



# Plan directeur de l'IGAD pour les infrastructures régionales

ANNEXES



Mars 2020

### Contrôle des documents

Titre du document	Plan directeur de l'IGAD pour les infrastructures régionales: Annexes du projet de rapport final
N° de référence.	IPE IGAD IRIMP Report No 3
Élaboré par	Dr. Nicholas Miles, Matthew Crighton, Gilbert Maeti, Nathan Mwema, Dr. Abusufian Dafalla, Francis Xavier, Danson Maina
Contributions supplémentaires	Eng. George Matheri, Stephen Mwai, Neil Pinto, Don Webster, Tracy Lane, Johan Krueger
Vérifié par	Jamie Simpson, Eng. Abdulrazaq Ali
Date	6 mars 2020

Ce rapport est protégé par les droits d'auteur de l'IGAD et a été élaboré par IPE Global, en collaboration avec Africon Universal Consulting, dans le cadre d'un contrat avec l'IGAD. Le contenu de ce rapport ne peut être reproduit en tout ou en partie, ni transmis à aucune autre organisation ou personne sans l'autorisation écrite préalable de l'IGAD.

IPE Global a fait appel à des compétences et à une diligence raisonnable pour vérifier l'exactitude et l'exhaustivité des informations fournies par le client ou des tiers au cours du projet dans le cadre duquel le rapport a été produit. IPE Global n'est cependant pas en mesure de garantir l'exactitude ou l'exhaustivité de ces informations fournies par le client ou des tiers, ni qu'elles sont adaptées à un quelconque objectif.

IPE Global ne saurait être tenue responsable des conséquences juridiques, commerciales ou autres qui pourraient découler directement ou indirectement de l'utilisation par IPE Global d'informations inexacts ou incomplètes fournies par le client ou des tiers au cours de ce projet ou de leur inclusion dans ce projet ou dans ce rapport.

## Table des matières

.....	iv
<b>Annexe un : Prévisions de la demande et analyse des écarts</b> .....	iv
<b>Annexe un : Prévisions de la demande et analyse des écarts</b> .....	5
<b>Secteur des transports</b> .....	5
Estimation de la demande de transport / Prévisions du volume des échanges commerciaux pour les corridors de l'IGAD.....	5
<b>Scénarios de croissance</b> .....	7
<b>Parts commerciales par corridor</b> .....	8
<b>Volumes de trafic pour les tronçons du corridor</b> .....	13
Secteur de l'énergie .....	19
Avantages de l'interconnexion .....	23
Examen des précédentes évaluations des interconnexions régionales .....	23
Identification des excédents et des déficits.....	49
Approche adoptée .....	50
Risques inhérents.....	50
Projections pays par pays .....	51
Résumé des bilans énergétiques .....	75
Résumé des possibilités d'interconnexion.....	77
Opportunités non politiques pour une amélioration de l'accès et du prix de l'énergie à l'échelle régionale .....	78
Secteur des TIC.....	80
Demande de TIC (2019-2050) .....	80
Analyse du trafic international.....	81
Analyse de la bande passante internationale.....	82
Estimation de l'augmentation de la capacité sur la base du potentiel actuel.....	83
Multiplexage dense en longueur d'onde (DWDM).....	84
Expansion de la capacité des réseaux actuels .....	84
Cycle de vie des fibres optiques.....	85
Analyse des écarts.....	85
Projets prévus à court terme .....	85
Projets à prévoir à long terme .....	87
<b>Annexe deux : Programme de développement des infrastructures par secteur</b> .....	72
Secteur des transports.....	72
Secteur de l'énergie .....	125

Secteur des TIC.....	139
Secteur de l'eau .....	157
<b>Annexe 3 : Études de cas du secteur des infrastructures de l'IGAD .....</b>	<b>120</b>
Introduction .....	120
Résumé des études de cas .....	120
Études de cas sur le secteur des transports .....	123
Étude de cas n° 1 : autoroute Isiolo - Moyale.....	123
Étude de cas n° 2 : la route Moyale - Agremariam .....	125
Étude de cas n° 3 : Chemin de fer à écartement normal de Nairobi - Mombasa.....	128
Étude de cas n° 4 : Chemin de fer à écartement normal entre l'Éthiopie et Djibouti .....	131
Étude de cas n° 5 : Concession des chemins de fer du Kenya et de l'Ouganda .....	134
Étude de cas n° 6 : Le port de Lamu.....	137
Étude de cas n° 7 : Poste frontière à arrêt unique de Moyale (OSBP).....	142
Étude de cas n° 8 : Développement d'un marché unique du transport aérien en Afrique (SAATM) .....	145
Étude de cas n° 9 : Phase I du deuxième terminal à conteneurs du port de Mombasa.....	148
Études de cas sur le secteur de l'énergie.....	151
Étude de cas n° 1 : Initiative du Bassin du Nil : Interconnexion transfrontalière entre l'Éthiopie et le Soudan.....	151
Étude de cas n° 2 : l'interconnexion Éthiopie-Kenya en ce qui concerne le parc éolien du lac Turkana .....	157
Étude de cas n° 3 : Interconnexions pétrolières au sein de l'IGAD.....	164
Étude de cas n° 4 : Interconnexion Ouganda-Kenya pour les mini-centrales hydroélectriques situées dans le bassin du lac Victoria.....	172
Études de cas sur le secteur des ressources en eau transfrontalières .....	177
Étude de cas n° 1 : Sio-Malaba-Malakisi (SMM) .....	177
Étude de cas n° 2 : l'aquifère de Merti.....	180
Étude de cas n° 3 : Projet hydraulique transfrontalier Éthiopie-Djibouti.....	183
Études de cas sur le secteur des technologies de l'information et de la communication (TIC) .....	186
Étude de cas n° 1 : l'initiative d'itinérance ONA (East Africa One Network Area).....	186
Étude de cas n° 2 : Points d'atterrissage des câbles sous-marins de Djibouti.....	192
Étude de cas n° 3 : Système de câble sous-marin entre le Golfe et l'Afrique.....	195

# Annexe un :

## Prévisions de la demande et analyse des écarts

## Annexe un : Prévisions de la demande et analyse des écarts

### Secteur des transports

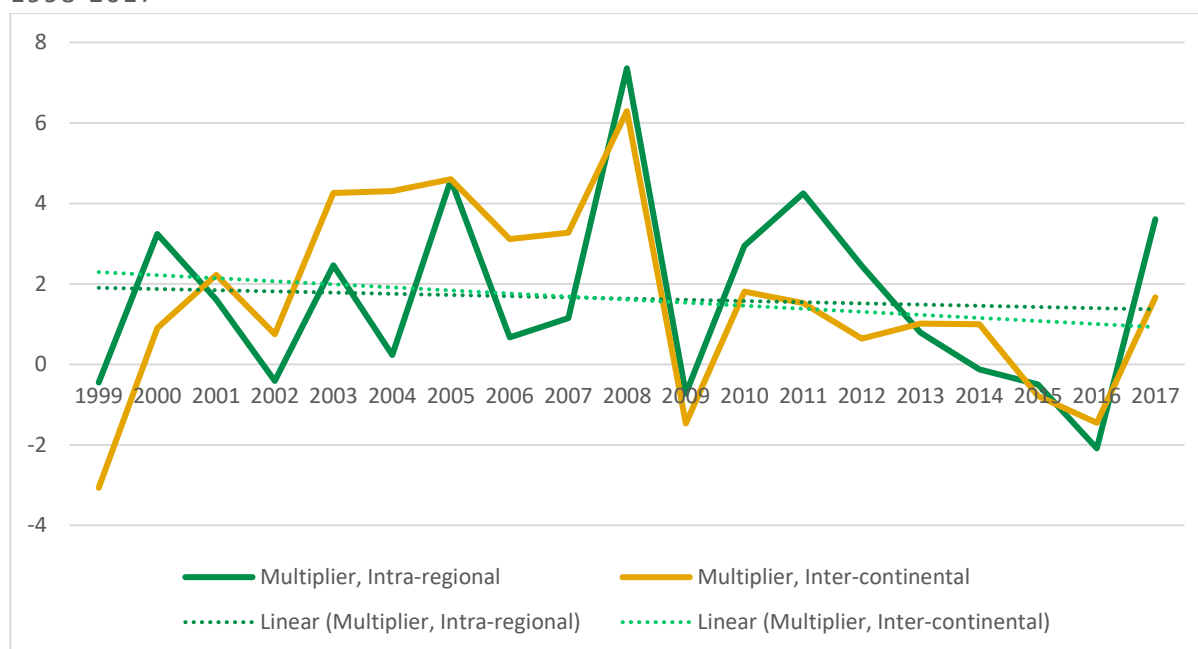
Estimation de la demande de transport / Prévisions du volume des échanges commerciaux pour les corridors de l'IGAD

Pour prévoir la demande future d'infrastructures de transport le long des corridors transfrontaliers de l'IGAD, nous utilisons un multiplicateur Commerce : PIB pour estimer la croissance des futurs flux commerciaux dans les États membres de l'IGAD qui composent le corridor, qui est ensuite convertie en volume de trafic de fret (exprimé en tonnes). Pour estimer le multiplicateur Commerce : PIB, nous utilisons les données de la CNUCED sur les flux commerciaux globaux des États membres de l'IGAD pour la période de deux décennies comprise entre 1998 et 2017. Deux multiplicateurs sont estimés : le commerce intercontinental et le commerce intrarégional.

$$\text{multiplicateur} = \Delta \text{commerce}_{it} / \Delta \text{PIB}_t$$

Le TCAC du PIB de la région de l'IGAD entre 1998 et 2017 était de 5,44 %. Le TCAC du commerce intercontinental était de 8,98%, soit un multiplicateur de 1,65. Le TCAC pour le commerce intrarégional était de 7,75 %, soit un multiplicateur de 1,42.

Figure A1: Commerce intercontinental et intrarégional : Évolution du multiplicateur du PIB, 1998-2017



Source: Données de la CNUCED

Toutefois, comme le montre la figure A1 ci-dessus, le multiplicateur était variable - en grande partie en raison de l'instabilité inhérente aux économies de l'IGAD au cours de cette période - et il diminue avec le temps. La tendance à la baisse du multiplicateur Commerce/PIB s'observe également dans l'économie mondiale au cours de la même période, et des études ont également montré que le multiplicateur diminue à mesure que le PIB augmente. Par conséquent, dans nos prévisions à l'horizon 2050, nous avons utilisé un multiplicateur décroissant au fil du temps comme suit.



Tableau A1 : Multiplicateurs utilisés dans les prévisions du volume des échanges

Multiplicateur	2020 – 2024	2025 – 2030	2031 – 2050
Intercontinental	1.25	1.15	1.05
Intrarégional	1.40	1.30	1.20

Pour estimer le taux de croissance du commerce intercontinental et intrarégional à court terme (jusqu'en 2024), ces multiplicateurs sont appliqués aux taux de croissance du PIB prévus/objectifs pour chaque État membre de l'IGAD. Pour les horizons à moyen (2030) et long terme (2050), nous utilisons des estimations plus prudentes de la croissance du PIB afin de refléter le ralentissement de la croissance que connaissent les économies lorsqu'elles arrivent à maturité et atteignent un niveau de revenu plus élevé. Le taux de croissance du commerce intercontinental est ensuite utilisé pour prévoir la croissance du commerce intercontinental pour chaque État membre de l'IGAD. Le taux de croissance du commerce intrarégional est utilisé pour prévoir la croissance du commerce entre chaque paire d'États membres de l'IGAD.

En plus du trafic international de marchandises, les infrastructures de transport devront également prendre en charge le trafic de fret intérieur. En l'absence de données de base cohérentes pour les flux commerciaux intérieurs ou le trafic de fret, nous avons formulé une hypothèse sur la part du trafic intérieur pour chaque tronçon du corridor en nous basant sur la population intérieure que le corridor dessert et nous avons supposé que celle-ci resterait constante dans le temps. Par exemple, pour les tronçons du corridor Nord, qui traversent des régions (relativement) densément peuplées, nous avons supposé une part de trafic intérieur de 30 % ; pour LAPSET, qui traverse des régions (relativement) peu peuplées, nous avons supposé une part de trafic intérieur de 15 %.

La demande pour chaque tronçon du corridor est donc composée de cinq éléments :

- **Commerce intrarégional direct** : Commerce direct entre les pays constituant le corridor (somme des exportations et des importations entre le pays A et le pays B) ;
- **Commerce intrarégional en transit** : Commerce entre pays non voisins qui transite par un ou plusieurs pays tiers (somme des exportations et des importations entre le pays A et le pays C, le pays B se situant entre les deux) ;
- **Commerce intercontinental direct** : Les échanges commerciaux intercontinentaux le long d'un tronçon du corridor qui ne traverse pas les frontières de l'IGAD.
- **Commerce intercontinental en transit** : Commerce des pays enclavés qui transitent par un ou plusieurs pays tiers (somme des exportations et des importations entre le pays C et les pays non africains, le pays B se situant entre les deux) ;
- **Commerce intérieur** : Commerce intérieur qui circule le long du corridor (par exemple, les marchandises passant du point A dans le pays A au point B dans le pays A).

Par exemple, le flux commercial total sur le tronçon ougandais du corridor nord comprend 1) le commerce direct entre l'Ouganda et le Kenya et entre l'Ouganda et le Soudan du Sud ; 2) le commerce entre le Kenya et le Soudan du Sud qui transite par l'Ouganda ; 3) le commerce intercontinental de l'Ouganda qui transite par le corridor vers le port de Mombasa ou à partir de celui-ci ; 4) le commerce intercontinental du Soudan du Sud qui transite par l'Ouganda vers le port de Mombasa ou à partir de celui-ci ; et 5) le commerce intérieur (par exemple, les marchandises de Kampala à Gulu).



## Scénarios de croissance

La demande d'infrastructures est estimée pour chaque tronçon du corridor, ainsi que pour le port. La demande est prévue pour le court terme (2024), le moyen terme (2030) et le long terme (2050). Trois scénarios alternatifs sont estimés :

- **Scénario de croissance cible du PIB** : les économies de l'IGAD croissent aux taux cibles spécifiés dans les PND 1 ;
- **Scénario de croissance du PIB prévue par le FMI** : les économies de l'IGAD croissent aux taux prévus par le FMI 2 ;
- **Scénario de croissance du PIB de l'IRIMP** : les économies de l'IGAD croissent aux taux basés sur les estimations des auteurs (un scénario de niveau intermédiaire entre les taux du FMI et les taux de croissance cibles).

Tableau A2 : TCAC pour le commerce intercontinental et intrarégional, scénario de PIB cible

État membre	2020 – 2024		2025-2030		2031-2050	
	Intercontinental	Intrarégional	Intercontinental	Intrarégional	Intercontinental	Intrarégional
Djibouti	12.5	14.0	11.5	13.0	4.7	5.4
Érythrée	7.5	8.4	6.9	7.8	4.7	5.4
Éthiopie	13.8	15.4	10.4	11.7	4.7	5.4
Kenya	12.5	14.0	11.5	13.0	4.7	5.4
Somalie	7.5	8.4	6.9	7.8	4.7	5.4
Soudan du Sud	7.5	8.4	6.9	7.8	4.7	5.4
Soudan	7.5	8.4	6.9	7.8	4.7	5.4
Ouganda	7.8	8.7	9.4	10.7	4.7	5.4

Tableau A3 : TCAC pour le commerce intercontinental et intrarégional, scénario PIB du FMI

État membre	2020 – 2024		2025-2030		2031-2050	
	Intercontinental	Intrarégional	Intercontinental	Intrarégional	Intercontinental	Intrarégional
Djibouti	7.8	8.7	6.2	7.0	4.7	5.4
Érythrée	5.1	5.7	5.4	6.1	4.7	5.4
Éthiopie	9.9	11.1	7.2	8.2	4.7	5.4
Kenya	7.8	8.7	7.8	8.9	4.7	5.4
Somalie	4.3	4.8	4.2	4.8	4.7	5.4
Soudan du Sud	-7.1	-8.0	2.3	2.6	4.7	5.4
Soudan	-1.4	-1.5	0.9	1.1	4.7	5.4
Ouganda	7.8	8.7	8.8	9.9	4.7	5.4

Tableau A4 : TCAC pour le commerce intercontinental et intrarégional, scénario PIB de l'IRIMP

État membre	2020 – 2024		2025-2030		2031-2050	
	Intercontinental	Intrarégional	Intercontinental	Intrarégional	Intercontinental	Intrarégional
Djibouti	9.4	10.5	6.9	7.8	4.7	5.4
Érythrée	6.3	7.0	6.9	7.8	4.7	5.4
Éthiopie	11.3	12.6	8.1	9.1	4.7	5.4

<sup>1</sup> Lorsque les États membres n'ont pas fixé d'objectifs de croissance, nous avons utilisé une estimation optimiste basée sur les tendances récentes

<sup>2</sup> En utilisant les données du jeu de données des Perspectives de l'économie mondiale du FMI



Kenya	9.4	10.5	9.2	10.4	4.7	5.4
Somalie	5.6	6.3	6.9	7.8	4.7	5.4
Soudan du Sud	5.0	5.6	6.9	7.8	4.7	5.4
Soudan	2.5	2.8	4.6	5.2	4.7	5.4
Ouganda	7.8	8.7	9.2	10.4	4.7	5.4

### Parts commerciales par corridor

Le modèle estime également la part du commerce intercontinental que les corridors émergents peuvent capter, appelée part de l'arrière-pays. Trois scénarios pour la part de l'arrière-pays sont modélisés sur la base de voies alternatives de développement des corridors pour la région de l'IGAD :

- **Développement concentré des corridors** : Étant donné l'importance des corridors de Port Soudan, de Djibouti et du Nord, qui représentent actuellement 92 % du commerce intercontinental et 73 % du commerce intrarégional réunis, ceux-ci constitueront l'axe de développement et d'investissement dans les infrastructures, l'accent étant moins mis sur le développement de corridors supplémentaires. On s'attend à ce que le commerce intrarégional augmente plus rapidement entre les paires de pays situés sur les corridors principaux et soit freiné dans les paires de pays situés sur les autres corridors.
- **Développement disparate de corridors** : Les neuf principaux corridors portuaires de la région seront développés en priorité, les investissements dans les infrastructures étant dispersés entre eux. Il est prévu que la croissance du commerce intrarégional augmente rapidement entre toutes les paires de pays.
- **Développement progressif des corridors** : Les corridors de Port Soudan, de Djibouti et du Nord continueront à fonctionner comme les principaux circuits pour le commerce intercontinental et intrarégional à moyen terme (jusqu'en 2030), et l'augmentation prévue du volume des échanges nécessitera des investissements importants dans les infrastructures pour répondre à la demande. Le développement des corridors restants sera échelonné afin de maximiser l'impact des investissements.

