 MW et 1.300 MW. Ce sera le début de la formation d'une base régionale fondamentale. Voir figure 1.

⁵ Basé sur données de l'influx de l'hydrothermique de 1972 à 2006. Les résultats pour l'année 2040 (suivant le modèle) montrent une demande non satisfaite, bien que le chiffre soit insignifiant.



Figure 1. interconnecteurs en présent et décidés (avant 2020) en Afrique de l'Est. Les chiffres indiquent la capacité en MW.

Le Plan Directeur 2014 propose une extension de la ligne fondamentale Éthiopie – Kenya – Tanzanie (estimée d'être terminée en 2018) avec deux nouveaux corridors (voire figure 2):

La partie centrale- Corridor nord, avec le flux allant vers le nord

- De l'Éthiopie par le Soudan à l'Égypte

La partie Ouest – Corridor Est, avec le flux allant vers l'Est

- De la DRC par l'Ouganda au Kenya, et
- De la DRC par le Rwanda à la Tanzanie

Une partie des lignes est proposée pour 2010, d'autres en 2025.



Figure 2. Nouvelles lignes proposées pour 2010. Les chiffres indiquent la capacité en MW.

Les résultats viennent du fait que les coûts marginaux de génération de l'électricité sont les plus élevés dans le Nord, dominé par l'électricité venant des combustibles fossiles (la Libye, l'Égypte et le Soudan), et du fait qu'ils sont les plus bas dans la région Centrale et dans l'Ouest (la DRC, l'Éthiopie, le Rwanda, le Burundi et l'Ouganda). La génération par moyens géothermiques et hydrothermiques est relativement bon marché, pourvu que il y ait des bonnes conditions sur le site et que l'expansion de ces technologies peut réduire l'utilisation des combustibles pour la génération d'électricité.

Les capacités des projets de transmission proposées dans le court terme, c-à-d. vers 2020, sont présentées dans le tableau 4.

	Capacité (MW)	Type	Longueur (km)	Coûts (Mio. USD)
Soudan – Éthiopie	1,600	AC, 500 kV	550	373
Égypte – Soudan	500	AC, 500 kV	775	233
Rwanda – Tanzanie	200	AC, 220 kV	115	30
Ouganda – Soudan du Sud	600	AC, 400 kV	200	77
Libye – Égypte	200	AC, 220 kV	163	38
Kenya - Ouganda	300	AC, 400/220 kV	254	44
En total en 2020	3,400		2,057	795

Tableau 4: Projets de transmission proposés et leur capacités en 2020. Les capacités sont arrondies à 100 MW pour la simplicité. Les coûts sont exprimés en millions de USD 2013, valeurs réels.

La capacité dans le corridor Nord (Éthiopie – Soudan – Égypte) est moindre que proposée dans le Plan Directeur 2011. Ceci dépend de la projection de l’augmentation de la demande d’électricité beaucoup plus élevée en Éthiopie, au Kenya et dans d’autres pays. La demande augmentée a pour effet qu’une plus large partie de l’électricité au prix bas sera utilisée pour satisfaire la demande nationale.

En regardant 2025, trois nouvelles lignes de transmission additionnelles sont proposées et les lignes proposées pour 2020 vont recevoir une capacité supplémentaire. La demande augmentée et les nouvelles centrales électriques hydrothermiques justifient cette capacité supplémentaire. Voir tableau 5 et figure 5.

	Capacité (MW)	Type	Longueur (km)	Coût (Mio. USD)
Soudan – Éthiopie *	1,600	AC, 500 kV	550	373
Égypte – Soudan	1,000	AC, 500 kV	775	466
Rwanda – Tanzanie	1,000	AC, 220 kV	115	149
Ouganda –Soudan du Sud *	600	AC, 400 kV	200	77
Libye – Égypte *	200	AC, 220 kV	163	38
Kenya – Ouganda	600	AC, 400/220 kV	254	100
Rwanda – DRC	300	AC, 220 kV	46	99
DRC – Ouganda	500	AC, 220 kV	352	115
Soudan –Soudan du Sud	300	AC, 220 kV	400	163
En total en 2025	6,100		2,855	1,580

Table 5: Projets de transmission proposés et leur capacités en 2025. Les capacités incluent la proposition pour 2020 et pour 2025. Pour le rendre plus simple, les capacités sont arrondies à 100 MW. Les coûts sont exprimés en millions de USD 2013, valeurs réels.