Tableau A5 : Part du commerce des États membres de l'IGAD par port, 2017, tous les scénarios

Port	Djibouti	Érythrée	Éthiopie	Kenya	Somalie	Soudan du Sud	Soudan	Ouganda
<b>Mombasa</b>	0%	0%	0%	100%	0%	10%	0%	98%
<b>Lamu</b>	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Djibouti</b>	100%	0%	95%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Port Soudan</b>	0%	0%	2%	0%	0%	90%	100%	0%
<b>Berbera</b>	0%	0%	3%	0%	40%	0%	0%	0%
<b>Kismayo</b>	0%	0%	0%	0%	3%	0%	0%	0%
<b>Mogadiscio</b>	0%	0%	0%	0%	55%	0%	0%	0%
<b>Massawa</b>	0%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%





<b>Assab</b>	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>98%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>98%</b>

Tableau A6 : Part du commerce des États membres de l'IGAD par port, 2024, scénario concentré

Port	Djibouti	Érythrée	Éthiopie	Kenya	Somalie	Soudan du Sud	Soudan	Ouganda
<b>Mombasa</b>	0%	0%	0%	95%	0%	10%	0%	95%
<b>Lamu</b>	0%	0%	3%	5%	0%	10%	0%	3%
<b>Djibouti</b>	100%	0%	90%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Port Soudan</b>	0%	0%	2%	0%	0%	80%	100%	0%
<b>Berbera</b>	0%	0%	5%	0%	40%	0%	0%	0%
<b>Kismayo</b>	0%	0%	0%	0%	3%	0%	0%	0%
<b>Mogadiscio</b>	0%	0%	0%	0%	55%	0%	0%	0%
<b>Massawa</b>	0%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Assab</b>	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>98%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>98%</b>

Tableau A7 : Part du commerce des États membres de l'IGAD par port, 2030, scénario concentré

Port	Djibouti	Érythrée	Éthiopie	Kenya	Somalie	Soudan du Sud	Soudan	Ouganda
<b>Mombasa</b>	0%	0%	0%	95%	0%	10%	0%	95%
<b>Lamu</b>	0%	0%	3%	5%	0%	10%	0%	3%
<b>Djibouti</b>	100%	0%	90%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Port Soudan</b>	0%	0%	2%	0%	0%	80%	100%	0%
<b>Berbera</b>	0%	0%	5%	0%	40%	0%	0%	0%
<b>Kismayo</b>	0%	0%	0%	0%	3%	0%	0%	0%
<b>Mogadiscio</b>	0%	0%	0%	0%	55%	0%	0%	0%
<b>Massawa</b>	0%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Assab</b>	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>98%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>98%</b>





Tableau A8 : Part du commerce des États membres de l'IGAD par port, 2050, scénario concentré

Port	Djibouti	Érythrée	Éthiopie	Kenya	Somalie	Soudan du Sud	Soudan	Ouganda
<b>Mombasa</b>	0%	0%	0%	95%	0%	10%	0%	95%
<b>Lamu</b>	0%	0%	3%	5%	0%	10%	0%	3%
<b>Djibouti</b>	100%	0%	90%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Port Soudan</b>	0%	0%	2%	0%	0%	80%	100%	0%
<b>Berbera</b>	0%	0%	5%	0%	40%	0%	0%	0%
<b>Kismayo</b>	0%	0%	0%	0%	3%	0%	0%	0%
<b>Mogadiscio</b>	0%	0%	0%	0%	55%	0%	0%	0%
<b>Massawa</b>	0%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Assab</b>	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>98%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>98%</b>

Tableau A9 : Part du commerce des États membres de l'IGAD par port, 2024, scénario de développement disparate

Port	Djibouti	Érythrée	Éthiopie	Kenya	Somalie	Soudan du Sud	Soudan	Ouganda
<b>Mombasa</b>	0%	0%	0%	75%	0%	10%	0%	85%
<b>Lamu</b>	0%	0%	5%	18%	0%	20%	0%	10%
<b>Djibouti</b>	100%	0%	60%	0%	0%	10%	0%	0%
<b>Port Soudan</b>	0%	0%	5%	0%	0%	60%	95%	0%
<b>Berbera</b>	0%	0%	10%	0%	40%	0%	0%	0%
<b>Kismayo</b>	0%	0%	0%	5%	10%	0%	0%	0%
<b>Mogadiscio</b>	0%	0%	0%	2%	45%	0%	0%	0%
<b>Massawa</b>	0%	90%	10%	0%	0%	0%	5%	0%
<b>Assab</b>	0%	10%	10%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>95%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>95%</b>





Tableau A9 : Part du commerce des États membres de l'IGAD par port, 2030, scénario de développement disparate

Port	Djibouti	Érythrée	Éthiopie	Kenya	Somalie	Soudan du Sud	Soudan	Ouganda
<b>Mombasa</b>	0%	0%	0%	68%	0%	10%	0%	80%
<b>Lamu</b>	0%	0%	10%	25%	0%	30%	0%	15%
<b>Djibouti</b>	100%	0%	45%	0%	0%	10%	0%	0%
<b>Port Soudan</b>	0%	0%	5%	0%	0%	50%	90%	0%
<b>Berbera</b>	0%	0%	15%	0%	35%	0%	0%	0%
<b>Kismayo</b>	0%	0%	0%	5%	15%	0%	0%	0%
<b>Mogadiscio</b>	0%	0%	0%	2%	45%	0%	0%	0%
<b>Massawa</b>	0%	90%	10%	0%	0%	0%	10%	0%
<b>Assab</b>	0%	10%	15%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>95%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>95%</b>

Tableau A9 : Part du commerce des États membres de l'IGAD par port, 2050, scénario de développement disparate

Port	Djibouti	Érythrée	Éthiopie	Kenya	Somalie	Soudan du Sud	Soudan	Ouganda
<b>Mombasa</b>	0%	0%	0%	53%	0%	13%	0%	75%
<b>Lamu</b>	0%	0%	15%	40%	0%	40%	0%	20%
<b>Djibouti</b>	100%	0%	30%	0%	0%	12%	0%	0%
<b>Port Soudan</b>	0%	0%	5%	0%	0%	35%	80%	0%
<b>Berbera</b>	0%	0%	20%	0%	35%	0%	0%	0%
<b>Kismayo</b>	0%	0%	0%	5%	15%	0%	0%	0%
<b>Mogadiscio</b>	0%	0%	0%	2%	40%	0%	0%	0%
<b>Massawa</b>	0%	90%	10%	0%	0%	0%	20%	0%
<b>Assab</b>	0%	10%	20%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>90%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>95%</b>



Tableau A12 : Part du commerce des États membres de l'IGAD par port, 2024, scénario équilibré

Port	Djibouti	Érythrée	Éthiopie	Kenya	Somalie	Soudan du Sud	Soudan	Ouganda
<b>Mombasa</b>	0%	0%	0%	90%	0%	5%	0%	90%
<b>Lamu</b>	0%	0%	3%	10%	0%	20%	0%	5%
<b>Djibouti</b>	100%	0%	80%	0%	0%	1%	0%	0%
<b>Port Soudan</b>	0%	0%	3%	0%	0%	74%	98%	0%
<b>Berbera</b>	0%	0%	7%	0%	35%	0%	0%	0%
<b>Kismayo</b>	0%	0%	0%	0%	5%	0%	0%	0%
<b>Mogadiscio</b>	0%	0%	0%	0%	58%	0%	0%	0%
<b>Massawa</b>	0%	90%	7%	0%	0%	0%	2%	0%
<b>Assab</b>	0%	10%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>98%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>95%</b>

Tableau A13 : Part du commerce des États membres de l'IGAD par port, 2030, scénario équilibré

Port	Djibouti	Érythrée	Éthiopie	Kenya	Somalie	Soudan du Sud	Soudan	Ouganda
<b>Mombasa</b>	0%	0%	0%	85%	0%	5%	0%	85%
<b>Lamu</b>	0%	0%	5%	15%	0%	30%	0%	10%
<b>Djibouti</b>	100%	0%	65%	0%	0%	2%	0%	0%
<b>Port Soudan</b>	0%	0%	3%	0%	0%	63%	97%	0%
<b>Berbera</b>	0%	0%	10%	0%	33%	0%	0%	0%
<b>Kismayo</b>	0%	0%	0%	0%	7%	0%	0%	0%
<b>Mogadiscio</b>	0%	0%	0%	0%	58%	0%	0%	0%
<b>Massawa</b>	0%	90%	10%	0%	0%	0%	3%	0%
<b>Assab</b>	0%	10%	7%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>98%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>95%</b>





Tableau A14 : Part du commerce des États membres de l'IGAD par port, 2050, scénario équilibré

Port	Djibouti	Érythrée	Éthiopie	Kenya	Somalie	Soudan du Sud	Soudan	Ouganda
<b>Mombasa</b>	0%	0%	0%	70%	0%	5%	0%	83%
<b>Lamu</b>	0%	0%	7%	30%	0%	50%	0%	12%
<b>Djibouti</b>	100%	0%	50%	0%	0%	5%	0%	0%
<b>Port Soudan</b>	0%	0%	3%	0%	0%	40%	95%	0%
<b>Berbera</b>	0%	0%	15%	0%	30%	0%	0%	0%
<b>Kismayo</b>	0%	0%	0%	0%	10%	0%	0%	0%
<b>Mogadiscio</b>	0%	0%	0%	0%	55%	0%	0%	0%
<b>Massawa</b>	0%	90%	10%	0%	0%	0%	5%	0%
<b>Assab</b>	0%	10%	15%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>95%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>95%</b>

### Volumes de trafic pour les tronçons du corridor

La section suivante présente les prévisions complètes de la demande d'infrastructures de transport pour chacun des neuf corridors dans le cadre du scénario de développement progressif, taux de croissance IRIMP. Le modèle complet est présenté dans un tableur Excel joint.





Tableau A15 : Prévisions de l'IRIMP sur le volume des échanges commerciaux - Scénario de développement progressif des corridors

Corridor	Section	Demande (millions de tonnes)			
		2017	2024	2030	2050
<b>Corridor Nord</b>					
Corridor Nord	Port de Mombasa	31	50	79	172
Corridor Nord	Mombasa-Nairobi	40	65	103	223
Corridor Nord	Nairobi-Nakuru	24	38	62	142
Corridor Nord	Nakuru-Kisumu	12	19	30	70
Corridor Nord	Kisumu-Busia	7	11	19	44
Corridor Nord	Nakuru-Eldoret	12	19	31	72
Corridor Nord	Eldoret-Malaba	7	11	19	44
Corridor Nord	Eldoret-Kitale	3	8	17	48
Corridor Nord	Kitale-Lokichar	3	8	17	48
Corridor Nord	Malaba and Busia-Jinja	10	16	25	64
Corridor Nord	Jinja-Kampala	17	26	43	109
Corridor Nord	Tororo-Gulu	4	5	7	19
Corridor Nord	Kampala-Gulu	2	3	4	11
Corridor Nord	Gulu-Nimule	1	1	2	5
Corridor Nord	Nimule-Juba	1	1	2	6
<b>Corridor de Djibouti</b>					
Corridor de Djibouti	Port de Djibouti	19	33	44	92
Corridor de Djibouti	Djibouti-Dikhil	9	16	21	44
Corridor de Djibouti	Djibouti-Galile	13	24	32	66
Corridor de Djibouti	Dikhil-Galafi	9	16	21	44
Corridor de Djibouti	Galafi-Semera	8	13	22	60
Corridor de Djibouti	Semera-Weldiya	2	3	4	9
Corridor de Djibouti	Semera-Awash	6	10	18	51
Corridor de Djibouti	Diwele-Dire Dawa	11	20	26	52
Corridor de Djibouti	Dire Dawa-Awash	15	28	41	96
Corridor de Djibouti	Awash-Adama	20	39	59	152





Corridor de Djibouti	Adama-Addis Ababa	23	44	68	174
Corridor de Djibouti	Addis Ababa-Jima-Mizan	1	2	3	7
Corridor de Djibouti	Mizan-Dima	1	2	2	6
Corridor de Djibouti	Dima-Raad-Boma	1	2	2	6
Corridor de Djibouti	Boma-Kapoeta	0	0	0	2
<b>Corridor de LAPSSET</b>					
Corridor de LAPSSET	Port de Lamu	0	7	18	80
Corridor de LAPSSET	Lamu-Garissa-Isiolo	0	8	21	95
Corridor de LAPSSET	Isiolo-Nairobi	0	5	12	59
Corridor de LAPSSET	Isiolo-Marsabit-Moyale	0	1	4	13
Corridor de LAPSSET	Isiolo-Lokichar	0	3	7	25
Corridor de LAPSSET	Lokichar-Lokichoggio	0	3	7	25
Corridor de LAPSSET	Lokichoggio-Nandapal	0	3	7	25
Corridor de LAPSSET	Moyale-Awassa-Modjo	0	1	4	13
Corridor de LAPSSET	Nandapal-Kapoeta	0	2	5	20
Corridor de LAPSSET	Kapoeta-Juba	0	2	5	22
<b>Corridor de Berbera</b>					
Corridor de Berbera	Port de Berbera	2	4	8	26
Corridor de Berbera	Berbera-Hargeisa	3	6	12	39
Corridor de Berbera	Hargeissa-Togochoale	2	5	10	35
Corridor de Berbera	Togochoale-Jijiga	1	3	7	26
Corridor de Berbera	Jijiga-Dire Dawa	1	3	7	26
<b>Corridor du Port Soudan</b>					
Corridor du Port Soudan	Port du Port Soudan	13	15	20	43
Corridor du Port Soudan	Port Soudan-Haya	18	22	29	63
Corridor du Port Soudan	Haya-Kassala	3	5	7	17
Corridor du Port Soudan	Kassala-Al Quadarif	3	5	7	17
Corridor du Port Soudan	Haya-Atbara	15	17	22	46
Corridor du Port Soudan	Atbara-Khartoum	16	19	24	51







Corridor du Port Soudan	Khartoum-Wadi Medan	9	11	14	24
Corridor du Port Soudan	Wadi Medan-Sennar	9	11	14	24
Corridor du Port Soudan	Sennar-Al Damazin	0	0	1	2
Corridor du Port Soudan	Al Damazin-Kurmuk	0	0	1	2
Corridor du Port Soudan	Wadi Medan-Al Quadarif	0	1	1	2
Corridor du Port Soudan	Al Quadarif-Metema	1	1	2	6
Corridor du Port Soudan	Khartoum-Rabak	9	10	13	24
Corridor du Port Soudan	Rabak-El Obeid	7	8	10	18
Corridor du Port Soudan	El Obeid-En Nahud	7	8	10	18
Corridor du Port Soudan	En Nahud-Babanusa-El Mujlad	6	7	9	15
Corridor du Port Soudan	Babanusa-El Mujlad-Abyei	6	6	8	13
Corridor du Port Soudan	Abyei-Wau	1	1	1	1
Corridor du Port Soudan	Wau-Rumbek-Mundri	1	1	1	1
Corridor du Port Soudan	Mundri-Juba	1	1	1	1
Corridor du Port Soudan	Rabak-Renk	1	1	1	1
Corridor du Port Soudan	Renk-Malakal	1	1	1	1
Corridor du Port Soudan	Malakal-Waat	1	1	1	1
Corridor du Port Soudan	Waat-Bor	1	1	1	1
Corridor du Port Soudan	Bor-Juba	1	1	1	1
Corridor du Port Soudan	Addis Ababa-Gondar	1	2	3	7
Corridor du Port Soudan	Gondar-Metema	1	1	2	6
Corridor du Port Soudan	Kurmuk-Asosa-Nekemte	0	0	1	2
Corridor du Port Soudan	Nekemte-Ambo-Addis Ababa	0	1	1	2
<b>Corridor de Massawa</b>					
Corridor de Massawa	Port de Massawa	2	5.04	9.53	14.50
Corridor de Massawa	Massawa-Nefasit	2	4	6	12.5
Corridor de Massawa	Nefasit-Asmara	2	4	6	12.5
Corridor de Massawa	Asmara – Guna Guna/Zalambessa	2	5	10	15
Corridor de Massawa	Nefasit-Dekemhare	0	4	9	10
Corridor de Massawa	Dekemhare - Guna Guna/Zalambessa	0	4	9	10





Massawa Corridor	Guna Guna/Zalambessa - Adigrat	0	4	9	10
Massawa Corridor	Adigrat-Mekele	0	4	9	10
Corridor de Massawa	Mekele-Weldiya	3	3	6	20
Corridor de Massawa	Weldiya-Awash	3	3	6	20
Corridor de Massawa	Weldiya-Debre Birhan	1	3	6	20
Corridor de Massawa	Debre Birhan-Addis Ababa	1	3	6	20
Corridor de Massawa	Massawa-Keren	0	1	1	4
Corridor de Massawa	Keren-Barentu	0	1	1	3
Corridor de Massawa	Barentu-Teseny	0	1	1	3
Corridor de Massawa	Teseny-Aligider	0	0	1	2
Corridor de Massawa	Aligider-Kassala	0	0	0	2
<b>Corridor d'Assab</b>					
Corridor d'Assab	Port d'Assab	2	2	3	8
Corridor d'Assab	Port d'Assab - Bure	0	1.5	7.5	8.5
Corridor d'Assab	Bure – Manda - Semera	2	5	12	15
Corridor d'Assab	Semera - Awash	4	4	9	15
Corridor d'Assab	Awash – Adama – Addis Abeba	4	3	6	20
<b>Corridor de Mogadiscio</b>					
Corridor de Mogadiscio	Port de Mogadiscio	2	3.1	4.6	11.5
Corridor de Mogadiscio	Negele – Filton – Siftu – Dollow	1	5	9	23
Corridor de Mogadiscio	Mogadishu – Afgoi – Baidoa	1	3	4	12
Corridor de Mogadiscio	Baidoa - Luuq	0	5	4	10
Corridor de Mogadiscio	Luuq – Mandera	0	4	9	15
Corridor de Mogadiscio	Kebri Mengest - Negele	0	0	8	5
Corridor de Mogadiscio	Isiolo – Wajir – El Wak - Mandera	2	3	6	26
Corridor de Mogadiscio	Ginir – Gode	1	5	9	23
Corridor de Mogadiscio	Mogadishu - Jowhar	0	10	4	6
Corridor de Mogadiscio	Jowhar – Beledweyne – Ferfer	0	6	4	6
Corridor de Mogadiscio	Ferfer - Raaso	0	2	5	10
Corridor de Mogadiscio	Turdibi/Galdogobi – Gaalkacyo	1	5	9	23





Corridor de Mogadiscio	Kebridahar – Warder – Turdibi	1	5	9	23
Corridor de Mogadiscio	Ferfer – Warder – Aware	0	5	9	23
<b>Corridor de Kismayo</b>					
Corridor de Kismayo	Port de Kismayo	0	0.4	0.75	2.55
Corridor de Kismayo	Kismayo – El Wak	0	0.2	2	5
Corridor de Kismayo	Kismayo - Bilis Qooqaani - Liboi	2	5	9	15
Corridor de Kismayo	Liboi - Dadaab - Garissa	2	5	12	8
Corridor de Kismayo	Garissa – Nairobi	2	4	9	15



## Secteur de l'énergie

Un objectif clé de l'IRIMP est d'identifier et de prioriser les interconnexions de transmission potentielles entre les pays de l'IGAD et de faciliter ainsi le commerce de l'électricité à l'avantage mutuel des membres de l'IGAD. Une stratégie et un plan directeur sont nécessaires à cet effet :

- Faciliter l'intra et l'interconnectivité dans la région ;
- Stimuler la croissance économique régionale et contribuer ainsi à la réduction de la pauvreté ;
- Réduire l'isolement et promouvoir l'intégration et la stabilité régionales.

L'axe principal du projet, en ce qui concerne le secteur de l'énergie, est donc de promouvoir les interconnexions de transport entre les pays membres dans la région de l'IGAD. Il est généralement admis que de telles interconnexions présentent de multiples avantages. Ces avantages sont développés dans une sous-section ultérieure mais peuvent être brièvement résumés comme suit : i) le développement des ressources énergétiques de la région sur la base du moindre coût économique et donc d'une efficacité économique optimale ; ii) le partage de la capacité de réserve et des services auxiliaires tels que la puissance réactive et le contrôle de la tension, la capacité de démarrage à froid, l'équilibrage des systèmes, etc. iii) la promotion du dialogue et de la coopération entre pays voisins, etc. Dans la pratique, il a été difficile de réaliser l'ensemble des avantages dans les pays en développement. L'Afrique dispose de plusieurs pools énergétiques régionaux visant à échanger de l'électricité dans un intérêt mutuel : WAPP, EAPP, CAPP et SAPP. Le SAPP fonctionne depuis près de 25 ans, il a permis d'établir divers marchés pour le commerce de l'électricité et a fourni un excellent modèle pour les autres pools énergétiques régionaux. Malheureusement, le volume des échanges sur ces marchés est extrêmement faible, car pratiquement tous les pays ont généralement des déficits de capacité et il y a peu d'excédents disponibles pour le commerce.

En outre, le secteur de l'électricité dans un pays - l'Afrique du Sud - est plus important que tous les autres réunis, et ce pays a été réticent à soutenir de nouveaux projets de production de charbon, de gaz et d'hydroélectricité dans les autres pays. Les autres pools électriques en Afrique constatent de la même manière, que le développement de projets de production qui fourniront des excédents disponibles pour l'exportation peut être un processus extrêmement long. En Asie du Sud-Est, la RPTCC fonctionne depuis 13 ans, avec le soutien de la Banque mondiale et de la Banque asiatique de développement, dans le but de promouvoir le commerce de l'électricité dans les six pays composant la sous-région du bassin du Mékong. Les progrès dans cette région ont également été lents, et le commerce de l'électricité a été presque exclusivement limité à des PPI d'exportation spécifiques qui permettent d'exporter l'électricité vers un seul destinataire en utilisant des lignes de transport dédiées qui ne font pas partie du réseau national du pays exportateur. De grands projets hydroélectriques en RDP Lao et au Myanmar fournissent les excédents destinés à l'exportation, et il reste un potentiel hydroélectrique considérable à exploiter. Les pays importateurs tels que la RPC, la Thaïlande et le Vietnam considèrent que les réseaux nationaux des pays exportateurs ne sont pas suffisamment fiables ou stables pour être interconnectés avec leurs propres réseaux, et c'est en grande partie la raison pour laquelle l'infrastructure de transmission est spécifique à chaque projet. Les réseaux voisins ne sont donc pas synchronisés. La RDP Lao et le Myanmar ont l'ambition de moderniser leurs réseaux pour faciliter la synchronisation régionale, mais cela nécessitera des investissements considérables dans l'ensemble de ces réseaux nationaux.

L'IRIMP doit s'articuler autour de priorités, de complémentarités et sur des horizons à court, moyen et long terme, et préparer une stratégie et des processus de mise en œuvre comprenant l'amélioration des dispositions institutionnelles (telles que les processus réglementaires et administratifs) ; des projets d'infrastructure prioritaires ; et des options de financement comprenant des mesures pour promouvoir, attirer et maintenir la participation du secteur privé dans le développement des infrastructures. La hiérarchisation des projets et des interventions de facilitation doit tenir compte des profils de risque associés et trouver un équilibre approprié.



Un objectif important - qui sous-tend l'interconnectivité - est d'accroître l'efficacité et la compétitivité des économies des États membres en utilisant les avantages comparatifs par le biais des échanges commerciaux et en promouvant l'utilisation efficace des infrastructures énergétiques physiques et des services connexes. L'expansion économique dépend fortement des tarifs de l'électricité pour l'industrie et le commerce qui sont compétitifs aux niveaux régional et international. Les fabricants multinationaux de vêtements et de chaussures examinent attentivement les coûts de base des sites candidats pour leurs installations de production, et le coût ainsi que la fiabilité de l'électricité sont un élément clé de ces considérations. Un défi important consiste toutefois à surmonter les intérêts particuliers des institutions nationales en place qui s'occupent de l'électricité. Par exemple, certains pays de l'IGAD sont très dépendants de la production de diesel et ont des liens établis de longue date avec les fabricants de générateurs et les fournisseurs de combustibles.

D'autres objectifs sont généralement axés sur la définition de politiques, comme la mise en place de politiques en matière d'ER, d'EE, la promotion de la PSP et la facilitation des PPI, etc. Ces questions sont largement couvertes ailleurs dans le rapport de l'IRIMP, mais plusieurs d'entre elles peuvent être considérées comme ayant une dimension non politique, comme suit :

- a) Il est nécessaire d'envisager l'expansion de la coopération pan-IGAD dans le secteur de l'énergie, en reconnaissant « *l'importance des projets d'infrastructure comme vecteur d'intégration de la sous-région de l'IGAD et comme catalyseur nécessaire de la croissance économique et du développement des États membres de l'IGAD* ». À cet égard, il est proposé que le Kenya offre un soutien au renforcement des capacités - éventuellement sous la forme d'accords de jumelage - aux autres pays de l'IGAD afin de promouvoir la PSP dans le secteur de l'électricité, notamment en ce qui concerne les solutions hors réseau, y compris les mini-réseaux. Les résultats obtenus récemment par le Kenya à cet égard semblent exemplaires, puisque ce pays a facilité la création de consortiums d'entrepreneurs nationaux et internationaux, de capital-risque et d'autres financiers, de fabricants de technologies d'énergie renouvelable, etc. pour assurer l'accès à l'énergie dans des zones jusque-là non desservies.
- b) Il est nécessaire de le reconnaître que : « *Les investissements d'infrastructure devraient également être réalisés dans les secteurs de l'eau et de l'énergie afin de résoudre les problèmes de stockage de l'eau, de production d'énergie et de transmission d'électricité dans la région. Cela permettra d'améliorer la disponibilité de l'eau et la gestion des pics de charge, d'accroître les échanges d'électricité et d'offrir des possibilités d'emploi à de larges pans de la population de la région qui vivent dans des zones où l'électricité est insuffisante. La diversification des sources d'énergie et le renforcement de l'interconnectivité dans la région amélioreront la disponibilité et réduiront le coût de l'électricité, qui est actuellement un obstacle à la croissance des entreprises dans la région* ». De même, « *des investissements devraient également être réalisés pour assurer un approvisionnement fiable et durable, l'utilisation de l'eau tenant compte de la variabilité hydrologique et climatique dans la région* ». Les sources d'énergies renouvelables intermittentes, telles que le vent et le photovoltaïque solaire, peuvent fonctionner conjointement avec l'hydroélectricité, et ainsi contribuer à la conservation de l'eau et à une certaine diversification du bouquet énergétique, sans augmenter les émissions de gaz à effet de serre. Il reste des ressources hydroélectriques considérables dans plusieurs pays de l'IGAD, notamment en Éthiopie, en Ouganda et au Soudan du Sud. Bien qu'il soit dans l'intérêt de ces pays d'envisager le développement des capacités éoliennes et solaires pour contribuer à la conservation de l'eau, en particulier lorsque la ressource en eau a des mérites polyvalents, il se peut que les capacités éoliennes et solaires soient situées de manière plus rentable dans l'un des autres pays membres de l'IGAD, en raison des caractéristiques éoliennes/isolantes, de la valeur des terres, d'autres avantages en termes de coûts, etc.
- c) Il est nécessaire de reconnaître ce fait : « *Les technologies de l'information et de la communication (TIC) sont importantes dans le développement économique actuel. L'utilisation correcte des TIC est cruciale pour la réduction de la pauvreté. Les TIC contribuent à promouvoir la croissance économique, à élargir les opportunités économiques et sociales, à rendre les institutions et les marchés plus efficaces et plus*

*réactifs, et à permettre aux pauvres d'avoir accès aux ressources et aux services* ». Dans un nombre croissant de pays - bien que largement limité aux pays relativement avancés à l'heure actuelle - les technologies liées aux TIC sont appliquées conjointement avec les technologies de rupture - en particulier le solaire et le solaire + stockage - pour fournir des solutions énergétiques économiquement avantageuses aux utilisateurs finaux. Lorsque le régime réglementaire d'une juridiction le permet, les services publics basés sur des technologies conventionnelles telles que le charbon et le gaz sont supplantés par des jeunes entreprises qui ont exploité les technologies de rupture (par exemple, le photovoltaïque solaire et le solaire + stockage) grâce à des mécanismes de financement innovants. Dans certains cas, ces nouveaux venus sur le marché consolident la gestion des systèmes solaires sur les toits, des systèmes de batteries domestiques, de la recharge des VE, etc., en créant des micro-réseaux virtuels au sein des réseaux existants et en utilisant des technologies logicielles telles que la " blockchain " pour surpasser les services publics en place. On trouve des exemples de telles percées aux États-Unis, au Royaume-Uni, en Allemagne et en Australie. Dans les pays en développement, des solutions combinant l'énergie solaire photovoltaïque, l'énergie éolienne et le stockage sur batterie sont utilisées par des investisseurs innovants du secteur privé pour fournir un approvisionnement en électricité commercialement viable aux communautés isolées, et offrir ainsi des avantages sous forme d'accès à l'énergie moderne pour les ménages, de réduction de la pauvreté, de création d'emplois, etc., et sont de plus en plus compétitifs avec les solutions basées sur le réseau. Les délais de réalisation de ces entreprises peuvent également être relativement courts par rapport aux solutions basées sur le réseau. Comme nous le verrons plus loin, Powerhive et Enel Green Power ont pour objectif de construire et de développer des mini-réseaux solaires modulables dans 100 villages de l'ouest du Kenya, chacun d'une capacité installée de 1 MW, afin d'apporter une énergie propre aux communautés isolées. Les micro-réseaux doivent être alimentés par la technologie photovoltaïque solaire de First Solar et fonctionner avec la technologie de contrôle de Powerhive. Le contexte des TIC prévoit que ces mini-réseaux seront reliés à un système de paiement ou de facturation mobile avancé, utilisant une application de prépaiement par téléphone portable.

- d) Il faut garder à l'esprit que l'accès universel à des services énergétiques sûrs fait partie des cibles des ODD et constitue l'un des éléments clés de l'objectif visant à réduire la pauvreté. Comme nous le verrons en détail ci-dessous, certains pays de l'IGAD - notamment l'Éthiopie et le Kenya - ont des objectifs ambitieux pour la fourniture d'un accès universel dans un délai relativement court par rapport aux progrès réalisés au cours des dernières décennies. La stratégie poursuivie par l'Éthiopie est axée sur la connexion au réseau, mais avec une solution provisoire consistant à fournir aux services publics des mini-réseaux, des lanternes solaires, etc. dans les zones les moins accessibles au réseau existant. L'approche du Kenya est similaire, sauf que les mini-réseaux et les lanternes solaires doivent être fournies par le secteur privé et il est peu probable que cette solution soit aussi temporaire que celle proposée en Éthiopie. Certains des autres pays membres de l'IGAD sont cependant assez lents à exploiter le potentiel des approches innovantes pour accélérer l'accès à l'énergie. Il y a donc tout lieu de penser qu'il faut trouver un équilibre entre les grands projets de production qui créeront des excédents de capacité dans certains pays, combinés à des projets d'interconnexion de transmission qui exporteront ces excédents vers des pays qui ont des déficits ou des coûts énergétiques beaucoup plus élevés, et la résolution des problèmes qui empêchent l'expansion rapide des solutions énergétiques telles que l'énergie solaire sur les toits, les mini-réseaux, etc.
- e) Il est obligatoire de dresser un inventaire de tous les projets en cours de réalisation, de préparation et de ceux envisagés pour le développement futur.
- f) Il est nécessaire d'établir les perspectives de développement des infrastructures énergétiques régionales et des services associés à l'horizon 2050 et d'évaluer les défis que la région devra relever dans ce secteur. Ces perspectives devraient servir de base à la formulation d'objectifs réalistes à long terme, qui devront être ciblés par les politiques et les programmes au niveau régional afin d'ancrer le développement des infrastructures dans l'intégration régionale et la coopération commerciale dans la région de l'IGAD. Cette évaluation doit commencer par les bilans de l'offre et de la demande, et de



préférence dans plus d'un scénario. Le principal scénario serait celui qui maximise l'exploitation des écarts de ressources et de coûts. Il pourrait être basé sur le fait que les pays importateurs ne dépendent pas des importations pour plus de 10 % (disons) de leurs besoins énergétiques. Et un troisième pourrait supposer des niveaux élevés de capacité d'ER en raison des contraintes futures sur les émissions de GES.

- g) Sur la base d'hypothèses et de paramètres justifiés, il est nécessaire d'établir des projections des besoins énergétiques régionaux potentiels (en rendant explicites des options telles que : (i) les taux d'accès et de connexion, (ii) les objectifs liés à l'accès aux formes modernes d'énergie, (iii) le bouquet énergétique, (iv) le potentiel commercial par forme d'énergie, en relation avec les objectifs d'indépendance et de sécurité énergétique, (v) les objectifs d'économie d'énergie, etc.) Cet exercice est toutefois fortement dépendant de la qualité des informations disponibles.
- h) Il s'agit d'analyser les implications sur les sources d'énergie, la demande d'énergie, le commerce régional de l'énergie et le niveau des investissements requis des différentes options de projection ; et d'analyser les répercussions en termes d'infrastructures et de services de chaque option choisie.
- i) À partir a) de l'examen des infrastructures régionales et b) de la formulation des perspectives d'avenir, il est nécessaire de présenter un programme général de développement des infrastructures pour le développement et la gestion des infrastructures énergétiques et des services associés à l'horizon 2050, dans lequel les éléments suivants sont mis en évidence :
- Projets d'investissement par état (en cours d'exécution, en attente, nouvelle idée) ;
  - Cadre institutionnel et juridique, politiques et autres interventions non contraignantes nécessaires ;
  - Les acteurs concernés par la mise en œuvre ;
  - les premières quantifications des coûts et les délais estimés ;
  - Questions spécifiques de choix et de prise de décision, notamment en ce qui concerne les projets dont la bancabilité est incertaine.
- j) Il est nécessaire de formuler un cadre stratégique, un programme de développement des infrastructures et une stratégie de mise en œuvre pour le secteur de l'énergie. Dans l'accomplissement de cette tâche, le consultant abordera, entre autres, les points suivants :
- Le fonctionnement cohérent des différents sous-secteurs de l'énergie ;
  - L'amélioration de l'accès à l'énergie moderne pour la majorité de la population de l'IGAD ;
  - La prise en compte des questions d'environnement et de changement climatique, notamment par l'intégration d'éléments de développement durable dans la politique énergétique ;
  - L'efficacité et la sécurité énergétiques pour la région ;
  - Les mécanismes et options de financement disponibles ;
  - Possibilités de participation du secteur privé et mesures d'incitation pour stimuler la participation ;
  - Efficacité des cadres institutionnels et réglementaires ;
  - Une saine concurrence entre les différentes formes d'énergie ;
  - Harmonisation des normes et des standards ;
  - Exigences en matière de renforcement des capacités.

## Avantages de l'interconnexion

Les avantages théoriques de l'interconnexion des réseaux électriques dans une vaste région sont largement reconnus et comprennent les éléments suivants :

- a) Partage de la marge de réserve. Au lieu que chaque système national investisse dans une capacité excédentaire pour garantir un niveau optimal de sécurité d'approvisionnement - contre des éventualités telles que des pannes imprévues, etc. - la capacité excédentaire peut être fournie sur une base régionale et ainsi épargner à chaque pays les coûts fixes de la fourniture d'une réserve complète et indépendante.
- b) Partager la fourniture de services auxiliaires. Outre le partage de la réserve, les pays interconnectés peuvent également partager la fourniture de services auxiliaires. Comme pour la plupart des avantages décrits ici, cela est soumis à des accords contractuels, à la fourniture d'équipements et à la conformité à des normes techniques et opérationnelles harmonisées.
- c) Exploitation des économies d'échelle. Les réseaux intégrés au niveau régional créent essentiellement un système de facto qui est beaucoup plus vaste que n'importe quel système national individuel, et ouvrent ainsi la possibilité de développer des mégaprojets de génération, comme le projet Renaissance en Éthiopie.
- d) Diversification du mélange de combustibles. Comme l'illustrent les pays membres de l'IGAD, les ressources énergétiques indigènes d'une région peuvent être considérablement plus diversifiées que celles de chaque pays. L'Éthiopie, le Soudan du Sud et l'Ouganda disposent de ressources hydroélectriques inexploitées. Djibouti, la Somalie, l'Éthiopie et l'Érythrée disposent de ressources géothermiques. Le Soudan du Sud et l'Ouganda disposent de ressources pétrolières. Et la plupart des pays membres disposent de ressources éoliennes indigènes, en particulier ceux qui ont un littoral ou un territoire dans la vallée du Rift, et de ressources d'énergie solaire. L'hydroélectricité représente l'essentiel du potentiel de capacité de la région pour les vingt prochaines années environ, mais cette ressource est exposée aux variations hydrologiques et au changement climatique. Il est donc prudent de diversifier la combinaison de combustibles dans la région afin d'atténuer ce risque.
- e) Exploitation de la complémentarité. Comme indiqué ci-dessus, tous les pays de l'IGAD semblent disposer de bonnes ressources en ERV sous forme d'énergie éolienne et solaire. L'intermittence des ERV est un inconvénient important, tout comme le fait que la plupart des pays de l'IGAD connaissent leur pic de demande en début de soirée, lorsque la production des installations photovoltaïques solaires est nulle. Néanmoins, l'hydroélectricité fonctionne bien, conjointement avec les sources d'ERV telles que l'éolien et le solaire. Lorsque les ERV produisent, l'hydroélectricité peut être réduite, ce qui permet de conserver l'eau dans le réservoir pour une production future.
- f) Coûts de financement réduits. Si une région non seulement interconnecte ses réseaux mais établit également des marchés pour la capacité d'échange, l'énergie, les services auxiliaires, etc., bon nombre des risques pris en compte par les financiers potentiels sont réduits, ce qui entraîne des coûts de financement moins élevés.
- g) Concurrence sur le marché. Un marché plus vaste, tel qu'un pool régional d'électricité, accroît la concurrence, ce qui contribue à réduire les coûts pour les utilisateurs finaux.

## Examen des précédentes évaluations des interconnexions régionales

### Généralités

Bien que le PEAE soit considéré comme ayant progressé dans le renforcement des capacités institutionnelles, les progrès réalisés dans la facilitation du commerce réel de l'énergie par le biais du pool énergétique ont été





lents. Selon le rapport de novembre 2016 du PEAE sur l'état de l'énergie régionale dans les pools énergétiques africains, les problèmes qui entravent les progrès du commerce dans la région sont notamment les suivants :

- Le manque d'interconnexions ;
- Faible alignement des plans de développement nationaux avec le plan directeur régional ;
- Faiblesse des incitations à la participation du secteur privé ; et
- Données inadéquates et peu fiables.

L'Égypte domine le groupe du PEAE en termes économiques, et en termes de capacité installée ainsi que de production d'électricité (tant brute que par habitant). L'Éthiopie et la RDC disposent de ressources hydroélectriques considérables et inexploitées qui en font des acteurs potentiellement importants au sein du PEAE.

### Deloitte

L'étude de Deloitte sur la région du PEAE ne couvre que cinq des pays de l'IGAD et, publiée en 2014, est quelque peu datée. Néanmoins, il est intéressant de citer un rapport de 2011 de la Communauté de l'Afrique de l'Est qui fait des prévisions pour le secteur électrique régional en 2030.

Pays	Capacité existante, 2012 (MW)	Extensions futures de capacité, 2013-2030 (MW)	Capacité totale, 2030 (MW)	Demande en 2030 (MW)	Excédent en 2030 (MW)
<b>Burundi</b>	49	422	471	385	86
Djibouti	<b>123</b>	<b>187</b>	<b>310</b>	<b>198</b>	<b>112</b>
<b>Est de la RDC</b>	74	1,117	1,191	179	1,012
<b>Égypte</b>	25,879	46,570	72,449	69,909	2,540
<b>Éthiopie</b>	<b>2,179</b>	<b>13,617</b>	<b>15,796</b>	<b>8,464</b>	<b>7,332</b>
Kenya	<b>2,051</b>	<b>6,288</b>	<b>8,339</b>	<b>7,795</b>	<b>544</b>
<b>Rwanda</b>	103	411	514	484	30
Soudan	<b>3,951</b>	<b>11,310</b>	<b>15,261</b>	<b>11,054</b>	<b>4,207</b>
<b>Tanzanie</b>	1,205	4,881	6,086	3,770	2,316
Ouganda	<b>822</b>	<b>2,531</b>	<b>3,353</b>	<b>1,898</b>	<b>1,455</b>

Les détails des chiffres de l'EAC n'ont pas été confirmés par le consultant mais il est peu probable que les chiffres "excédentaires" de la colonne de droite soient interprétés comme la capacité disponible pour l'exportation. Comme le souligne l'étude du GMSP, tous les systèmes nationaux ont besoin d'une marge de capacité pour assurer un bon degré de sécurité d'approvisionnement. Pour un système entièrement thermique avec des niveaux de fiabilité de production raisonnablement élevés, la réserve peut être aussi faible que 10 % de la demande de pointe. Cependant, lorsque le parc de centrales contient de l'hydroélectricité saisonnière et/ou des ERV comme l'éolien et le solaire photovoltaïque, la marge de capacité doit être considérablement plus élevée. Le scénario "Pas d'exportations" pour 2030 dans le GMSP a une demande de pointe de 9.614 MW et une capacité installée de 15.915 MW, ce qui donne une marge/excédent de 6.301 MW, soit 65%. En d'autres termes, même



avec un "excédent" de 65 %, l'Éthiopie ne pourrait pas exporter de manière fiable de l'électricité sans compromettre la fiabilité des approvisionnements intérieurs.

Toutefois, si l'on considère les chiffres sous-jacents de la CAE :

La capacité installée de l'Éthiopie en 2030 est similaire à celle du GMSP, alors que la demande de pointe est inférieure d'environ 12 % à celle du GMSP.

La demande de pointe du Kenya en 2030 est de 4 244 MW, selon l'ERC et la CAE. L'ERC a une capacité installée de 8.339 MW en 2030, alors que l'ERC prévoit qu'elle sera de 8.524 MW, ce qui est similaire. Les chiffres de l'ERC incluent les importations.

Le plan d'expansion du réseau de l'UETCL en Ouganda a une capacité installée totale d'environ 3 600 MW en 2030, ce qui est environ 7% supérieur au chiffre de 3 353 MW de l'ERC. Cependant, le sophisme des chiffres "excédentaires" de l'ERC est une fois de plus mis en évidence, puisque l'UETCL reconnaît que la capacité totale disponible en 2030 est en fait de 2 612 MW. Comme l'UETCL estime la demande de 2030 à 2 529 MW, ce qui est sensiblement plus élevé que le chiffre de l'ERC, la capacité disponible pour l'exportation en 2030 est fixée à 48 MW par l'UETCL.

Les chiffres de l'ERC pour Djibouti sont très différents de ceux de Tractebel. En termes de capacité totale installée en 2030, ERC dispose de 310 MW et Tractebel de 850 MW, et à la demande de pointe en 2030, ERC dispose de 198 MW et Tractebel de 450 MW. Il se peut que Tractebel ait inclus la capacité de transfert nette de l'interconnexion éthiopienne dans ses chiffres de capacité installée, ce qui, à 314 MW, signifierait que Djibouti conserverait une petite marge de réserve pour répondre à la demande de pointe en utilisant uniquement la capacité nationale, tout en maximisant les possibilités d'économies de combustible de l'interconnexion.