* Ces lignes ont la même capacité comme dans le tableau 4 (2020).

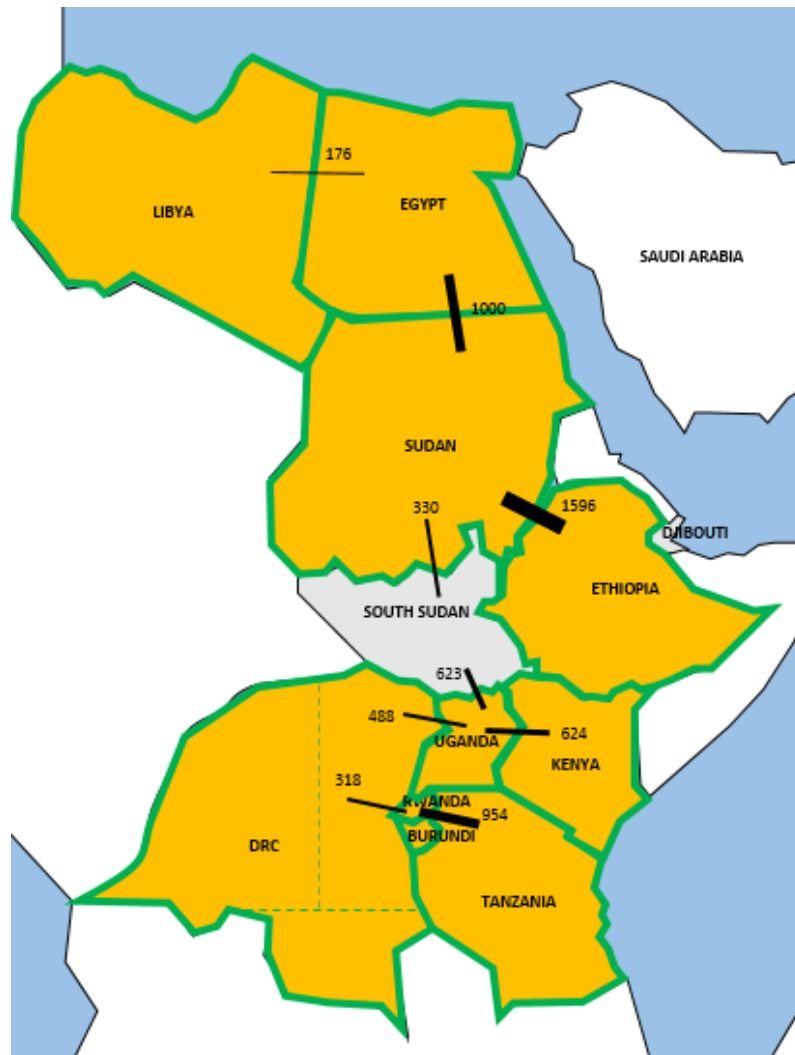


Figure 3. Nouvelles lignes proposées en 2020 et en 2025 (accumulées). Les chiffres indiquent la capacité en MW.

Avec les deux nouveaux corridors en place vers 2025, les pays de l'EAPP seront connectés par une liaison principale forte de la DRC dans le Ouest par la Tanzanie dans le Sud jusqu'en Égypte dans le Nord. La différence dans les technologies de génération assurera un approvisionnement plus robuste en face de la variante hydrologique et des défis de l'approvisionnement de combustible. Un système plus interconnecté serait également plus robuste face et aux coupures des éléments-clés.

Le flux à travers des interconnecteurs va typiquement de l'Ouest à l'Est et du Centre vers le Nord, comme illustré dans le tableau 6. Il y aura des changements mineurs entre 2020 et 2025 ; en général, les résultats resteront robustes: Le flux à travers des interconnecteurs sera maintenu en 2025. À partir

de 2025, la totalité de la DRC sera connectée et ceci justifie le flux augmenté, par exemple sur la ligne DRC – Burundi et sur la ligne DRC – Rwanda.

		2020		2025	
		->	<-	->	<-
BURUNDI	DRC	3%	1%	0%	43%
	RWANDA	6%	2%	6%	1%
	TANZANIE	52%	2%	37%	0%
DJIBOUTI	ÉTHIOPIE	0%	31%	0%	28%
DRC	RWANDA	2%	1%	68%	0%
	OUGANDA	-	-	26%	0%
ÉGYPTE	LIBYE	22%	39%	7%	57%
	SOUDAN	1%	74%	0%	83%
ÉTHIOPIE	KENYA	7%	20%	34%	14%
	SOUDAN	54%	1%	45%	3%
KENYA	TANZANIE	3%	0%	10%	2%
	OUGANDA	0%	74%	0%	63%
RWANDA	TANZANIE	52%	0%	58%	0%
	OUGANDA	0%	6%	1%	15%
SODAN DU SUD	SOUDAN	68%	0%	85%	0%
	OUGANDA	0%	68%	17%	2%
TANZANIE	OUGANDA	0%	70%	0%	52%

Tableau 6. Flux estimé sur les interconnecteurs. La valeur est relative à la capacité de transmission.

Discussion

Influence en permettant des investissements dans la transmission

En comparant les scénarios avec et sans investissements dans la transmission, il ressort avec évidence que la transmission supplémentaire comportera deux conséquences importantes:

- Investissement dans la génération: Davantage d'hydro et de la géothermale, tout en réduisant les investissements dans la génération des centrales de charbon.
- Économies dans les coûts opérationnels: Réduction des coûts de la conduite de réseaux plus efficace à travers des pays et des technologies.

Les investissements dans la génération de l'hydro et de la géothermique vont augmenter de 9% si l'investissement dans la transmission sera permis. De ce fait, les projets supplémentaires de l'hydro et en géothermale peuvent être considéré comme des projets à coûts compétitifs, or, ces projets ne peuvent être réalisés qu'avec des capacités de transmission régionales augmentées.

Les investissements supplémentaires dans la génération de l'hydro consistent à créer 300 MW dans la DRC et 900 MW dans le Soudan du Sud.

Valeur de la transmission

Si l'on exclut l'investissement dans la nouvelle transmission du modèle, les coûts totaux de système vont augmenter. Dans l'année modelée 2020, les coûts annuels totaux seront de 412 million de USD/année plus élevés si les projets de transmission supplémentaires régionales (uniquement G) ne sont pas admis, comparé avec le scénario principal, d'après lequel les investissements optimaux dans la génération et dans la transmission sont accordés (voire tableau 7). Cette différence, à elle seule, correspond à la valeur de la transmission régionale pour la région de l'EAPP en 2020.

Scénario	Investissements annuels de transmission (M\$/année)	Investissements annuels de génération (M\$/année)	O & M annuels fixes (M\$/year)	O & M annuels variables (M\$/year)	Coûts de combustibles annuels (M\$/année)	Coûts totaux de système annuels (M\$/année)
Principal	90	4,088	3,567	1,292	23,927	32,964
Seulement G		4,062	3,604	1,292	24,418	33,376
Différence	90	26	-37	-1	-491	-412

Tableau 7. Résultats-clés économiques dans des scénarios avec (Principal) et sans investissements (Seulement G) dans des nouvelles transmissions (exprimés en millions de USD en 2013, en termes réels). Notez que les investissements sont indiqués comme le coût annuel de rembourser l'investissement. Les coûts concernant la génération et la transmission existantes et décidées ne sont pas incluses. Or, pour la plupart des investissements, une période de 50 années est appliquée pour la génération de l'hydro. Le taux d'intérêt est de 10% p.a., en termes réels.

La possibilité de développer des lignes supplémentaires régionales de transmission (et de leur mise en oeuvre) permet le développement des projets supplémentaires projetés aux coûts compétitifs, comme l'hydro et le géothermique. Ceci impliquerait, à son tour, des investissements annuels légèrement augmentés dans l'année modelée 2020 (dans la génération et dans la transmission) et, en même temps des économies importantes dans les coûts des combustibles. Comme illustré par les résultats au tableau 7, les économies exèdent les coûts d'une manière considérable.

Gaz naturel contre charbon

La génération sur base de l'énergie hydroélectrique et du gaz naturel va dominer jusqu'en 2025. Toutefois, l'équilibre compétitif sur les coûts entre le gaz naturel et le charbon est étroit. Dans un cas de variation de constantes, où l'on assume que le prix du gaz naturel dans la région de l'EAPP égale le prix en Europe (comme c'est prévu par le IEA WEO 2013), un changement du gaz au charbon interviendrait en 2020. Alternativement, au cas où le taux d'intérêt est descendu à 8% (tout en maintenant le prix du gaz naturel du scénario principal), les investissements dans la génération basée sur le gaz naturel vont être substitués par des investissements au charbon et au nucléaire. Ces chan-

gements dans l’approvisionnement vont surtout arriver en Égypte et démontrent un équilibre économique étroite entre les différentes technologies d’approvisionnement compétitives. L’expansion planifiée en Égypte jusqu’en 2027 comprend trois technologies: le gaz naturel, le charbon et le nucléaire.