#### *Plan directeur du PEAE*

Le plan directeur du PEAE a été préparé par des consultants danois en 2014. Il représente une mise à jour du plan directeur préparé en 2011, et son champ d'application a été étendu à la Libye, à l'ensemble de la RDC et au Soudan du Sud. Son objectif était d'analyser les avantages de la coopération régionale et de recommander un ensemble de nouvelles interconnexions de transmission. Un logiciel sophistiqué de planification de l'expansion au moindre coût - le modèle de Balmorel - a été utilisé dans l'analyse et a conduit à une recommandation pour six nouvelles lignes de transport d'une capacité combinée de 3 400 MW, à mettre en service d'ici 2020. Le plan directeur de 2011 n'incluait pas la Somalie, l'Érythrée ou le Soudan du Sud, ce dernier n'ayant obtenu son indépendance que cette année-là. L'Érythrée ne participe pas au PEAE et, par conséquent, le plan directeur 2014 ne fait aucune référence à l'Érythrée.

La modélisation de Balmorel était de grande envergure et couvrait un scénario principal ainsi que 20 scénarios alternatifs qui explorent les susceptibilités sur les différents paramètres centraux. Il est toutefois important de noter que le plan directeur se concentrait sur le court à moyen terme, c'est-à-dire 2020 et 2025, tout en offrant une perspective à long terme vers 2040.

Le plan directeur était fondé sur la forte croissance de la demande enregistrée avant 2014, qui se poursuivrait dans l'avenir immédiat et doublerait effectivement au cours des dix années suivantes. Les projections de la demande pour les différents pays sont censées avoir été fournies par les différents pays. Pour les États membres de l'IGAD, les projections adoptées étaient les suivantes.



Demande annuelle d'électricité (TWh) et demande de pointe (GW)

	2015		2020		2025	
	TWh	GW	TWh	GW	TWh	GW
<b>Djibouti</b>	0.8	0.1	0.9	0.2	1.0	0.2
<b>Éthiopie</b>	15	3	35	6	53	9
<b>Kenya</b>	13	2	42	7	61	10
<b>Soudan du Sud</b>	0.7	0.1	2.0	0.4	3.2	0.6
<b>Soudan</b>	15	3	24	4	32	6
<b>Ouganda</b>	5	1	8	1	12	2

Le tableau suivant résume la capacité de production prévue des pays membres de l'IGAD en 2025, selon le plan directeur.

Capacité totale installée d'ici 2025 (MW)

Pays	Gaz naturel	Hydro	Géotherm.	Charbon	Pétrole	Éolien	Solaire	Bagasse + Autres
Djibouti	-	-	50	24	122	-	-	-
Éthiopie	-	15,475	75	-	78	324	-	614
Kenya	3,440	934	4,000	1,920	391	636	-	44
Soudan du Sud	-	1,937	-	-	346	-	-	-
Soudan	-	2,665	-	2,121	1,525	20	10	100
Ouganda	-	2,226	250	-	150	-	20	107

Au cours des cinq années qui se sont écoulées depuis la publication du plan directeur, certaines de ces projections ont été dépassées par les événements. Une vue d'ensemble actualisée est présentée ci-dessous. Un exemple, cependant, est que la mise en œuvre de l'hydroélectricité au Soudan du Sud pourrait être sensiblement plus lente que ce qui était prévu en 2014.

Bien que la production au gaz soit dominante en Égypte, l'EAPP a considéré que l'hydroélectricité avait le plus grand potentiel pour faciliter le commerce de l'énergie dans la région. Le plan directeur reconnaît toutefois que les pays dominés par l'hydroélectricité, comme l'Éthiopie, peuvent éprouver des difficultés à fournir de l'électricité pendant les années de sécheresse. La modélisation de Balmorel a pris en compte les variations hydrologiques pour garantir le respect des critères de fiabilité de l'approvisionnement.

D'ici 2020, les interconnexions engagées ayant les plus grandes capacités sont les interconnexions Éthiopie-Kenya-Tanzanie, avec des capacités respectives de 2 000 MW et 1 300 MW. Le plan directeur a recommandé l'extension de ce corridor d'ici 2018, et l'ajout de deux nouveaux corridors, à réaliser entre 2020 et 2025 :

- De l'Éthiopie à l'Égypte via le Soudan ; et
- De la RDC au Kenya en passant par l'Ouganda



Il est important de noter que ces recommandations sont fondées sur la preuve que les coûts marginaux de production sont les plus élevés dans le nord alimenté par des combustibles fossiles (Égypte, Libye et Soudan) et les plus faibles dans le sud où l'hydroélectricité est abondante (RDC, Éthiopie, Ouganda, etc.), et où de bons sites géothermiques sont disponibles.

Si l'on exclut les liaisons impliquant des pays ne faisant pas partie de l'IGAD, les projets jusqu'en 2020 peuvent être résumés comme suit :

Projets de transport recommandés d'ici 2020

Projet	Capacité (MW)	Type	Longueur (km)	Coût (US\$m)
<b>Soudan-Ethiopie</b>	1,600	AC, 500kV	550	373
<b>Ouganda-Soudan du Sud</b>	600	AC, 400kV	200	77
<b>Kenya-Ouganda</b>	300	AC, 400/220kV	254	44

Note: Les capacités sont arrondies à 100 MW. Les coûts sont exprimés en millions de dollars US en valeur réelle de 2013.

Si l'on considère l'ensemble de la période jusqu'en 2025, la liste des projets similaires est la suivante :

Projets de transport recommandés d'ici 2025

Projet	Capacité (MW)	Type	Longueur (km)	Coût (US\$m)
<b>Soudan-Ethiopie</b>	1,600	AC, 500kV	550	373
<b>Ouganda-Soudan du Sud</b>	600	AC, 400kV	200	77
<b>Kenya-Ouganda</b>	600	AC, 400/220kV	254	100
<b>Soudan-Soudan du Sud</b>	300	AC, 220kV	400	163

Note: Les capacités sont arrondies à 100 MW. Les coûts sont exprimés en millions de dollars US en valeur réelle de 2013.

Un point important du plan directeur est que les corridors nord-sud et est-ouest recommandés, ainsi que les différentes technologies de production le long de ces corridors, offrent une sécurité solide contre les variations hydrologiques et les risques liés au prix et à l'approvisionnement en carburant.

Parmi les conclusions importantes associées aux recommandations, on peut citer :

1. Facilitation d'une augmentation de 9 % de la capacité hydroélectrique et géothermique, et d'une diminution de la capacité des centrales au charbon, avec les conséquences qui en découlent sur les émissions de GES ; et
2. Économies de coûts opérationnels.

Une mise en garde importante dans le plan directeur est toutefois que « le risque de séquençage peut être important. Si les investissements dans la production ou la transmission sont retardés, cela aura une influence sur l'économie des nouvelles lignes, par exemple la ligne Soudan - Égypte dépend de la ligne Éthiopie - Soudan, et plusieurs lignes dépendent de la concrétisation des investissements dans l'hydroélectricité, par exemple au Soudan du Sud et en RDC ». D'après les données recueillies au cours des 5 dernières années depuis 2014, ces



crainces semblent fondées et la mise en œuvre des projets de génération a généralement été plus lente que prévu.

Dans une large mesure, le plan directeur 2014 est antérieur à la vague d'intérêt pour l'énergie éolienne et solaire à l'échelle mondiale. Le plan directeur ne fait aucune référence au potentiel d'exploitation conjointe de la production conventionnelle et des ERV, ni à la possibilité de diversification géographique de la capacité des ERV dans les pays du PEAE. Le plan directeur ne tient pas compte du coût économique des externalités telles que les émissions de gaz à effet de serre, même s'il indique que le déploiement de capacités de production d'électricité à partir du charbon aurait pu être sensiblement inférieur si cela avait été le cas.

Bien que le plan directeur se concentre sur les périodes jusqu'en 2020 et 2025, il analyse également les périodes jusqu'en 2030, 2035 et 2040, tout en reconnaissant le degré élevé d'incertitude lié aux principaux paramètres d'entrée tels que la demande et les prix des combustibles. L'analyse indique une nette augmentation de la capacité de production des centrales à charbon après 2025 et semblerait passer d'environ 5 % du total régional à environ 50 %, et environ 70 % de l'énergie produite en 2040. La capacité éolienne et solaire n'est guère prise en compte. Cette situation est totalement incompatible avec l'orientation du mouvement, tant en ce qui concerne l'économie relative des technologies de production que les priorités mondiales en matière de limitation des émissions de GES et de changement climatique.

Les interconnexions de transmission dans la région sont fortement affectées par les hypothèses de développement du projet Grand Inga en RDC. Ce projet suscite de l'intérêt depuis plusieurs décennies et toutes les régions d'Afrique ont l'ambition d'accéder à l'énergie relativement peu coûteuse et à faible teneur en carbone qu'il produit. Les compagnies d'électricité d'Europe et du Moyen-Orient ont également manifesté leur intérêt. Le coût élevé et les impacts sociaux et environnementaux très négatifs ont été un facteur inhibiteur. Toutefois, le principal problème de ce projet est la poursuite de l'instabilité politique qui a frappé le pays depuis son indépendance il y a près de six décennies. Il ne serait donc pas prudent que l'IRIMP fasse des recommandations sur les futures interconnexions de transport dépendantes du Grand Inga ou d'autres grands projets en RDC.

L'analyse à long terme - au-delà de 2025 - est peut-être plus valable en ce qui concerne la façon dont les interconnexions existantes et recommandées peuvent changer au fil du temps. Il s'agit notamment de :

- Les lignes entre l'Éthiopie, le Soudan et l'Égypte auront un débit réduit en 2035 et 2040.
- La liaison entre le Kenya et l'Éthiopie connaîtra un taux d'utilisation croissant jusqu'en 2040.
- L'Éthiopie, dont les exportations nettes devraient représenter environ 20 % de la demande nationale entre 2020 et 2030, importerait une partie de ses besoins d'ici à 2040, bien que cela puisse ne pas être le cas si la rentabilité des projets hydroélectriques les moins intéressants s'améliore avec le temps.
- L'Ouganda est un fort exportateur net en 2020, en équilibre en 2025, et un importateur net en 2040.

Les événements survenus depuis 2014 font que certaines de ces projections ne sont pas réalistes.

#### *Feuille de route de Power Africa*

La feuille de route pour le réseau de transport d'électricité en Afrique jusqu'en 2030, soutenue par l'USAID, a été publiée en 2018. Il s'agit d'une étude panafricaine qui n'a pris en compte qu'un sous-ensemble des pays membres de l'IGAD : l'Éthiopie, le Kenya et l'Ouganda. L'objectif de l'étude était d'identifier les principaux liens d'interconnexion qui faciliteraient le commerce entre les pays riches en ressources énergétiques et ceux qui sont confrontés à de graves pénuries d'approvisionnement, et qui permettraient ainsi d'assurer un approvisionnement plus efficace et une meilleure sécurité énergétique. La feuille de route note que la stratégie 2.0 de Power Africa s'engage à accroître l'accès à l'électricité en Afrique subsaharienne en mettant davantage



l'accent sur le transport. Dans le cadre de l'IRIMP, cette stratégie est soumise à des tests de stress afin de déterminer si l'établissement d'un équilibre entre les solutions de connexion au réseau et les solutions hors réseau, telles que les mini-réseaux, peut constituer la solution la plus rentable et la plus rapide pour assurer l'accès universel à l'énergie moderne.

Les principaux objectifs de la feuille de route sont les suivants :

Renforcer la coopération entre les principales parties prenantes en identifiant les projets de transport qui sont essentiels pour le commerce transfrontalier de l'électricité et en mettant en évidence les goulets d'étranglement/risques de retard (cet axe comprendrait également les projets nationaux susceptibles de soutenir le commerce régional, par exemple en connectant de nouvelles capacités de production aux lignes transfrontalières)

Soutenir les projets prioritaires en mettant en évidence les contributions que les partenaires de développement peuvent apporter à leur réalisation, en complément des initiatives menées par les gouvernements.

La feuille de route recommande 10 projets dans l'ensemble de l'ASS, sur la base des déséquilibres existants ou prévus entre l'offre et la demande. Parmi ceux-ci, seule la ligne Éthiopie-Kenya-Tanzanie impliquerait les pays de l'IGAD.

La feuille de route a établi des prévisions de l'offre et de la demande pour deux périodes : 2018-2025 et 2025-2030. La demande de pointe a été estimée pour chaque pays et augmentée de 15 % pour tenir compte des marges de réserve et des pertes du système. Dans l'immédiat, cette hypothèse est discutable pour des pays tels que l'Éthiopie, dont la capacité hydroélectrique saisonnière se traduit par une marge de réserve supérieure à 50 % de la demande de pointe. Les données relatives à l'offre ont été basées sur des dates de mise en service et de mise hors service prévues entre 2018 et 2025. L'expérience dans la région suggère que l'achèvement de certains projets dépasserait les dates prévues.

L'analyse de Power Africa indique que l'Éthiopie, l'Ouganda et le Kenya auraient des excédents d'électricité :

L'excédent de l'Éthiopie, d'environ 1 200 MW en 2018, selon Power Africa, devrait passer à environ 1 900 MW d'ici 2025, grâce à des projets hydroélectriques tels que Baro, Gilgel Gibe IV/Koysha, Karadobi et Renaissance.

L'Éthiopie exportait 200 MW vers Djibouti et le Yémen en 2018, et avec les exportations supplémentaires vers le Soudan, le total passera à 1 200 MW d'ici 2022, suivi peu après par les exportations vers l'Égypte/Afrique du Nord.

L'Ouganda a un excédent de 112 MW en 2018 et le Kenya de 52 MW seulement. L'excédent de l'Ouganda devrait se maintenir à environ 100 MW d'ici 2025, tandis que celui du Kenya devrait atteindre environ 700 MW à la même date.

Il faut cependant noter que le GMSP suggère que la mise en service de Karadobi ne devrait pas avoir lieu avant 2029, et que ce projet a une capacité de 1 900 MW. Rien que par ce fait, l'excédent de 1 900 MW de l'Éthiopie en 2025, selon Power Africa, est suspect. D'autres projets hydroélectriques candidats pourraient cependant être achevés avant 2025, à condition que la clôture financière puisse être atteinte dans les 1 à 2 prochaines années. Certains de ces projets ont des liens avec d'autres dans le même bassin hydrologique et sont soumis à une construction et une mise en service échelonnées.

À la fin de 2017, la capacité installée de l'Ouganda n'était que de 50 MW supérieure à la demande de pointe de cette année-là. En raison de la forte dépendance à l'égard de l'hydroélectricité saisonnière, ce n'est pas la même chose que d'avoir un surplus disponible pour l'exportation, pour les raisons expliquées ci-dessus. La situation s'est sensiblement améliorée en mars 2019, lors de la mise en service d'Isimba, et une capacité supplémentaire devrait être mise en service en 2020, lors de la mise en service du projet Karuma de 600 MW. D'autres projets



importants sont en cours de réalisation, de sorte que, bien que l'affirmation d'un excédent de 112 MW en 2018 puisse être exagérée, les excédents devraient se maintenir à partir de 2019.

Le Kenya a peut-être eu une capacité installée légèrement plus élevée en 2017/18 que la demande de pointe, mais, comme en Ouganda et en Éthiopie, cela ne se traduit pas par un potentiel d'exportation. Un excédent considérablement plus élevé, avec un potentiel d'exportation, pourrait être disponible lorsque 1 000 MW de production au charbon seront mis en service à Lamu, en 2024, ce qui pourrait soutenir la demande de Power Africa.

En général, en ce qui concerne les pays d'Afrique de l'Est, le consultant ne fait pas confiance à l'analyse de Power Africa, qui est simpliste. Au mieux, le document est indicatif plutôt que de refléter la possibilité de financement.

### GMSP/Nexant

L'étude GMSP sur l'Éthiopie, publiée en janvier 2019, est peut-être l'étude de planification de l'expansion la plus récente et la plus approfondie entreprise dans la région de l'IGAD ces dernières années. Bien que spécifique à l'Éthiopie, la pertinence régionale clé est que l'Éthiopie prévoit d'exporter vers au moins 4 pays d'ici 2023 : Djibouti, le Soudan, le Kenya et la Tanzanie. Elle exporte déjà une capacité importante - 100 MW chacun - vers deux pays de l'IGAD : Djibouti et le Soudan. Une modélisation détaillée a été entreprise par Nexant, à l'aide de l'outil sophistiqué de planification de l'expansion PLEXOS, avec l'inclusion des exportations vers quatre pays différents. Cette étude pour l'USAID a été considérée par eux comme une mise à jour de facto du plan directeur de 2014. A moins qu'il n'y ait des nouveautés spécifiques sur les projets d'expansion depuis janvier 2019, le rapport Nexant pour l'USAID est susceptible d'être la source définitive des projections de l'offre et de la demande pour l'Éthiopie. Pour ces raisons, le consultant accorde plus d'importance à cette étude individuelle qu'à toutes les autres examinées ci-dessus, ou au plan directeur de 2014 préparé par Parsons Brinkerhoff pour Ethiopian Electric Power (EEP). Bien que le développement de la capacité hydroélectrique au Soudan du Sud et en Ouganda, de la capacité de production de charbon au Kenya et de la capacité géothermique en Éthiopie, à Djibouti et au Kenya influencera également les possibilités d'échanges d'électricité d'ici 2030, tout comme le développement de la capacité éolienne et solaire dans les différents pays, c'est le potentiel hydroélectrique de l'Éthiopie qui a le plus de poids dans les flux d'électricité potentiels de la région. C'est pourquoi les principaux détails de l'étude du GMSP méritent d'être examinés plus avant dans le cadre de l'IRIMP.

Le GMSP présente le tableau suivant détaillant les centrales électriques existantes en Éthiopie, ainsi que les détails des projets hydroélectriques en construction.

### Caractéristiques des centrales existantes et des centrales hydroélectriques en construction

Titre	État d'avancement	Année de mise en service	Capacité (MW)	Débit nominal (m <sup>3</sup> /s)	Hauteur nominale (m)
Awash II	Existant	1966	32 (16)		
Awash III	Existant	1971	32 (16)		
Beles	Existant	2010	460	160	330
Finchaa	Existant	1974	133	27.8	550
Genale Dawa 3	En construction	2018	255	115.7	255
Gilgel Gibe I	Existant	2004	184	97	212
Gilgel Gibe II	Existant	2010	420	98	485



<b>Gilgel Gibe III</b>	Existant	2017	1870	1020	263
<b>Koyssha</b>	En construction	2022	2160		175
<b>Koka</b>	Existant	1960	42 (17)	1000	
<b>Maleka Wakana</b>	Existant / Réhabilité	1988/2014	153 (90)		
<b>Neshe</b>	Existant	2013	97	18.72	588
<b>GERD</b>	En construction	2020-2024	6448 *		155
<b>Tekeze I</b>	Existant	2009	300 (120)	220	155
<b>Tis Abay I</b>	Existant	1964/2000	12 (0)	29	46
<b>Tis Abay II</b>	Existant	2001	72 (12)	150	55
<b>Chemoga Yeda 1&amp;2</b>	En cours de négociation	2023	280	24.6	761/561

En 2020, seules 2 des 16 unités entrèrent en service, et ce à hauteur réduite. Huit autres unités seront ajoutées en 2023 et les six autres en 2024. Le consultant évalue la capacité du GERD au fil du temps comme suit :

- 2020, 403 MW
- 2021, 564 MW
- 2022, 725 MW
- 2023, 4030 MW
- 2024, 6448 MW

Le GMSP reconnaît qu'il y a jusqu'à environ 5 000 MW de capacité géothermique potentielle en Éthiopie. Le délai de mise en œuvre de l'énergie géothermique est cependant assez long, car chaque site nécessite une exploration et des tests approfondis. À l'heure actuelle, la seule capacité existante est de 9,5 MW à Aluto Langano.

Une centrale de valorisation énergétique des déchets de 25 MW a été achevée en 2018. Une capacité supplémentaire de valorisation énergétique des déchets est toutefois peu probable avant 2030. La production de 46 MW de diesel à partir de pétrole à Dire Dawa devrait être mise hors service à la fin de 2022.

L'Éthiopie dispose de deux parcs éoliens opérationnels - Adama 1, 51 MW, Adama 2, 153 MW, et Ashegoda, 120 MW.

Des parcs solaires photovoltaïques sont en cours de développement à Gad et Dicheto, chacun d'une capacité de 125 MW et leur achèvement est prévu pour la mi-2020. Un projet photovoltaïque de 100 MW est en cours de développement à Metehara, et devrait être achevé à la fin de 2020.