Robustesse

Les projets de transmission proposés sont relativement robustes par rapport aux changements dans les assumptions. Dans le cas de la ligne Éthiopie – Soudan, ou l’on prévoit une augmentation de 50% dans les coûts des investissements dans la transmission, ainsi que dans le cas où la demande de l’électricité augmente de 10% dans l’ensemble des pays, la capacité optimale de la ligne n’est réduite que d’environ 20% (dans chaque cas). Alternativement, au cas où la demande serait 10% plus basse que dans le scénario principal, la capacité proposée de cette ligne va augmenter; dans une situation où la demande est plus basse dans des zones qui sont riches en énergie hydrothermique, un transport d’une génération basé sur l’hydrothermique sur des distances plus longues est justifié. En outre, si l’on écarte l’obligation de maintenir une capacité de 110% de génération domestique comparée avec la puissance de pointe, la capacité proposée de l’interconnecteur de la ligne va doubler, c-à-d. la transmission jouerait un rôle plus important avec moins de capacité de génération locale.

Le projet de la ligne Soudan – Égypte est le plus sensible aux variations de constantes dans l’input. Dans quatre cas différents de la variation de constantes examinés (demande d’énergie plus basse et plus élevée, coûts plus élevés d’investissements dans la transmission et la suppression de l’obligation nationale de la sécurité de l’approvisionnement)⁶ la capacité proposée (optimale) varie de 40% à 200%, d’après le scénario principal.

Incertitude des données

Pendant le processus de la mise à jour du Plan Directeur, un grand effort a été mis sur la procuration des meilleures données possibles pour les analyses de modélisation et des scénarios. Les pronostics de la demande sont incertains et ils ont une influence significative sur les résultats du modélisation. Des analyses de sensibilité avec des projections d’une demande plus élevée et plus basse, comparé avec le scénario principal ont été testées.

Le risque du séquençage peut être significatif. Si l’investissement dans la génération ou dans la transmission est retardé, il y aura une influence sur l’économie des nouvelles lignes. À titre d’exemple, la ligne Soudan – Égypte

⁶ Ces cas ont été examinés pour la demande basse, la demande haute, une augmentation de 50% et pour les scénarios de benchmark, respectivement. Voir Volume I: Rapport principal et Volume III: Rapport des résultats pour une description plus en détail et pour des résultats.

dépend de la ligne Éthiopie – Soudan et plusieurs lignes dépendent de la réalisation des investissements dans l’hydro, par exemple au Soudan du Sud et dans la DRC.

Nous avons fait un certain nombre d’assumptions dans cette analyse (par exemple une conduite de réseau optimale, la possibilité de coordination régionale d’investissements entre génération et transmission, etc.) et projections concernant le développement des constantes-clés (par exemple la croissance de la demande d’énergie, prix des combustibles, etc.) et l’exactitude des résultats dépendent de la réalisation des assumptions mentionnées.

Étapes suivantes

Il est proposé d’implémenter six lignes (voire tableau 4) en 2020. Dû au temps requis pour la construction et la préparation nécessaires, il faut maintenant entreprendre des actions. Pour les six projets à initier en 2015, il faut faire le suivant :

- Évaluer si les études de faisabilité nécessitent une mise à jour. Il va falloir faire une étude de faisabilité pour la ligne Rwanda – Tanzanie.
- Établir des études de design pour les lignes.
- Commencer de négocier le partage des coûts pour les lignes. En premier, cette étape pourrait inclure les deux pays en cause concernant la ligne en question. Si besoin est, d’autres pays, par exemple les pays qui partagent le corridor, pourraient être inclus dans la discussion.
- Préparez le financement des projets.
- L’EAPP devrait en permanence continuer de surveiller le développement des six lignes, par exemple en fournissant des mises à jours semestrielles.

Trois lignes additionnelles sont proposées pour 2015 (voire figure 3). Des étapes similaires devraient être entreprises pour ces lignes.

État de l’équilibre d’énergie

Il est proposé que l’EAPP devrait commencer la publication d’un ‘État d’équilibre de l’énergie’ chaque année en Septembre. Le fait de partager les données indispensables et d’évaluer l’équilibre de l’énergie pour les dix années suivantes pourrait ajouter une perspective régionale aux évaluations nationales de l’équilibre d’énergie.

Le manuel du code de planification de l’EAPP existe dans une version en brouillon qui pourrait être utilisée.

L'encadrement environnemental

Dans le Plan Directeur présent, il ne figure pas une valeur désignée aux émissions du SO₂ et du CO₂. Il est proposé que les gouvernements des pays de l'EAPP décident et se mettent d'accord sur l'importance de réduire ces émissions. Comme illustré dans le Plan Directeur, une part significative de la demande du futur d'électricité va probablement être approvisionnée par les centrales d'énergie au charbon si la planification de la génération et de la transmission sera basée sur le seul principe du coût minimum. Si l'on y ajoute une croissance importante de la demande de l'électricité, la zone de l'EAPP sera transformé en une région avec des fortes émissions. C'est montré qu'un prix planifié du CO₂ de 10 \$/tonne en 2020, augmentant à 30 \$/tonne en 2030, minimiserait l'utilisation de charbon dans la région. Ces valeurs ont été utilisées pour illustrer l'impact de l'introduction de la seule valeur planifiée du CO₂, et ne devrait pas être vu comme une proposition. Les valeurs plus basses pourraient avoir un effet significatif.

Pour le SO₂, un accord régional pourrait être conclu pour assurer que le niveau maximum d'émissions pour les centrales basées sur le charbon ne devrait pas (par exemple) excéder 200 mg/Nm³ de gaz combustible (voire les lignes de conduite de la SFI, Groupe de la Banque Mondiale 2008⁷).

Mise à jour du Plan Directeur

La région est très dynamique et il est proposé de mettre le Plan Directeur à jour à titre régulier, par exemple tous les deux ans. C'est la même fréquence que concernant le Plan européen décennal d'ENTSO-E (European Ten-Years-Development-Plan ou TYNDP).

Méthodes utilisées

Le Plan Directeur de l'EAPP est un plan régional à coût minimum. Les méthodes générales sont similaires à celles utilisées dans beaucoup de plans directeur nationaux. Dans cette section nous allons souligner quelques éléments uniques dans la présente étude.

Données de l'input portant sur le futur

L'analyse à coût minimum est basée sur un nombre d'assomptions portant sur le futur, y inclus:

- La demande de l'électricité du futur dans chaque pays
- Les caractéristiques des centrales d'électricité projetées. Dans cette étude, 10 types de centrales (par exemple basées sur le charbon, le gaz naturel, le diesel, le géothermique, le nucléaire, le solaire et le

⁷ International Finance Corporation, World Bank Group: "Environmental Health and Safety Guidelines – Thermal Power Plants", 2008. La limite du niveau des émissions citée concerne les larges (600 MW+) chaudières avec des combustibles solides localisés dans des bassins atmosphériques dégradés.

vent), ainsi que 87 projets individuels (typiquement de l'hydro) constituent le catalogue d'investissements dans la technologie de génération⁸.

- Les caractéristiques des lignes de transmission projetées. Dans cette étude, 26 différents projets forment le catalogue de l'investissement dans la transmission⁹

Investissement simultané dans la génération et dans la transmission

Les analyses de l'investissement à coût minimum et la conduite de réseau sont basées sur le modèle Balmorel. Ce modèle de système d'énergie est un modèle économique et technique d'équilibre partiel qui crée une simulation du système d'énergie et de la conduite de réseau au coût minimum.¹⁰ Le modèle optimise la production dans les unités de production planifiée et effectue en même temps une simulation des investissements au coût minimum dans la nouvelle génération et dans la transmission et, en faisant cela, établit la manière régionale pour assurer à coût minimum l'approvisionnement nécessaire de l'électricité. Les projets d'investissement (ainsi que l'année de l'investissement, la location et la capacité) ont été choisis par le modèle via une approche à coût minimum d'optimisation impartiale et objective, basée sur les données de l'input délivrées.