Les calculs du consultant, basés sur les données du GMSP, indiquent que la capacité installée du réseau électrique éthiopien en 2018 était de 4 467 MW.

L'interconnexion Éthiopie-Soudan a été entièrement mise en service à la fin de 2013 et a été utilisée pour exporter l'excédent d'hydroélectricité de l'Éthiopie vers le Soudan.





Le rapport de la GMSP répartit les futurs élargissements de capacité entre "engagés" et "autres", et son programme d'élargissement du scénario de base suggère qu'environ 75% des élargissements de capacité se situent dans la première catégorie. La définition du terme "engagé" est une question qui devrait être d'un intérêt majeur pour l'IRIMP, car il existe des interprétations politiques et juridiques de ces termes. L'interprétation politique est celle où un gouvernement s'engage à développer un projet, bien que pour diverses raisons il soit libre de changer d'avis. Dans l'interprétation juridique, un projet n'est pas engagé tant que la clôture financière n'a pas été atteinte et que toutes les conditions du plan de sécurité n'ont pas été remplies, y compris les autorisations environnementales. Globalement, il existe de nombreux cas de projets annulés ou reportés sine die en raison d'obstacles rencontrés à un stade tardif, malgré plusieurs années d'efforts préparatoires. L'Éthiopie a l'habitude d'abandonner les projets engagés et de s'engager dans de nouveaux projets qui n'apparaissent pas auparavant dans les plans à long terme.

Il est à noter que bien que les grands projets hydroélectriques représentent la plupart des nouvelles capacités ajoutées jusqu'en 2030, d'autres sources d'énergies renouvelables telles que la géothermie, l'éolien et le solaire apportent une contribution significative. Le programme d'expansion développé par la GMSP ne comprend aucune capacité thermique conventionnelle.

Les candidats à la production de la GMSP ont été initialement développés à l'aide d'une analyse de la courbe de sélection.

Le GMSP a exprimé sa prudence quant à l'ajout de la variable RE (VRE) à l'avenir. Les raisons de cette prudence sont les suivantes :

- Les régimes éolien et solaire peuvent être meilleurs dans les pays voisins, ce qui implique un coût moyen actualisé de l'énergie (LCOE) plus faible pour les ERV dans ces pays et donc une incitation à développer la capacité au niveau national plutôt que d'importer d'Éthiopie ;
- Le développement de la capacité nationale, plutôt que l'importation d'Éthiopie, et donc la localisation de la production plus près des centres de demande, réduit la nécessité d'investir dans l'infrastructure de transmission et de distribution (T&D), et les coûts d'exploitation et de maintenance (O&M) associés
- Les pays voisins connaissent des pics de système en début de soirée, après le coucher du soleil et lorsque la production d'énergie solaire photovoltaïque est indisponible, et l'énergie éolienne peut également avoir une disponibilité limitée.

Les deux premiers points ont une influence sur la proposition du consultant pour un scénario alternatif de développement de l'énergie dans la région de l'IGAD.

Le GMSP reconnaît cependant les avantages d'une exploitation conjointe de l'hydroélectricité et des ERV, et le potentiel de l'hydroélectricité éthiopienne à fournir des services d'équilibrage pour le développement des ERV dans les autres pays de l'IGAD.

Bien que l'intermittence de la capacité des ERV puisse être une source de préoccupation pour les prêteurs, l'opérateur du système et les autres parties prenantes, la modélisation PLEXOS de Nexant a déterminé que le système prévu peut comporter des réserves suffisantes pour l'intégration de la production intermittente d'énergie éolienne et solaire au-dessus du niveau du scénario de base.

L'une des principales motivations de l'étude du GMSP est d'apporter une capacité de production d'électricité plus propre et plus efficace en Afrique subsaharienne et d'accroître l'accès à l'électricité pour un plus grand nombre de ménages et d'entreprises.

Étant donné que le GMSP était limité à l'Éthiopie et qu'il n'a finalement pas inclus les solutions à base de combustibles fossiles, les émissions de gaz à effet de serre (GES) n'ont pas été prises en compte dans l'analyse.



Le consultant est toutefois surpris de constater que d'autres externalités économiques n'ont pas été prises en compte dans l'analyse. Alors qu'une grande partie des coûts environnementaux et sociaux associés aux projets de production peuvent être internalisés (c'est-à-dire monétisés), il en existe d'autres qui ne le peuvent pas, par exemple la perte de biodiversité.

Les projets hydroélectriques candidats examinés par le GMSP sont présentés dans le tableau ci-dessous.

#### Projets hydroélectriques candidats

Titre	Première année disponible	Capacité (MW)	Coût de construction (m US\$)	de Coûts d'interconnexion (m US\$)	Coût total du capital (US\$/kW)
Beko Abo	2030	935	1,260	161.0	1,520
Geba 1&2	2023	372	572	22.2	1,597
Genale 6	2023	246	588	47.1	2,582
Genale 5	2023	100	298	3.7	3,017
Dabus	2023	798	763	150.2	1,144
Birbir	2023	467	1,231	37.0	2,715
Halele Werabesa	2024	436	886	69.7	2,192
Baro 1&2	2023	645	1,596	100.0	2,207
Genji	2023	214	200	Avec Baro	
Tams	2025	1700	3,242	202.1	2,026
Wabi Shebele	2023	87	888	12.1	10,344
Karadobi	2029	1600	2,576	151.1	1,704
Upper Mendaya	2031	1700	2,436	49.7	1,462

Pour plusieurs de ces projets, Nexant présente l'année 2023 comme la première année disponible. Cependant, selon le consultant, à moins que des mesures n'aient été prises pour commencer la construction de ces projets, une date de livraison avant le début de 2024 est très improbable pour des projets de cette taille.

Nexant a reconnu les liens suivants entre les projets :

- Baro 1&2 et Genji
- Geba 1&2
- Halele & Werabesa
- Chemoga Yeda 1&2
- Le projet à Tams devrait être construit après les projets Baro/Genji et Birbir
- Le tableau suivant présente de plus amples détails sur les centrales hydroélectriques existantes, engagées et candidates.



Détails des centrales hydroélectriques existantes, engagées et candidates

Nom de l'installation	Capacité installée (MW)	Énergie ferme (GWh/an)	Énergie moyenne (GWh/an)	Facteur moyen de l'installation (%)
Awash II	32	149	183	65.45
Awash III	32	150	184	65.86
Baro 1	166	506	652	44.92
Baro II	507	1550	1955	44.12
Beko Ab	935	4445	6617	80.92
Beles	460	1357	2749	68.21
Birbir	467	1949	2717	66.41
Dabus	798	2695	3433	49.10
Finchaa	128	422	615	54.82
Geba 1	214	462	952	50.76
Geba 2	157	488	753	54.85
Genale 3	254	1124	1691	76.12
Genale 5	100	361	573	65.55
Genale 6	246	1039	1528	71.06
Genji	214	620	909	48.52
Gilgel Gibe I	210	610	882	48.08
Gilgel Gibe II	420	1400	2030	55.33
Gilgel Gibe III	1870	3285	5348	32.77
Halele	96	247	450	53.63
Karadobi	1600	5084	7831	56.02
Koyscha	2160	4760	6460	34.14
Koka	43	94	133	35.58
Maleka Wakana	153	325	555	41.56
GERD	6448	10,322	14,684	26.00
Tams	1700	5671	5714	38.37
Tekeze I	300	782	1399	53.41
Tis Abay II	68		10	1.69
Upper Mendaya	1700	5552	8554	57.59



<b>Wabi Shebele</b>	88	477	690	89.76
<b>Werabesa</b>	340	778	1516	51.05
<b>Yeda 1</b>	162	408	627	44.23
<b>Yeda 2</b>	118	299	460	44.59

Le projet géothermique Aluto Langano 2 est en cours de construction, avec une capacité installée de 70 MW, et devrait être opérationnel à partir de 2023. Parmi les projets géothermiques engagés, on peut citer Corbetti et Tulu Moye.

- Corbetti a une capacité totale de 470 MW, dont 20 MW à partir de 2020, 50 MW à partir de 2022, 200 MW à partir de 2024, et les 200 MW restants à partir de 2026.
- Tulu Moye a une capacité totale de 500 MW, dont 50 MW à partir de 2021, 100 MW à partir de 2022, 100 MW à partir de 2023, et les 250 MW restants à partir de 2025.

D'autres sites géothermiques ont un potentiel cumulé de 450 MW, mais le GMSP a considéré que 100 MW seulement étaient réalisables à l'horizon de planification de 2030, mais après 2023 et à plusieurs endroits.

Le GMSP a identifié cinq centrales à bagasse existantes avec une capacité installée cumulée de 496 MW, dont près de la moitié se trouve à Omokuaz.

La GMSP a identifié une centrale de biomasse candidate de 137 ME à Melka Sedi.

Les unités génériques à mouvement alternatif, OCGT et CCGT ont été considérées comme des centrales candidates, bien que GMSP ait reconnu que la politique actuelle du gouvernement est de ne pas augmenter la capacité thermique avant 2030. Le charbon et le nucléaire n'ont pas non plus été pris en compte.

La cartographie des ressources du GMSP indique qu'il existe un bon potentiel d'énergie éolienne dans plusieurs régions, mais des données supplémentaires sur la vitesse du vent sont nécessaires, ce qui prolonge le délai. Deux parcs éoliens sont en cours de développement : Aysha, d'une capacité de 120 MW d'ici 2020, et Assela, d'une capacité de 100 MW d'ici mi-2020.

Le GMPS identifie plusieurs parcs éoliens candidats, comme indiqué dans le tableau ci-dessous.

<b>Emplacement</b>	<b>Capacité (MW)</b>	<b>Facteur de capacité (%)</b>	<b>Première année disponible</b>
<b>Iteya</b>	150	35.2%	2022
<b>Aysha</b>	310	35.2%	2022
<b>Debre Birham</b>	100	35.2%	2022
<b>Adama</b>	300	35.2%	2023
<b>Sure</b>	200	31.3%	2023
<b>Denbel</b>	300	31.3%	2023
<b>Dire Dawa</b>	300	31.3%	2023
<b>Gode</b>	200	31.3%	2023
<b>Idabo</b>	200	31.3%	2023



<b>Adigala</b>	300	31.3%	2023
<b>Mekele</b>	300	31.2%	2023
<b>Ashengoda</b>	300	31.2%	2023

Le GMSP reconnaît que la baisse soutenue du prix de la technologie solaire photovoltaïque, conjuguée à des niveaux d'insolation favorables en Éthiopie, entre 1500 et 2000 kWh/m<sup>2</sup>, rend cette technologie digne d'intérêt. De nombreux projets candidats ont été identifiés, comme indiqué dans le tableau ci-dessous.

<b>Emplacement</b>	<b>Capacité (MW)</b>	<b>Facteur de capacité (%)</b>	<b>Première année disponible</b>
<b>Jijiga</b>	200	26.0%	Mid-2021
<b>Barhdar</b>	200	23.9%	2022
<b>Adigrat</b>	100	24.4%	2022
<b>Mekele</b>	200	24.8%	2022
<b>Welenchiti</b>	200	25.0%	2022
<b>Humera</b>	200	25.7%	2022
<b>Metehara</b>	100	24.4%	Mid-2021
<b>Awash</b>	200	24.4%	2022
<b>Hurso</b>	200	24.5%	2022
<b>Dire Dawa</b>	200	24.5%	Mid-2021
<b>Harar</b>	200	24.7%	2022
<b>Metema</b>	200	25.6%	2022
<b>Weranfo</b>	200	24.5%	2022

Les paramètres de modélisation du GMSP pour les candidats éoliens et solaires sont présentés dans le tableau ci-dessous.

<b>Type d'installation</b>	<b>Capacité totale (MW)</b>	<b>Coûts variables de F&amp;E (US\$/MWh)</b>	<b>Coûts fixes de F&amp;E (US\$/kW/an)</b>	<b>Entretien planifié (%)</b>	<b>Coupure forcée (%)</b>
<b>Éolien</b>	100	0.0	46.0	1.5%	3.0%
<b>Solaire PV</b>	100	0.0	21.0	1.5%	3.0%

<b>Type d'installation</b>	<b>Capacité totale (MW)</b>	<b>Coûts de construction (m US\$)</b>	<b>Coûts d'interconnexion (m US\$)</b>	<b>Coût total du capital (\$/kW)</b>	<b>Durée de vie des</b>
----------------------------	-----------------------------	---------------------------------------	--	--------------------------------------	-------------------------



**installations  
(années)**

<b>Éolien</b>	100	160	10.0	1,700	20
<b>Solaire PV</b>	100	100	10.0	1,100	20

Le GMSP a examiné la baisse probable du coût de l'énergie éolienne et solaire, sur la base des informations de l'IRENA. Cela indique que le coût du solaire diminuera à 1000 US\$/kW d'ici 2025, et celui de l'éolien à 1500 US\$/kW, en termes constants de 2018 US\$.

L'approche de l'Éthiopie en matière de financement des grands projets hydroélectriques a changé ces dernières années. Auparavant, de tels projets étaient développés par le gouvernement en utilisant les mécanismes de financement public traditionnels, par exemple des prêts concessionnels accordés par des agences de développement multilatérales et bilatérales. Cependant, ces dernières années, la norme est de développer ces projets en tant que PPI. Cela limite la nécessité pour le gouvernement de garantir les emprunts pour de multiples mégaprojets à coût d'investissement élevé.

Le GMSP a utilisé une analyse de sélection avec un taux d'actualisation de 10 % pour sélectionner les candidats à la génération. Leurs résultats le montrent :

- Le coût moyen actualisé de la production pour de nombreux projets hydroélectriques candidats est inférieur à celui des autres options technologiques.
- L'éolien et le solaire deviennent plus compétitifs, sur la base du kWh, que les options traditionnelles telles que l'OCGT, la CCGT et même la géothermie ainsi que la biomasse.
- La compétitivité des projets éoliens et solaires est très dépendante du coût du capital et des prévisions en matière de ressources.

Le GMSP a utilisé ces observations pour déterminer que les projets les plus prometteurs à inclure dans le plan optimal sont les centrales hydroélectriques les moins coûteuses, avec l'ajout éventuel d'une capacité photovoltaïque solaire pendant la période intermédiaire avant que les unités hydroélectriques ne soient disponibles.

La modélisation PLEXOS a pris en compte un certain nombre de scénarios et présente un intérêt particulier pour l'IRIMP :

- Scénario de base
- Scénario de base avec vent fort
- Scénario de base avec absence d'exportations
- Scénario de base avec des exportations retardées (scénario de base) vers le Kenya

Une nouvelle prévision détaillée de la demande a été effectuée pour chaque catégorie et sous-catégorie de clients. L'étude du GMSP a pris 2017 comme année de référence et a projeté la demande de 2018 à 2030.

Les ventes d'électricité plus les pertes de distribution devraient augmenter à un taux annuel moyen de 13,0 %, ce qui représente un taux d'augmentation incroyablement élevé sur une période prolongée, bien que légèrement supérieur au taux de croissance historique de 12,7 % entre 2001 et 2017. Les exportations d'électricité devraient être multipliées par dix (soit un taux annualisé de 21,5 %). Les pertes de transport devraient passer de 4,0 % de la demande totale en 2017 à environ 3,4 % en 2030. La demande totale elle-même



devrait augmenter à un taux annualisé de 14,3 % au cours de la même période. Aux fins de la détermination de l'équilibre entre l'offre et la demande, les exportations doivent être exclues des chiffres.

La prévision de la demande de la GMSP a adopté une méthodologie complète et approfondie, avec des prévisions de ventes dans chacune des principales catégories de clients de BT produites à l'aide d'une analyse de régression, les pertes de distribution étant ajoutées aux ventes. Des approches ascendantes ont été adoptées dans les catégories de clients liées aux tensions de transport. La demande totale du système a été obtenue en ajoutant la demande totale au niveau de la distribution aux prévisions de ventes des clients connectés au réseau de transport, et les pertes de transmission. On estime que les pertes de système se produisent à 75 % dans le réseau de distribution et à 25 % dans le réseau de transport. La prévision de la demande de pointe a tenu compte de la coïncidence estimée et des facteurs de charge. La prévision du GMSP s'entend pour les années civiles (grégoriennes).

Le record historique entre 2001 et 2017 a été utilisé pour l'analyse, et il convient de noter qu'il s'agissait d'une période de croissance économique forte et soutenue en Éthiopie. Les points saillants sont les suivants :

- La consommation totale (nationale) par unité de PIB a augmenté à un taux annualisé de 4,08 % entre 2001 et 2017.
- La consommation nationale totale par connexion a augmenté à un taux annualisé de 3,41 % entre 2001 et 2017.
- La consommation domestique totale par connexion partagée a augmenté à un taux annualisé de 3,34 % entre 2001 et 2017.
- La consommation par habitant a augmenté à un taux annualisé de 10,1%, passant de 30 kWh/habitant en 2001 à 140 kWh/habitant en 2017.
- La consommation résidentielle par habitant a augmenté à un taux annualisé de 10,0 %, passant de 8,5 kWh/habitant en 2001 à 39,2 kWh/habitant en 2017.
- Le PIB (en Birr 2011) par habitant a augmenté à un taux annualisé de 6,5 % entre 2001 et 2017.
- La charge de pointe du système est passée de 352 MW en 2001 à 2 202 en 2017, soit un taux annualisé de 12,1 %.
- Le facteur de charge du système est passé de 57,8 % en 2001 à 65,0 % en 2017, ce qui reflète probablement l'industrialisation croissante et la possession d'une gamme plus large d'appareils électroménagers. Un facteur de charge de 65 % reste toutefois relativement faible par rapport aux normes internationales.

Après avoir pris en compte une série de variables dépendantes, le GMSP a retenu les hypothèses suivantes pour son modèle de prévision de la demande. Bien que le GMSP ait considéré les scénarios de base, haut et bas, seuls les chiffres de base sont reproduits ici.

#### Hypothèses sur le taux de croissance du PIB total, 2018-2030

Période	Scénario de base
2018-2020	10.0%
2021-2025	9.0%
2026-2030	8.0%

#### Hypothèses sur le taux de croissance du PIB du secteur industriel, 2018-2030



Période	Scénario de base
2018-2020	16.0%
2021-2025	11.0%
2026-2030	8.0%

Hypothèses sur le taux de croissance du PIB du secteur des services, 2018-2030

Période	Scénario de base
2018-2020	9.5%
2021-2025	9.0%
2026-2030	8.0%

Hypothèses sur le taux de croissance du PIB du secteur agricole, 2018-2030

Période	Scénario de base
2018-2020	5.2%
2021-2025	6.9%
2026-2030	8.0%

Ces taux de croissance semblent plutôt élevés pour une période aussi soutenue.

Hypothèses sur le taux de croissance de la population totale, 2018-2030

Période	Scénario de base
2018-2020	2.5%
2021-2025	2.3%
2026-2030	2.1%

Hypothèses de base sur le taux de croissance de la clientèle, 2018-2030

Période	Domestique	Commerciale	LV Industrielle	HV Industrielle	Éclairage public
2018-2020	11.9%	10.0%	10.0%	10.0%	13.0%
2021-2025	10.0%	8.0%	8.0%	8.0%	12.0%
2026-2030	8.0%	7.0%	7.0%	7.0%	11.0%

Nexant a supposé un taux de croissance accéléré de la consommation d'électricité pour l'éclairage des rues, ce qui suggère que l'Ethiopie n'est pas disposée à adopter l'éclairage PV.

Hypothèses de pertes de distribution et de transport, 2018-2030





Année	Pertes de distribution	Pertes de transport
<b>2017</b>	16.2%	5.4%
<b>2018</b>	15.7%	5.3%
<b>2030</b>	9.0%	3.5%

Les hypothèses du GMSP concernant les objectifs de réduction des pertes sont basées sur des études et des objectifs récents. La réduction des pertes alors que la demande augmente aux taux résumés ci-dessus nécessiterait un investissement considérable et soutenu dans l'infrastructure de T&D, et l'expérience de l'ensemble de l'Afrique subsaharienne montre que la réduction des pertes peut être extrêmement difficile à réaliser.

Le modèle économétrique de régression du GMSP pour les ventes intérieures est basé sur le nombre de clients intérieurs et la croissance du PIB par habitant. Il est intéressant de noter que le tarif de l'électricité n'est pas l'un des paramètres du modèle, ce qui implique l'hypothèse que les tarifs restent constants en termes réels. Cela est également intéressant compte tenu, une fois de plus, des investissements considérables et soutenus dans les infrastructures de production et de T&D, ainsi que dans le raccordement de nouveaux ménages.

Une prévision alternative de la demande pour le sous-secteur résidentiel a été produite par Nexant, en utilisant une approche différente basée sur les objectifs d'électrification et de consommation fixés par le gouvernement. Les résultats de la prévision basée sur cette approche étaient très similaires à ceux basés sur le modèle de régression et, par conséquent, Nexant a adopté la prévision basée sur l'analyse de régression.