Assomptions-clés

Un nombre d'assomptions a été utilisé pour le calcul du plan à coût minimum. Celles-ci sont typiquement similaires à celles utilisées dans les plans directeur nationaux:

- Un taux d'intérêt dans la planification de 10% p.a. (réel). Ceci correspond à un taux réel TRI d'au moins 10% pour tous les projets d'investissement basés sur le modèle. La durée de vie économique des projets est estimée à 20 années dans la plupart des cas, mais à 50 années pour l'hydro et pour le nucléaire. La décision de l'investissement est basée sur l'assomption que l'année spécifique d'investissement représente une année typique d'opération du projet en cause pendant sa durée de vie économique.
- Coût d'une demande d'électricité non satisfaite de 1.2 \$/kWh
- Une exigence que tous les pays aient une capacité de 110% comparé à la demande maximum. Afin d'étudier le coût et l'impact de cette exigence, nous l'avons omise dans un seul des scénarios.

⁸ Le coût et l'efficacité des centrales de type générique sont repris dans 'The International Energy Agency's World Energy Outlook 2014 for Africa'. Les caractéristiques du projet concernant un site spécifique ont été délivrées par les entreprises publiques nationales respectives.

⁹ Les caractéristiques de 17 de ces lignes sont basées sur l'information de leurs études respectives de faisabilité, tandis que le coût des 9 lignes restantes a été basé sur leur type, tension et longueur.

¹⁰ Voir: www.balmorel.com. Le modèle est open source et est installé dans les bureaux de l'EAPP. Voir www.eaea.dk/themes/111_theme_modelling_of_energy_systems.html, pour des exemples de l'usage du modèle.

- 10% de la capacité des centrales d'électricité est réservé pour la maintenance planifiée et non-planifiée.

Comme dans les plans directeur nationaux, le système existant est décrit en détail. Chaque centrale d'électricité est mentionnée avec son nom, sa capacité, le combustible, l'efficacité et la dernière année d'opération estimée. 184 centrales existantes sont incluses dans le modèle accompagnées de 140 centrales décidées.¹¹

Les lignes de transmission existantes sont décrites selon leur capacité.

Unités décidées

Les lignes des centrales d'électricité et des lignes de transmission décidées sont incluses. Toutefois, seulement des projets avec un degré élevé de certitude ont été inclus. Ces projets sont en construction ou entièrement financés. On part de l'idée qu'on apporte au modèle le degré le plus élevé possible (réaliste) de liberté pour trouver des solutions au coût minimum.

Les caractéristiques uniques de cette étude

Cette étude est différente des études traditionnelles d'un Plan Directeur dans plusieurs manières:

- Le Plan Directeur 2014 a été développé au courant d'un *projet de jumelage* où le Secrétariat Permanent de l'EAPP, les entreprises publiques des pays membres et les conseillers ont coopéré pour compléter la tâche. Le logiciel et le hardware ont été installés dans les bureaux de l'EAPP et deux groupes de formation ont été complétés.
- La zone large et le long terme sont couverts. 12 pays ont été analysés dans un seul modèle, de 2015 à 2040 dans des étapes de cinq années.
- 21 scénarios ont été analysés. Ceux-ci incluent un scénario principal et 20 scénarios où, en règle générale, seulement une constante varie. En faisant cela, on obtient une impression des interactions et des dynamiques dans le système d'électricité régional. Exemples de variations de constantes sont: Demande de l'électricité, prix du combustible, retardement des projets, taux d'intérêt, coût de transmission et de génération, prix du CO₂ et les objets du partage de l'énergie renouvelable. Les scénarios sont utilisés afin d'analyser la robustesse des différents investissements. C'est important à cause de l'incertitude concernant le développement futur de beaucoup de constantes importantes.

¹¹ Dans la plupart des cas, il s'agit des centrales d'électricité individuelles. Dans quelques cas, les petites unités sont groupées.

- Dans beaucoup d'études, l'investissement en génération et en transmission sont analysé séparément, c-à-d. Afin d'analyse quelle transmission serait nécessaire avec un portefeuille spécifique de génération. Dans cette étude, le modèle concerne la génération et la transmission en même temps. Tous scénarios trouvent des solutions optimales et quand une constante est changée, l'investissement optimal dans la génération et dans la transmission, lui aussi va changer.
- On a seulement inclu les investissements sûrs dans des centrales et dans des lignes de transmission qui ont été incluses comme "existantes" et "décidées". Ce processus donne davantage de flexibilité au modèle pour pouvoir identifier les investissements à coût minimum. Comme on pouvait le prévoir, cette manière de procéder (en même temps que le focus opposé de l'aspect régional et l'aspect national) pourrait résulter à des projections différentes des systèmes d'énergie régionaux comparé avec celles fixées aux Plans Directeur nationaux dans les pays individuelles.