Le modèle économétrique de régression du GMSP pour les ventes commerciales est basé sur le nombre de clients commerciaux et la croissance du PIB par habitant. Il en résulte un taux de croissance annualisé de la demande d'énergie de 10,3 %.

Le modèle économétrique de régression du GMSP pour les ventes industrielles de BT est basé sur le nombre de clients industriels de BT et le PIB industriel. Il en résulte un taux de croissance annualisé de la demande d'énergie de 11,4 %. Il est intéressant de noter que, lors de l'élaboration des scénarios de la demande dans les scénarios haut et bas pour ce sous-secteur, l'incertitude est beaucoup plus grande que pour les autres sous-secteurs. Apparemment, cela est lié à la poursuite du développement de nouveaux parcs industriels pour les secteurs industriels compétitifs au niveau mondial tels que l'habillement, la maroquinerie, etc.

Le modèle de régression pour l'éclairage public est simplement basé sur le nombre de clients de l'éclairage public. Aucune référence n'est faite à l'éclairage public photovoltaïque. Il en résulte un taux de croissance annualisé de la demande énergétique de 5,3 %.

Le tableau suivant présente les prévisions du système de distribution du scénario de base de la GMSP. Les chiffres de 2017 sont des valeurs réelles.

Prévision de la distribution totale du scénario de base, 2018-2030

Année	Domestique (GWh)	Commerciale (GWh)	Éclairage public (GWh)	Basse tension industrielle (GWh)	Pertes de distribution (GWh)	Total, y compris les pertes (GWh)
<b>2017</b>	3,509	2,240	47	2,155	1,290	9,240
<b>2018</b>	3,853	2,360	39	2,739	1,408	10,398



<b>2019</b>	4,307	2,593	42	3,242	1,539	11,723
<b>2020</b>	4,770	2,884	45	3,700	1,659	13,058
<b>2021</b>	5,294	3,209	49	4,092	1,770	14,414
<b>2022</b>	5,880	3,571	52	4,453	1,876	15,832
<b>2023</b>	6,531	3,974	56	4,806	1,981	17,348
<b>2024</b>	7,255	4,422	61	5,254	2,096	19,088
<b>2025</b>	8,059	4,922	65	5,782	2,217	21,045
<b>2026</b>	8,884	5,442	70	6,310	2,324	23,029
<b>2027</b>	9,776	6,003	75	6,858	2,422	25,134
<b>2028</b>	10,751	6,617	80	7,437	2,516	27,402
<b>2029</b>	11,823	7,292	86	8,057	2,605	29,862
<b>2030</b>	13,001	8,035	92	8,723	2,687	32,537
<b>2017-2030 Taux de croissance (%)</b>	10.6%	10.3%	5.3%	11.4%	5.8%	10.2%

Les prévisions de ventes industrielles HV de la GMSP sont largement basées sur les ventes de nouveaux parcs industriels. 17 parcs industriels ont été identifiés pour un nouveau développement ou une expansion. La demande totale de nouveaux parcs industriels entre 2018 et 2024 s'élève à 1 534 MW et est détaillée dans le tableau suivant. La GMSP a supposé que dans le scénario de base, tous les nouveaux parcs industriels seront développés d'ici 2023 et que cette base sera maintenue les années suivantes. La demande de pointe de 1 534 MW se traduit par des ventes de 8 735 GWh en supposant que le fonctionnement en deux équipes est la norme. Les équipes de nuit sont peu courantes en Éthiopie et en Afrique en général.

Hypothèses de base pour le développement d'un nouveau parc industriel

Année	Scénario de base	
	Nombre de locaux d'usine	Demande de pointe (MW)
<b>2018</b>	107	170
<b>2019</b>	215	341
<b>2020</b>	419	665
<b>2021</b>	609	947
<b>2022</b>	779	1196
<b>2023</b>	1007	1534
<b>2024</b>	1007	1534





La demande des autres clients industriels HV est prévue en fonction du PIB industriel, ajusté pour la contribution des nouveaux parcs industriels.

#### Demande globale du secteur industriel HV, 2017-2030

Année	Scénario de base (GWh)
2017	1,603
2018	2,855
2019	3,945
2020	5,920
2021	7,615
2022	9,130
2023	11,155
2024	11,344
2025	11,548
2026	11,708
2027	11,878
2028	12,057
2029	12,246
2030	12,447
<b>2017-2030</b>	<b>17.1%</b>
<b>Taux de croissance (%)</b>	

Les prévisions de ventes d'irrigation sont basées sur la superficie des terres irrigables et sur des taux de consommation variant de 0,34 à 5,4 kW/ha dans différentes régions, et sur l'hypothèse que l'irrigation commencerait en 2019. La demande devrait augmenter fortement, passant de 102 GWh en 2018 et 253 GWh en 2019, à 4 389 GWh en 2030. Les prévisions du GMSP sont réparties entre 8 régions.

Les prévisions de ventes de la GMSP dans le secteur des transports concernent principalement l'électrification des lignes ferroviaires : la ligne Addis-Djibouti, d'autres lignes ferroviaires et le système de métro léger d'Addis. Il est intéressant de noter qu'aucune disposition n'est prise pour les véhicules électriques (VE), même si certains grands fabricants fixent des délais pour mettre fin à la production de véhicules à combustion interne conventionnels, généralement d'ici 2030 ou 2040. Les VE sont actuellement présents en Europe, en Asie de l'Est et en Amérique du Nord, et leur pénétration du marché devrait devenir assez rapide dans ces régions. La pénétration du marché des VE en Afrique est incertaine, mais il serait imprudent de l'ignorer complètement.

#### Ventes totales d'électricité pour la ligne Addis-Djibouti, 2017-2030

Année	Ventes d'électricité (GWh)	Demande de pointe (MW)
-------	----------------------------	------------------------



<b>2017</b>	62	26
<b>2018</b>	176	43
<b>2019</b>	289	60
<b>2020</b>	402	77
<b>2021</b>	515	93
<b>2022</b>	628	105
<b>2023</b>	704	116
<b>2024</b>	779	127
<b>2025</b>	855	138
<b>2026</b>	930	150
<b>2027</b>	1006	168
<b>2028</b>	1130	186
<b>2029</b>	1254	205
<b>2030</b>	1379	223

Les prévisions du GMSP pour les "autres lignes ferroviaires" sont estimées à 50% de celles de la ligne Addis-Djibouti.

La prévision pour le système de métro léger d'Addis est reproduite dans le tableau ci-dessous.

<b>Année</b>	<b>Prévision des ventes (GWh)</b>	<b>Demande de pointe (MW)</b>
<b>2018</b>	175	31
<b>2023</b>	350	62
<b>2028</b>	526	92
<b>2033</b>	736	129

Les ventes aux sucreries devraient atteindre 101 GWh en 2018 et rester constantes jusqu'en 2030.

L'approche du consultant consiste à déduire les exportations des prévisions du GMSP afin de procéder à une nouvelle estimation du potentiel d'exportation. Il est donc essentiel de comprendre les prévisions d'exportation du GMSP. Les prévisions du GMSP sont basées sur les ventes actuelles aux pays voisins, en 2018, et sur les accords d'exportation actuellement signés ou négociés, ainsi que sur les contrats potentiels. Les points clés sont les suivants :

- Les accords actuels (100 MW au Soudan et 100 MW à Djibouti) se poursuivront jusqu'en 2030.
- Exportations de la première phase du Kenya sur la base de l'accord existant et de la DCO attendue de la nouvelle interconnexion CC Ethiopie-Kenya.
- Les exportations vers la Tanzanie s'alignent sur la DCO prévue pour les nouveaux grands projets hydroélectriques et la disponibilité de l'énergie excédentaire pour l'exportation.



- Les exportations supplémentaires vers le Soudan dépendent des excédents d'énergie des nouveaux grands projets hydroélectriques et de la DCO de la nouvelle interconnexion Éthiopie-Soudan.
- Kenya 2e phase basée sur la disponibilité des excédents et les besoins énergétiques du Kenya.

Le scénario de base du GMSP concernant les exportations totales de pointe d'électricité non concomitantes vers le PEAÉ et au-delà vaut la peine d'être reproduit ci-dessous s'il est complet.

Prévisions de base des exportations à l'horizon 2030, par pays (MW)

Année	Djibouti (existant)	Soudan (existant)	Soudan (nouvelle)	Kenya (1 <sup>ère</sup> Phase)	Kenya (2 <sup>e</sup> Phase)	Tanzanie	Total
2018	100	100	0	0	0	0	200
2019	100	100	0	0	0	0	200
2020	100	100	0	400	0	0	600
2021	100	100	0	400	0	0	600
2022	100	100	0	400	0	0	600
2023	100	100	0	400	0	412	1012
2024	100	100	0	400	100	412	1112
2025	100	100	1000	400	100	412	2112
2026	100	100	1000	400	100	412	2112
2027	100	100	1000	400	200	412	2212
2028	100	100	1000	400	300	412	2312
2029	100	100	1000	400	300	412	2312
2030	100	100	1000	400	400	412	2412

Les facteurs de charge annuels estimés sont :

- Kenya 1<sup>ère</sup> Phase – 85%
- Soudan (existant) – 100%
- Toutes les autres exportations – 75%

Sur cette base, les exportations d'énergie se présentent comme suit :

Prévisions de base des exportations à l'horizon 2030, par pays (GWh)

Année	Djibouti (existant)	Soudan (existant)	Soudan (nouvelle)	Kenya (1 <sup>ère</sup> Phase)	Kenya (2 <sup>e</sup> Phase)	Tanzanie	Total
2018	657	876	0	0	0	0	1,533
2019	657	876	0	0	0	0	1,533



2020	657	876	0	0	0	0	4,511
2021	657	876	0	2,978	0	0	4,511
2022	657	876	0	2,978	0	0	4,511
2023	657	876	0	2,978	0	2707	7,218
2024	657	876	0	2,978	657	2707	7,875
2025	657	876	0	2,978	657	2707	14,445
2026	657	876	6570	2,978	657	2707	14,445
2027	657	876	6570	2,978	1,314	2707	15,102
2028	657	876	6570	2,978	1,971	2707	15,759
2029	657	876	6570	2,978	1,971	2707	15,759
2030	657	876	6570	2,978	2,628	2707	16,416

Le scénario de base des prévisions totales du système, y compris les exportations, est présenté dans le tableau suivant, l'année 2017 indiquant les valeurs réelles.

Prévision de base du système global, y compris les exportations, 2018-2030 (GWh)

Année	Système de distribution total	HV Industrie + Sucre	Irrigation	Transport	Total des pertes dans le pays + Dist.	Exportations totales	Pertes de transport	Demande globale
2017	9,240	1,327	0	168	10,735	1,305	499	12,540
2018	10,398	2,956	0	351	13,704	1,533	802	16,040
2019	11,723	4,046	101	499	16,369	1,533	916	18,818
2020	13,058	6,021	253	647	19,979	4,511	1,217	25,708
2021	14,414	7,716	507	826	23,463	4,511	1,349	29,323
2022	15,832	9,231	760	1,030	26,853	4,511	1,467	32,831
2023	17,348	11,256	1,016	1,217	30,837	7,218	1,724	39,779





<b>2024</b>	19,088	11,445	1,441	1,432	33,406	7,875	1,809	43,090
<b>2025</b>	21,045	11,649	1,866	1,680	36,240	14,445	2,147	52,832
<b>2026</b>	23,134	11,809	2,291	1,963	39,093	14,445	2,189	55,727
<b>2027</b>	25,134	11,979	2,716	2,252	42,080	15,102	2,254	59,436
<b>2028</b>	27,402	12,158	3,141	2,599	45,299	15,759	2,317	63,375
<b>2029</b>	29,862	12,347	3,566	2,934	48,709	15,759	2,351	66,819
<b>2030</b>	32,537	12,548	3,991	3,261	53,337	16,416	2,406	71,159
<b>2017-2030 Taux de croissance (%)</b>	10.2%	18.9%			13.0%	21.5%	12.9%	14.3%

La prévision de la demande de pointe totale du système interconnecté du GMSP suppose des facteurs de coïncidence historiques et ajoute la demande de pointe concomitante des exportations. Leur facteur de coïncidence pour les exportations est basé sur les facteurs de charge d'exportation correspondants.

Prévision de base du système global, y compris les exportations, 2018-2030 (MW)

Année	Total des pertes dans le pays + T&D	Exportations totales	Demande de pointe totale
2017	1,973	175	2,148
2018	2,548	175	2,723
2019	3,036	175	3,211
2020	3,723	515	4,238
2021	4,358	515	4,873
2022	4,974	515	5,489
2023	5,718	865	6,584
2024	6,185	950	7,135
2025	6,742	1,700	8,442
2026	7,250	1,700	8,950
2027	7,786	1,785	9,571
2028	8,362	1,870	10,233
2029	8,967	1,870	10,838
2030	9,614	1,955	11,569



<b>2017-2030 Taux de croissance (%)</b>	13.0%	20.4%	13.8%
---	-------	-------	-------

La prévision de la demande de pointe totale du système interconnecté du GMSP suppose des facteurs de coïncidence historiques et ajoute la demande de pointe concomitante des exportations. Leur facteur de coïncidence pour les exportations est basé sur les facteurs de charge d'exportation correspondants.

Prévision de base du système global, y compris les exportations, 2018-2030 (MW)

Année	Total des pertes dans le pays + T&D	Exportations totales	Demande de pointe totale
2017	1,973	175	2,148
2018	2,548	175	2,723
2019	3,036	175	3,211
2020	3,723	515	4,238
2021	4,358	515	4,873
2022	4,974	515	5,489
2023	5,718	865	6,584
2024	6,185	950	7,135
2025	6,742	1,700	8,442
2026	7,250	1,700	8,950
2027	7,786	1,785	9,571
2028	8,362	1,870	10,233
2029	8,967	1,870	10,838
2030	9,614	1,955	11,569
<b>2017-2030 Taux de croissance (%)</b>	13.0%	20.4%	13.8%

Bien que le scénario de base du GMSP en matière de prévision de la demande puisse sembler optimiste à certains égards, le GMSP a comparé cette prévision avec celle du plan directeur de 2014, qui indiquait que la prévision du GMSP est sensiblement inférieure, en grande partie en raison d'une croissance de la demande plus lente que prévu jusqu'en 2017.

Essentiellement, l'analyse du GMSP de Nexant indique que l'Éthiopie, en plus de satisfaire une croissance intérieure rapide et soutenue avec des niveaux améliorés de sécurité d'approvisionnement, peut augmenter ses exportations de 200 MW vers un total de deux pays en 2018, à 2.412 MW vers quatre pays en 2030. Bien que cela ait des implications positives pour le commerce régional de l'électricité, diverses réserves et de nombreux facteurs de risque s'appliquent, et seront examinés en détail ci-dessous. L'un de ces facteurs est le retard des grands projets de production et, comme nous le verrons plus loin, il est probable que la mise en service soit retardée. Dans le même temps, cependant, des niveaux d'exportation plus importants pourraient être atteints en accélérant le développement de la construction de centrales hydroélectriques, puisque l'Éthiopie a plusieurs centrales hydroélectriques candidates qui pourraient, en théorie, être mises en service bien avant 2030. L'accélération elle-même représenterait toutefois un facteur de risque supplémentaire.





## Conclusion

Le GMSP pour l'Éthiopie identifie 600 MW d'exportations en 2020, 2 112 MW en 2025 et 2 412 MW en 2030. Tous ces chiffres sont sensibles aux retards dans la mise en service de plusieurs centrales hydroélectriques. En raison du large éventail de facteurs de risque qui pèsent sur les centrales hydroélectriques - notamment les risques géotechniques - il serait extrêmement heureux que tous les projets soient mis en service conformément au calendrier prévu. Néanmoins, l'Éthiopie dispose d'une longue liste de projets qui pourraient être introduits dans le programme d'expansion, si nécessaire. Les chiffres d'exportation de Power Africa et des PM du PEAE pour 2018 et 2020, respectivement, semblent maintenant avoir été trop optimistes. Les chiffres pour 2025 ne sont cependant pas très différents, le PEAE suggérant 1 600 MW et Power Africa 1 900 MW. Le chiffre d'exportation de Deloitte de 7 352 MW pour 2030 est trois fois plus élevé que le chiffre du GMSP de 2 412 MW, bien que Deloitte n'ait pas fait de distinction claire entre l'excédent de capacité par rapport à la demande et l'excédent disponible pour l'exportation. Bien que des risques s'appliquent, les hypothèses du GMSP concernant la mise en service de nouvelles interconnexions au-delà des interconnexions existantes vers Djibouti et le Soudan et l'interconnexion de 400 MW de la phase 1 vers le Kenya qui est actuellement en construction, semblent raisonnables. Ces projets comprennent :

- Soudan, 1,000 MW, à partir de 2025;
- Kenya Phase 2, 100 MW, à partir de 2024; et
- Tanzanie (via le Kenya), 412 MW, à partir de 2023.

Le GMSP ne fait aucune référence aux interconnexions entre l'Éthiopie et le Soudan du Sud. Cela s'explique probablement par le fait qu'il est plus logique d'interconnecter le Soudan du Sud avec ses voisins du nord et du sud, le Soudan et l'Ouganda, respectivement. Le Soudan du Sud a besoin d'importations relativement faibles à court et moyen terme, qui doivent être coordonnées avec l'expansion des réseaux de transport et de distribution indigènes. À plus long terme, le Soudan du Sud pourrait disposer d'une importante capacité hydroélectrique excédentaire pouvant être exportée vers des voisins dont les coûts marginaux sont plus élevés, comme le Soudan. Le Soudan pourrait également importer de l'hydroélectricité excédentaire de l'Ouganda, en passant par le Soudan du Sud. Le PD du PEAE dispose d'une interconnexion de 600 MW entre le Soudan du Sud et l'Ouganda d'ici 2020 et d'une interconnexion de 300 MW entre le Soudan du Sud et le Soudan d'ici 2025. Chacune de ces dates semble être trop optimiste à l'heure actuelle, tout comme l'estimation du PM du PEAE selon laquelle le Soudan du Sud aura un excédent de capacité de 1 400 MW par rapport à la demande de pointe d'ici 2015.

Les études régionales n'abordent pas le Soudan en détail. Le PD du PEAE suggère que l'offre et la demande en 2025 sont raisonnablement bien équilibrées. L'étude de Deloitte indique que le Soudan aura un excédent d'offre de 4 207 MW en 2030, tandis que le GMSP indique que le Soudan importera 1 100 MW d'Éthiopie de 2025 à 2030. La production de combustibles fossiles représente près d'un tiers de la capacité et de l'énergie produite au Soudan, ce qui laisse supposer que les coûts marginaux sont élevés pendant une partie importante du temps, ce qui encourage les importations de sources d'énergie moins coûteuses.

Sur les quatre études régionales examinées, seul le PD du PEAE envisageait une interconnexion Ouganda-Soudan, une ligne de 400kV d'une capacité de 600 MW et disponible d'ici 2020. Comme les choses ont évolué, ni l'Ouganda n'aurait été en mesure de fournir ni le Soudan du Sud de recevoir d'ici là.

L'étude de Deloitte suggère que le Kenya aurait un excédent de capacité par rapport à la demande de 544 MW d'ici 2030. Le système ayant un niveau important de capacité hydroélectrique et probablement aussi un niveau important de capacité d'ERV d'ici 2030, il est peu probable que cet excédent se traduise par une capacité disponible pour l'exportation. La feuille de route de Power Africa indique cependant 700 MW d'exportations d'ici 2025, probablement sur la base de la capacité des centrales au charbon qui seront mises en service en 2024.



Les études régionales examinées pour l'IRIMP font peu référence à Djibouti, mais le consensus entre l'étude Deloitte, le PD du PEAE et le GMSP est que Djibouti se contentera probablement des interconnexions qu'il a déjà avec l'Éthiopie jusqu'après 2030.

L'Érythrée et la Somalie peuvent toutes deux être écartées de la réflexion en ce qui concerne les interconnexions, ce qui explique probablement pourquoi les différentes études régionales n'ont pris en compte ni l'une ni l'autre.

#### Identification des excédents et des déficits

L'évaluation du potentiel d'excédents et de déficits des différents pays est une tâche potentiellement complexe. La demande nationale d'électricité (MW) et d'énergie (GWh) est facilement prévisible, bien que les résultats réels soient souvent en décalage avec les prévisions pour diverses raisons. Par exemple, la crise financière de 2008 a entraîné un ralentissement de la croissance économique mondiale, avec des réductions marquées de la production économique - et donc de la production d'électricité - dans la plupart des pays et pendant plusieurs années.

Bien que les prévisions de la demande soient sujettes à des incertitudes, tant dans l'économie nationale qu'internationale, la projection des excédents et des déficits est une tâche extrêmement complexe qui nécessite idéalement un exercice de planification de l'expansion régionale à moindre coût, comme expliqué ci-dessous. Il est tout à fait inadéquat, par exemple, de prendre simplement la capacité installée au cours d'une année donnée, de soustraire la demande de pointe estimée pour cette année-là et de déclarer la différence comme un excédent. Premièrement, chaque système national doit garantir une "marge de centrale", c'est-à-dire un excédent de capacité par rapport à la demande de pointe, pour couvrir la possibilité/la probabilité d'arrêts programmés et imprévus de la centrale qui réduiront la capacité de production d'énergie de pointe. Dans un système entièrement thermique, une marge de 10 à 20 % peut être suffisante, en fonction de l'âge et de la fiabilité du parc de centrales. Toutefois, un système essentiellement hydroélectrique comme celui de l'Éthiopie n'est pas seulement soumis aux exigences des arrêts programmés et imprévus, il est également exposé à des facteurs hydrologiques, tels que la saisonnalité, les conditions de sécheresse, voire plusieurs années sèches consécutives. En conséquence, la marge de réserve requise de l'Éthiopie est bien supérieure à 50 %. Bien que l'Éthiopie diversifie activement son parc de centrales avec l'énergie solaire et éolienne, il s'agit de sources d'énergie renouvelables intermittentes dont on ne peut pas dépendre pour être disponible à un moment donné, et la marge des centrales peut donc encore augmenter.

La solution consiste à spécifier les quantités exportées en même temps que les autres demandes et, en utilisant des modèles sophistiqués d'expansion du système, à développer le plan d'expansion le moins coûteux qui satisfera la demande du système, les engagements d'exportation et les critères de fiabilité du système (plus d'autres contraintes). C'est l'approche adoptée par Nexant dans l'étude GMSP 2019 pour l'Éthiopie.

Dans une situation idéale, un nouveau plan de développement régional de l'énergie (PDP) pour toute la région de l'IGAD devrait être entrepris en utilisant un modèle comme celui de Balmorel<sup>3</sup> ou PLEXOS<sup>4</sup>. Cependant, cela pose quelques problèmes : principalement des problèmes logistiques tels que la collecte de données pour des simulations significatives, mais aussi la question de la définition de la "région" à modéliser. Comme nous l'avons déjà indiqué, l'Égypte devrait être incluse car elle représente probablement un débouché plus bancable pour les pays exportateurs que certains des pays de l'IGAD déficitaires en énergie. La RDC pourrait éventuellement être incluse dans la "région" puisque l'énergie à bas coût d'Inga peut potentiellement être exportée vers les pays de

<sup>3</sup> Tel qu'appliqué pour l'étude du plan directeur du PEAE 2014.

<sup>4</sup> Tel qu'appliqué pour l'étude du GMSP 2019 pour l'Éthiopie.



l'IGAD mais, en même temps, tous les grands pools énergétiques d'Afrique et du Moyen-Orient ont exprimé leur intérêt pour l'importation d'Inga.

Pour l'étude de l'IRIMP, cependant, une approche plus simple mais robuste est proposée.

### Approche adoptée

Dans les huit pays de l'IGAD, les informations disponibles sont extrêmement variées. Comme indiqué ci-dessus, sur les quatre études régionales examinées, deux sont relativement datées (Deloitte et le PD du PEAE), une est jugée trop simpliste (la feuille de route de Power Africa) et une seule est contemporaine tout en étant extrêmement approfondie (le GMSP). De plus, l'étude de Deloitte n'a pris en compte que cinq pays de l'IGAD, le PD du PEAE en a pris six, la feuille de route de Power Africa n'en a pris en compte que trois, et le GMSP n'a pris en compte que les exportations vers trois autres pays de l'IGAD, bien que les exportations vers la Tanzanie passent par une interconnexion avec la Tanzanie.

À l'exception du GMSP, qui est l'équivalent d'une étude relative au plan directeur du secteur de l'électricité pour l'Éthiopie, les informations équivalentes ne sont pas disponibles pour certains des pays et - lorsqu'elles le sont - elles sont déjà assez anciennes. Les plans d'expansion changent pour diverses raisons - demande plus élevée ou plus faible que prévu, changements dans les technologies ou les prix des combustibles, intérêt croissant ou décroissant des promoteurs de projets IPP, etc. C'est pourquoi les plans directeurs doivent être mis à jour au moins tous les cinq ans. Avec la pénétration de plus en plus rapide des technologies de rupture, la durée de vie utile des plans d'expansion n'a peut-être jamais été aussi courte.

Une étude régionale complète sur l'expansion au moindre coût n'étant pas envisageable, l'approche adoptée consiste à extrapoler à partir des informations disponibles, en tenant compte des informations disponibles sur les progrès réalisés avec les centrales engagées, et en s'inspirant des conclusions de l'étude la plus complète et la plus pertinente disponible : le GMSP.

### Risques inhérents

En comparant simplement les études régionales préparées au cours des cinq dernières années et les grandes différences entre elles, il devrait apparaître qu'il existe un risque considérable associé à la prévision d'un futur cas économique pour une interconnexion entre deux pays. Il s'agit notamment de :

- L'un ou l'autre pays peut devenir un partenaire commercial politiquement ou économiquement instable pour ce qui peut constituer un investissement en capital important pour les deux partenaires.
- La demande précédemment prévue dans le pays où le déficit de l'offre est attendu peut être plus faible que prévu en raison soit d'une demande plus faible due à des troubles civils ou à des difficultés financières, soit d'une offre plus rapide que prévu en raison d'une mise en service accélérée de nouvelles capacités.
- L'offre précédemment prévue dans le pays présentant l'excédent d'offre attendu peut être plus faible que prévu en raison de retards pendant la construction ou d'une incapacité à atteindre la clôture financière, ou peut-être parce que la demande est plus élevée que prévu en raison d'un boom économique ou de tarifs plus bas.
- Perturbation majeure du secteur de l'électricité due à l'exploitation de technologies à faible coût avec des mécanismes de prestation innovants, qui dépassent le modèle conventionnel de production, de transport et de distribution du secteur de l'électricité. C'est ce qui est arrivé au secteur de la téléphonie dans de nombreux pays en développement, les consommateurs achetant des téléphones portables et renonçant aux lignes fixes. Dans certains pays et à petite échelle, cela se produit également dans le secteur de l'électricité. Cependant, si le coût de l'énergie éolienne, solaire et du stockage continue à



chuter par rapport aux technologies conventionnelles, les perturbations des services publics d'électricité en place s'accéléreront.

Les retards dans l'achèvement des projets sont un risque courant qui, lorsque les extensions de capacité prennent généralement la forme de mégaprojets, constitue un risque important pour les projets d'interconnexion axés sur l'exportation de l'énergie excédentaire de ces projets. Vient ensuite le risque d'un ralentissement de la croissance de la demande sur le marché des importations, ce qui, dans une région qui n'est pas étrangère aux troubles civils, n'est pas rare.

Le risque de rupture technologique est une forme de danger plus spéculatif et incertain pour le secteur de l'électricité. Néanmoins, les tendances mondiales des cinq dernières années environ sont telles que ces développements ne doivent pas être écartés d'emblée et nécessitent un suivi attentif de la part des décideurs politiques.

### Projections pays par pays

#### *Généralités*

Parmi les pays membres de l'IGAD, l'Éthiopie, le Kenya et l'Ouganda sont - avec des revers intermittents dans certains cas - en train de progresser dans la croissance économique et la mise en œuvre de politiques visant à fournir des systèmes énergétiques modernes à tous les citoyens dans un délai raisonnablement court. Ces trois pays sont des acteurs régionaux potentiellement importants dans le domaine de l'électricité régionale à court, moyen et long terme.

Parmi les autres membres de l'IGAD, le Soudan dispose d'une économie raisonnablement saine et d'un éventail de ressources énergétiques, mais il y a des problèmes de sécurité, un manque d'ouverture aux investisseurs du secteur privé et un secteur de l'électricité avec une bonne capacité humaine encombré par des institutions lentes.

Djibouti a, dans un délai très court, réussi à tirer parti de sa situation géographique stratégique pour attirer des investissements étrangers importants. Bien qu'initialement dépendant d'une production coûteuse de diesel, Djibouti a récemment commencé à produire de l'énergie géothermique, et dispose d'un potentiel d'exploitation supplémentaire. Il cherche également à développer des capacités éoliennes et solaires. Bien que Djibouti envisage de maintenir une capacité indépendante totale, il dispose d'une interconnexion avec l'Éthiopie par laquelle il peut importer l'énergie hydroélectrique excédentaire, et ainsi bénéficier d'économies sur le coût des combustibles dans ses unités thermiques conventionnelles.

Le Soudan du Sud dispose de ressources énergétiques indigènes considérables sous forme d'énergie hydroélectrique, géothermique, éolienne et solaire. Il est également un important producteur et exportateur de pétrole et de gaz naturel, dont les revenus peuvent soutenir une forte croissance économique et le bien-être des populations. Malheureusement, le pays en est encore à ses débuts et a besoin d'un renforcement considérable de ses capacités humaines et institutionnelles avant de pouvoir exploiter pleinement les possibilités qui s'offrent à lui. Néanmoins, le Soudan du Sud est un marché potentiellement fort pour les importations à moyen terme grâce aux interconnexions et, peut devenir à plus long terme un exportateur important dès qu'il pourra développer son énergie hydroélectrique et d'autres ressources.

L'Érythrée est un pays énigmatique. Elle est extrêmement insulaire et n'a pas de liens forts avec les autres pays de l'IGAD. Intuitivement, l'Érythrée est potentiellement un importateur pour les pays de la région ayant des excédents à faible coût, puisque son portefeuille de production est largement basé sur le pétrole - et donc assez coûteux - malgré son potentiel géothermique, éolien et solaire. Les informations disponibles sur le pays sont extrêmement limitées et, par conséquent, l'Érythrée est écartée, en ce qui concerne l'IRIMP, en tant qu'exportateur ou importateur important d'énergie.



La Somalie a enduré plus de deux décennies de conflits civils et bien que la situation s'améliore, la BAD considère qu'il faudra peut-être au moins deux décennies pour que le pays développe les capacités humaines et institutionnelles, la stabilité économique et politique et l'infrastructure physique nécessaires pour devenir - très probablement - un importateur enthousiaste d'électricité en provenance des voisins de l'IGAD.

### Éthiopie

La feuille de route de mise en œuvre du programme national d'électrification de l'Éthiopie (NEP-IRM) de 2017 met en évidence les objectifs visant à atteindre le statut de pays à revenu moyen d'ici 2025, et à obtenir un accès à l'électricité à 100 % dans les zones rurales et urbaines d'ici la même année. Dans son avant-propos à la NEP-IRM, le ministre a reconnu que *“la manière traditionnelle d'élargir l'accès à l'énergie - en augmentant la capacité de production d'électricité et en étendant le réseau - est toujours vitale. Mais elle est lente et l'expansion du réseau ne suffit pas à elle seule”*. Les éléments clés de l'action opérationnelle de l'objectif NEP-IRM sont les suivants :

- Programme ambitieux de déploiement rapide des connexions au réseau mis en œuvre par l'Ethiopian Electric Utility (EEU) à partir de 2018 ;
- Amélioration de la conception et de la portée d'un programme de déploiement de l'accès hors réseau parallèlement aux connexions au réseau pour la réalisation de l'accès universel d'ici 2025 ; et,
- Des liens intersectoriels explicites avec les secteurs de la production et des services sociaux.

L'investissement du secteur public, jusqu'en 2022, était largement proportionnel à la répartition entre les clients connectés au réseau et les clients hors réseau. Conformément au bilan de développement de l'Éthiopie au cours des deux dernières décennies, le NEP-IRM reconnaît que le NEP-IRM ne peut pas simplement être un ensemble d'objectifs, mais qu'il doit réunir de manière durable les cadres techniques et de planification, avec les cadres institutionnels, politiques et financiers, pour permettre la réalisation efficace et opportune des objectifs de connexion et des résultats connexes.

Les dépenses d'investissement globales pour la densification et l'expansion du réseau jusqu'en 2030 sont estimées à environ 19 milliards de dollars US.

Il est intéressant de noter que, bien que l'accès à 100 % doive être réalisé d'ici 2025, 65 % des ménages sont connectés au réseau et les 35 % restants sont hors réseau. La densification et l'expansion du réseau devraient se poursuivre au-delà de 2025, de sorte qu'en 2030, 97 % des ménages seront raccordés au réseau et seulement 3 % hors réseau. Ces chiffres impliquent que les solutions hors réseau fournies jusqu'en 2025 auront été presque entièrement remplacées d'ici 2030. Il en résulte que les investisseurs dans les solutions hors réseau auront besoin d'un délai de récupération très court. Si, comme cela semble probable, les solutions hors réseau sont fournies par le service public, il est probable qu'elles se retrouveront avec des actifs bloqués considérables.

La définition des besoins considérables en matière d'investissement en capital jusqu'en 2030 doit être soigneusement étudiée. Le NEP-IRM reconnaît que les tarifs de l'Éthiopie sont parmi les plus bas d'Afrique et que les tarifs de détail n'ont pas été révisés depuis 2006. La NEP-IRM espère que les besoins d'investissement pourront être satisfaits par des améliorations de l'efficacité opérationnelle, mais cela semble trop optimiste. À moins que les subventions gouvernementales au secteur ne puissent soutenir les augmentations inévitables, les tarifs de détail pourraient devoir augmenter sensiblement. Les hausses tarifaires freineront inévitablement la croissance de la demande et l'adoption de nouvelles connexions.

En ce qui concerne plus particulièrement les tarifs de détail, le NEP-IRM note qu'un projet de cadre tarifaire a été préparé en janvier 2017, pour des tarifs reflétant la totalité des coûts avec des ajustements tous les quatre ans. Selon ce projet de cadre, le tarif intérieur moyen serait fixé à 0,06 \$US/kWh. En 2017, cette proposition



était en cours d'examen par la direction de l'UEE, de l'EEP et du régulateur du secteur, l'Autorité éthiopienne de l'énergie (AEE).

D'ici 2025, 5,7 millions de ménages seront soit alimentés par de nouveaux mini-réseaux, soit équipés de systèmes solaires de 10 watts crête (Wc) et plus. Le NEP-IRM semble garder un esprit ouvert sur les spécificités de la technologie des mini-réseaux, du cadre institutionnel et du modèle commercial, en attendant les essais pilotes. L'Éthiopie s'inspire de l'expérience de pays tels que le Kenya, le Bangladesh, le Pérou et l'Argentine. Le Fonds d'électrification rurale (REF) fonctionne en Éthiopie depuis environ 20 ans, mais l'ampleur de l'ambition est telle qu'il faudra revoir la conception du REF.

La fourniture hors réseau, basée sur le marché privé, dans les zones rurales est à l'étude mais, comme nous l'avons fait remarquer ci-dessus, les plans visant à remplacer rapidement les mini-réseaux par l'électrification sur réseau seront probablement perçus négativement par les investisseurs potentiels. La viabilité commerciale des mini-réseaux dans les communautés rurales éloignées et à faible revenu est fragile et les périodes de retour sur investissement peuvent être assez longues.

Le GMSP fournit le programme d'expansion de la génération la plus récente pour l'Éthiopie et a été examiné en détail ci-dessus. Toutefois, les risques pour ce programme et les répercussions sur les interconnexions transfrontalières doivent être étudiés. D'ici 2030, seules six centrales hydroélectriques - Koysha, GERD, Chemoga Yeda 1&2, Geba 1&2, Dabus et Birbir - ajouteront plus de 10 500 MW de nouvelle capacité, les deux premières ajoutant à elles seules plus de 8 600 MW. Tout retard dans la réalisation de l'un de ces projets aurait un impact négatif sur l'engagement à exporter de l'électricité ou sur la sécurité de l'approvisionnement dans le propre système éthiopien. Selon une source, le GERD a déjà pris cinq ans de retard. En 2018 encore, le remplissage des réservoirs devait commencer cette année-là, mais il est maintenant peu probable que cela se fasse avant 2020.5

### Soudan

Selon la Banque mondiale, le taux d'électrification du Soudan était relativement modeste (32,6 % en 2016).

En 2013, le Soudan n'avait aucune capacité de production éolienne et aucune capacité solaire connectée au réseau, malgré de bons régimes de ressources éoliennes et solaires, comme détaillé ci-dessous. Toutefois, les engagements du Soudan en matière de contributions prévues déterminées au niveau national (INDC) en 2015 prévoient une part de 20 % d'énergies renouvelables dans le système électrique national d'ici 2030. Cela impliquera :

- L'énergie éolienne : 1 000 MW (connectée au réseau) ;
- Énergie solaire photovoltaïque : 1 000 MW (en réseau et hors réseau) ;
- Technologie solaire CSP : 100 MW (connectée au réseau) ;
- Transformation des déchets en énergie : 80 MW (connectés au réseau) ;
- Biomasse : 80 MW (connectée au réseau) ;
- Petites centrales hydroélectriques : 50 MW (connectées au réseau).

En 2014, le PNUD et le FEM ont préparé un rapport sur la promotion de la production d'électricité à l'échelle du service public à partir de l'énergie éolienne au Soudan, qui a suivi le plan directeur 2013 sur les énergies renouvelables (REMP) du ministère des ressources en eau et de l'électricité (MWRE). Le REMP vise à réduire la dépendance du Soudan vis-à-vis des combustibles fossiles. La production du Soudan est actuellement assurée pour environ deux tiers par l'hydroélectricité et presque tout le reste par la production thermique à partir de

---

5 Agrilinks. Avant l'achèvement du barrage de la Grande Renaissance éthiopienne, le débit du Nil Bleu supérieur devrait être moyen en 2019. 3 juin 2019. <https://www.agrilinks.org/post/ahead-completion-grand-ethiopian-renaissance-dam-upper-blue-nile-river-flow-expected-be-average>



combustibles fossiles. Au total, les sources renouvelables ont contribué jusqu'à 70,1 % de la production d'électricité en 2012, selon la Banque mondiale.

La facilitation de la PSP dans le secteur de l'électricité a été très lente à évoluer au Soudan. Par conséquent, il semblerait que le développement de la capacité d'énergie éolienne au Soudan sera entrepris par le secteur public et, comme la capacité indigène de développement de l'énergie éolienne a dû croître de manière organique, la vitesse de mise en œuvre pourrait être relativement plus lente que si la PSP avait été adoptée.

Le Soudan dispose d'un certain potentiel hydroélectrique qui n'a pas encore été exploité. Il dispose également d'importantes ressources en pétrole et en gaz, dont une grande partie est située près de la frontière avec le Soudan du Sud. Il existe un bon potentiel d'énergie éolienne, en particulier le long de la côte de la mer Rouge, et des PIP éoliens importants ont déjà été mis en place. De même, l'insolation solaire moyenne dans le pays est de 6,1 kWh/m<sup>2</sup>/jour, ce qui implique un bon potentiel d'énergie solaire, et certains progrès ont été réalisés dans l'exploitation de ce potentiel au cours des dernières années.

Des études suggèrent qu'il y a environ 400 MW de capacité géothermique potentielle au Soudan.

Le potentiel total techniquement réalisable pour la production d'hydroélectricité est de 4 920 MW (ou 24 132 GWh/an), ce qui suggère qu'à long terme, la plupart des nouvelles capacités de production proviendront de sources autres que l'hydroélectricité. Le plan de développement à long terme du Soudan indique que 8 675 MW de centrales thermiques supplémentaires seront nécessaires d'ici 2030.

### *Soudan du Sud*

Le Soudan du Sud est un pays nouvellement indépendant et bien qu'il dispose de réserves pétrolières considérables et de ressources hydroélectriques inexploitées, il reste un pays extrêmement pauvre. Les revenus par habitant sont très faibles ; la majorité de la population est constituée d'agriculteurs de subsistance, et seulement 1 % environ de la population a accès au réseau électrique, ce qui est l'un des niveaux les plus bas du monde. Le Soudan du Sud est un important producteur de pétrole et, bien qu'il produise de l'électricité à un coût élevé, les centrales thermiques constituent un objectif majeur à court et moyen terme.

Bien que le Soudan du Sud reçoive un soutien important des AMD (BAD, Groupe de la Banque mondiale, PNUD, etc.) et de diverses ONG, la gouvernance et les capacités institutionnelles sont inadéquates aux niveaux élevés de besoins et d'activités. De plus, les périodes de troubles civils depuis l'indépendance ont entravé la croissance économique et le développement des infrastructures.

En 2013, un document stratégique produit par la Banque mondiale a recommandé une série de mesures stratégiques à court, moyen et long terme dans le secteur de l'électricité :

À court terme, et "en tant que nouvelle nation, la RSS (République du Soudan du Sud) doit s'engager dans un processus de renforcement des capacités techniques et institutionnelles. Le GRSS (gouvernement de la République du Soudan du Sud) doit s'attacher à jeter les bases de la croissance pour l'avenir" ;

À moyen terme, "le GRSS devrait se concentrer sur la mise en œuvre des projets stratégiques identifiés" ; et

À long terme, "le GRSS devrait se concentrer sur l'intensification des projets d'expansion".

Un important plan d'investissement dans le secteur de l'énergie est en cours de mise en œuvre depuis plusieurs années. Bien qu'un investissement considérable ait été inclus dans ce plan, la Banque mondiale a noté qu'il "n'incluait pas de plans pour d'autres interventions importantes nécessaires d'urgence dans le secteur, telles que : des réformes des arrangements institutionnels, du cadre juridique et réglementaire, du renforcement des capacités, de l'expansion de l'accès hors réseau, etc."<sup>6</sup>

---

<sup>6</sup> Ibid.

La Banque mondiale a également noté la forte disparité entre les coûts de production et les tarifs de détail qui, associée à des pertes élevées du système (30 %) et à de faibles taux de recouvrement des factures (40-50 %), a entraîné "des pertes financières élevées pour le service public national et une charge croissante sur le budget du GRSS".<sup>7</sup> Cela a entraîné des difficultés pour assurer l'approvisionnement en carburant en temps voulu, ce qui a entraîné des pénuries d'approvisionnement.

Le ministère de l'électricité et des barrages du GRSS a préparé un plan stratégique pour la période 2013-2018. Ce document est fondé sur une politique globale de fourniture d'électricité au Soudan du Sud, qui consiste en un mélange de fournisseurs de services des secteurs public et privé qui s'engagent dans des entreprises de production, de transmission et de distribution d'électricité. Cela nécessite l'intervention du ministère en tant qu'organe de régulation, dont le rôle principal est d'équilibrer les intérêts des fournisseurs de services et des consommateurs. Le ministère assurera également le suivi et l'évaluation de la mise en œuvre du plan stratégique. L'une des clés de voûte du plan stratégique est la facilitation des PPP et des IPP. Toutefois, le plan stratégique ne cache pas les principaux défis auxquels le secteur est confronté. Ceux-ci comprennent la grave pénurie de capacités indigènes dans la plupart des domaines clés tels que la gestion technique, administrative, financière, etc. En outre, un problème notable pour le secteur est le manque de respect de l'État de droit, le vol et le non-paiement de l'électricité étant monnaie courante. La principale réalisation du plan stratégique est l'établissement des responsabilités institutionnelles, des lignes hiérarchiques, des priorités pour le secteur, et du cadre de suivi et d'évaluation pour la mise en œuvre du plan.

La dépendance quasi-totale du Soudan à l'égard de la production de combustibles fossiles est en contradiction avec les préoccupations internationales concernant le réchauffement climatique, d'autant plus que le pays dispose d'un potentiel considérable en matière d'énergies renouvelables, notamment l'hydroélectricité et l'énergie solaire. L'impératif pour le pays, cependant, a été d'étendre rapidement l'approvisionnement en électricité afin de ne pas entraver indûment la croissance économique. Les délais de mise en œuvre de la production de diesel, par exemple, sont considérablement plus courts que ceux des grands projets hydroélectriques, et sont également moins exigeants en ce qui concerne les cadres d'habilitation, les capacités institutionnelles, etc. Une solution idéale pour le Soudan du Sud serait des interconnexions transfrontalières facilitant une électricité raisonnablement peu coûteuse à moyen terme, et facilitant ensuite les exportations vers les pays voisins à plus long terme, une fois que la principale ressource hydroélectrique pourra être exploitée.

La capacité installée au Soudan du Sud est estimée à environ 130 MW à l'heure actuelle, dont environ 60 MW sont détenus par des sociétés de production d'énergie hydroélectrique. Cette capacité est essentiellement alimentée par du diesel et du fioul lourd, qui sont extrêmement coûteux. Par conséquent, le coût de la production est également extrêmement élevé et est estimé par la Banque mondiale à environ 0,70 USD/kWh.

En bref, le secteur de l'électricité comprend actuellement :

- Systèmes de production et de distribution confinés aux centres commerciaux des principales villes de Juba, Malakai et Wau ;
- - Mini réseaux ruraux à Yei, Kapoeta et Maridi ;
- - Clients résidentiels à revenus élevés et certains clients commerciaux.
- - L'industrie et les entreprises dépendent largement de leurs propres générateurs diesel, car la capacité du service public est insuffisante pour répondre à la demande.

---

<sup>7</sup> Ibid.



En 2013, la Banque mondiale a reconnu que "puisque le développement de grandes centrales hydroélectriques prendra de nombreuses années, le scénario d'approvisionnement des cinq prochaines années (objectifs à court terme) continuera à se limiter aux sources thermiques". Les interconnexions avec le Soudan et l'Éthiopie étaient prioritaires, même si plusieurs bailleurs de fonds se montraient intéressés à soutenir le développement de l'hydroélectricité au Soudan du Sud.

Le potentiel hydroélectrique du pays est relativement important, avec environ 2 500 MW - principalement sur le Nil et ses principaux affluents - et les caractéristiques de l'énergie éolienne et solaire photovoltaïque sont également prometteuses. Le pays dispose également d'un potentiel géothermique et de biomasse. Malheureusement, le Soudan du Sud est entravé par une faible densité de population et le réseau de transport est sous-développé. Le développement du réseau est abordé avec l'aide de la BAD. Une interconnexion avec l'Ouganda est extrêmement importante si l'on veut développer la ressource hydroélectrique.

Bien que le secteur de l'électricité du Soudan du Sud ait connu un début appauvri et une évolution difficile après l'indépendance, il y a de bonnes raisons d'être optimiste quant à l'avenir à long terme, à condition que tous les cadres juridiques, réglementaires, institutionnels et de gouvernance puissent être établis. Le pays est bien placé pour développer une production diversifiée et raisonnablement peu coûteuse, comprenant les éléments suivants :

- i. L'hydroélectricité locale, qu'elle soit de petite ou de grande taille ;
- ii. Des ERV locales sous forme d'énergie éolienne et solaire ;
- iii. L'énergie géothermique ;
- iv. Capacité de pointe alimentée par le gaz naturel local ;
- v. les importations en provenance de voisins proches tels que l'Éthiopie ; et
- vi. Le potentiel d'exportation des excédents vers les pays de l'IGAD et au-delà.

Une contrainte majeure au développement de grands projets de production et d'interconnexions transfrontalières est l'absence d'un réseau de transport capable de mettre à profit les diverses possibilités d'approvisionnement et de fournir de l'électricité à tous les grands centres de demande du pays.

Une interconnexion entre le Soudan et le Soudan du Sud a été considérée comme un projet prioritaire pour le pays, mais une faiblesse potentielle de ce projet est que le Soudan connaît également des pénuries d'électricité. Une interconnexion entre l'Éthiopie et le Soudan du Sud est également proposée, bien que l'Éthiopie elle-même soit fortement conditionnée par la mise en service d'une nouvelle centrale hydroélectrique avant de pouvoir fournir des excédents. Une interconnexion Ouganda-Soudan du Sud est également proposée mais, une fois encore, l'Ouganda connaît lui-même des pénuries d'approvisionnement et attend la mise en service d'une importante capacité hydroélectrique.

La centrale électrique Ezra IPP de 100 MW près de Juba a récemment été mise en service.

Le projet hydroélectrique de Grand Fula aura une capacité de 1 080 MW mais aura un coût d'investissement très élevé. Par conséquent, il a été proposé qu'une solution à court terme consiste à développer le projet hydroélectrique de 40 MW de Fula Rapids.

Bien que l'électrification hors réseau basée sur les énergies renouvelables dans les zones rurales soit proposée, l'interconnexion de transport avec les voisins du PEAÉ est également une priorité, en particulier une liaison avec l'Ouganda.



Un plan d'expansion de l'hydroélectricité et d'intégration régionale du Soudan du Sud a été publié en août 2015.<sup>8</sup> Ce plan s'étend de 2015 à 2045. Trois plans alternatifs sont envisagés :

- 1) Maximiser le développement hydroélectrique.
- 2) Développer uniquement les projets hydroélectriques engagés et les compléter par des options thermiques ainsi que des importations.
- 3) S'appuyer principalement sur l'énergie importée avec un soutien thermique.

La première de ces alternatives (option 1) est choisie comme plan de référence. Elle comprend la construction progressive de toutes les grandes centrales hydroélectriques situées le long du fleuve Bahr el Jebel : Bedden en 2028, Lakki en 2033 et Shukole en 2040, en fonction des prévisions de croissance de la demande, avec une production thermique conventionnelle nécessaire pour couvrir les pics de demande. Tous les scénarios incluent le projet hydroélectrique de Fula Rapids (49 MW), en 2021. Le long délai d'exécution des projets hydroélectriques et des grands projets thermiques exige que les importations soient envisagées dans l'intervalle, idéalement par le biais d'une interconnexion Ouganda-Soudan. Le plan d'expansion indique qu'un maximum de 100 MW d'importations est nécessaire, à partir de 2021. En Ouganda, Karuma devrait entrer en service avant la fin de 2019.

L'étude conclut que le développement de projets hydroélectriques au Soudan du Sud fournit de l'énergie à un taux sensiblement inférieur à la production locale actuelle et à des taux plus bas que ceux qui pourraient être envisagés grâce aux interconnexions avec les pays voisins. La croissance prévue de la demande semble correspondre aux calendriers de développement des projets, avec quelques importations et des exportations minimales. La recommandation du rapport concernant l'expansion du transport est de s'adapter ensuite à la croissance de la demande dans tout le pays, au lieu de se concentrer sur le développement de nouvelles interconnexions régionales.

L'alternative hydroélectrique (option 1) est jugée solide au regard des risques sur la validité des données d'entrée, ainsi que des risques politiques, techniques, financiers, économiques, environnementaux et sociaux. Les suggestions faites dans le rapport comprennent la mise à jour des données sur la cascade du Bahr El Jebel, le lancement d'un recensement national pour confirmer les prévisions de la demande (la plus grande incertitude de l'étude), la négociation avec les nations du bassin du Nil situées en aval des projets proposés pour le Bahr El Jebel afin d'éviter d'éventuels conflits liés à l'utilisation de l'eau et l'aide au gouvernement du Soudan du Sud pour obtenir des partenaires financiers pour développer cette cascade. Les projets de la cascade sont conçus au fil de l'eau et réduisent donc au minimum les conflits potentiels de gestion de l'eau avec les pays en aval et contribuent à faciliter les négociations internationales avec les pays du bassin du Nil.

Les options thermiques envisagées dans le plan sont des unités alternatives à faible et moyenne vitesse alimentées par du pétrole léger et lourd et, les années suivantes, des unités à cycle combiné alimentées par du pétrole léger ou, si possible, par du gaz naturel local. Les turbines à gaz sont nécessaires pour les périodes de pointe et pour la réserve de capacité.

Comme indiqué ci-dessus, les projets hydroélectriques - Bedden, Lakki, Shukoli, Fula et Kinyeti - sont des projets au fil de l'eau avec un stockage limité, ce qui implique des impacts environnementaux modérés mais une plus grande vulnérabilité aux sécheresses. Le projet Sue (10,5 MW) est le seul à disposer d'un stockage. Avec un coût de 244 US\$/MWh pour une énergie moyenne, c'est le projet hydroélectrique le plus cher, mais il présente des avantages multiples, dont l'irrigation.

---

<sup>8</sup> "Plan d'expansion de l'hydroélectricité et plan d'intégration régionale du Soudan du Sud au réseau électrique régional - Rapport final". Hatch et Artelia. 6 octobre 2015.

Le scénario d'importation (option 3) remplace les projets hydroélectriques de la cascade du Bahr el Jebel par des importations, provenant très probablement d'Éthiopie, qui commenceront à 100 MW en 2032 et augmenteront de 50 MW par an, pour atteindre 700 MW en 2045. Le tarif d'importation est supposé être de 80 \$/MWh, y compris les coûts des lignes de transport.

Les valeurs actuelles nettes (VAN) et le coût moyen actualisé de l'énergie (LCOE) obtenus pour le plan de référence dans chacun des trois scénarios de planification sont fournis dans le tableau ci-dessous.



Coût moyen actualisé et valeur actuelle nette de trois possibilités de développement de la capacité de génération

Plan	LCOE (US\$/MWh)	NPV (US\$ milliards)
<b>Hydroélectricité maximale</b>	165	4.93
<b>Thermique</b>	212	6.32
<b>Importations maximales</b>	194	5.79

Source : "Plan d'expansion de l'hydroélectricité et plan d'intégration régionale du Soudan du Sud au réseau électrique régional - Rapport final". Hatch et Artelia. 6 octobre 2015.

Le coût total du scénario de référence, y compris le transport associé, est de 5 994 millions de dollars US et le LCOE est de 201 \$/MWh.

En ce qui concerne la transmission, au lieu de développer une ligne HVDC de 500 kV reliant les projets hydroélectriques sur le fleuve Bahr el Jebel directement au Soudan, l'étude recommande de développer un réseau de 400 kV AC et de 220 kV, devenant ainsi l'épine dorsale de transmission à utiliser principalement pour la distribution interne de l'électricité. La raison principale est que les projets sur le fleuve Bahr el Jebel seraient utilisés pour satisfaire la demande interne et non pour l'exportation. Les interconnexions régionales envisagées sont :

- Éthiopie - Soudan du Sud à 230 kV ; (phase 1) et à 400-500 kV (phase 2) ;
- Ouganda - Soudan du Sud à 400 kV ou 220 kV ;
- Kenya - Soudan du Sud (220 kV) ;
- Soudan du Sud - Soudan à 220 kV

Le projet d'interconnexion entre l'Ouganda et le Soudan du Sud à 400 kV, CC, a une importance régionale, car il renforcera l'échange d'électricité entre l'Éthiopie, le Soudan du Sud et l'Ouganda, en plus de créer une boucle d'interconnexions avec l'Est de la RDC (République démocratique du Congo). Les autorités de l'Ouganda et du Soudan du Sud ont déclaré qu'il s'agissait d'une priorité et un protocole d'accord a été signé en décembre 2015.

Le rapport comprend une étude détaillée des impacts environnementaux et des mesures d'atténuation, pour les options de production et de transport. Il utilise une répartition annuelle déterministe simplifiée mise en œuvre dans Excel, en se basant dans un premier temps sur les énergies hydroélectriques moyennes. Il ne tient pas compte de la variabilité et de l'incertitude hydrologiques. Les unités hydroélectriques pures au fil de l'eau sont réparties dans la base. Les unités hydroélectriques avec un certain stockage sont expédiées pendant les heures de pointe, tant que leurs réservoirs permettent de stocker suffisamment d'énergie. Les unités thermiques sont expédiées par ordre de mérite, du moins cher au plus cher, pour couvrir la pointe. Les pics devraient durer 4 heures par jour. Une réserve de 30% est supposée. L'algorithme d'envoi tient compte des caractéristiques techniques des centrales thermiques pour la couverture du pic et pour la réserve. Une autre répartition est effectuée en utilisant des énergies fermes pour vérifier la fiabilité de l'approvisionnement du système en conditions sèches.



Selon un haut responsable du Soudan du Sud, les projets hydroélectriques suivants ont fait l'objet d'études de faisabilité.<sup>9</sup> Les énergies annuelles moyennes et fermes, ainsi que les coûts globaux et moyens actualisés du projet sont tirés du plan d'expansion le plus récent.<sup>10</sup>

Informations de base sur les centrales hydroélectriques candidates

Projet hydroélectrique	Capacité installée (MW)	Énergie moyenne (GWh)	Énergie ferme (GWh)	Coût capital (US\$m)	du Coût de l'énergie moyenne (USc/kWh)
<b>Grand Fula</b>	890-1080	3,370	2,147	1,569	5.0
<b>Beden</b>	540-780	2,067	1,350	1,295	6.7
<b>Lakki</b>	410	1,181	744	658	5.9
<b>Shukoli</b>	235	n/a	n/a	n/a	n/a
<b>Fula Rapids</b>	40	281	219	143	5.4
<b>Sue</b>	10.4	59.4	29.7	138	24.4
<b>Multipurpose</b>					

Parmi ces projets, selon la présentation du ministère, Grand Fula a la plus haute priorité. Son étude de faisabilité a été préparée par le consultant mais n'a pas été livrée faute de paiement.

Le plan d'expansion comprend, entre 2016 et 2025, 546 MW de centrales diesel génériques à moyenne vitesse (MSD), ainsi que 320 MW de centrales LSD. Entre 2026 et 2030, 66 MW supplémentaires de MSD et 170 MW de LSD sont installés. Les centrales diesel candidates sont :

- Palouge, 250 MW;
- Tharjath, 240 MW.

Le plan mentionne qu'il n'y a pas d'études pour ces projets.

Le plan d'expansion de la production pour la période 2015 - 2030 est présenté ci-dessous.

<sup>9</sup> "Secteur de l'énergie au Soudan du Sud". M. Lawrence Loku Mo'Yu, sous-secrétaire, ministère de l'énergie et des barrages, Soudan du Sud. Présentation à la conférence "South Sudan Oil & Power 2017".

<sup>10</sup> « Plan d'expansion de l'hydroélectricité et plan d'intégration régionale du Soudan du Sud au réseau électrique régional - Rapport final ». Hatch et Artelia. 6 octobre 2015.





Plan d'expansion de la production, 2015 – 2030

Année	Projets	Capacité hydroélectrique installée (MW)	MSD (MW)	LFO (MW)	LSD HFO (MW)	CCGT (MW)	LFO (MW)	OCGT (MW)	LFO (MW)	Cum. Cap. (MW)	Dep. (MW)	Dmd. de pointe (MW)	Importations totales Import (MW)	Exportations totales (MW)	Demnd totale moins imprttns nettes (MW)	Marge Res. (%)
2014	Existant MSD		27.6							26						
2015										26		172	11	0	161	-84%
2016										26		226	11	0	215	-88%
2017										26		258	11	0	247	-90%
2018	MSD		364							368		291	11	0	280	32%
2019	MSD		44							409		323	11	0	312	31%
2020	MSD, Palouge, Tharjath		21		200					617		356	11	0	346	79%
2021	Fula Rapids, Wau Dams, MSD	49	19							684		394	80	0	314	118%
2022	MSD, Palouge, Tharjath		19		60					758		433	90	0	344	121%
2023	MSD		23							780		475	101	0	375	108%
2024	MSD, Palouge, Tharjath		25		60					860		520	111	0	409	110%
2025	MSD		31							889		568	111	0	458	94%
2026	MSD, Palouge, Tharjath		30		60					974		620	111	0	509	91%
2027	MSD		36							1007		676	111	0	565	78%
2028	Bedden 496	522								1529		736	100	0	636	140%
2029	Palouge, Tharjath				60					1586		803	100	0	703	126%
2030	Palouge, Tharjath				50					1633		875	100	0	775	111%

Source: "Plan d'expansion de l'hydroélectricité et plan d'intégration régionale du Soudan du Sud au réseau électrique régional - Rapport final ». Hatch et Artelia. 6 octobre 2015.



Aucune nouvelle plante n'est introduite ou retirée avant 2033, date à laquelle Lakki est intégré au système.

Les besoins d'investissement dans le secteur de l'électricité, qui n'est qu'un des nombreux secteurs économiques défavorisés du Soudan du Sud, devraient être considérables dans les années à venir. Les dons et les prêts à des conditions de faveur accordés par les bailleurs de fonds bilatéraux et multilatéraux devraient occuper une place importante. Des PSP sous forme de PPI sont probables, à condition que des cadres favorables soient mis en place à la satisfaction des investisseurs privés. Il est peu probable que le service public d'électricité soit un candidat susceptible de bénéficier de PPI dans un avenir prévisible, et le GRSS devrait donc s'attendre à être appelé à fournir des garanties souveraines. La subvention du GRSS aux consommateurs d'électricité représentait environ 4 % du budget national en 2013 et devrait passer à 8 % d'ici 2015. À mesure que le secteur de l'électricité se développe, la subvention totale continuera d'augmenter, à moins que le GRSS et le service public ne prennent des mesures pour rendre le secteur plus autosuffisant. En conséquence, le GRSS et le service public doivent s'attaquer d'urgence à des questions fondamentales telles que l'efficacité des réseaux de distribution, la réduction des pertes techniques et non techniques, l'amélioration du recouvrement des recettes et la révision de la structure tarifaire. La meilleure pratique dans le secteur consiste à limiter la subvention tarifaire à un très faible niveau de consommation. Environ 15 kWh/mois sont considérés comme suffisants pour fournir à un ménage un éclairage de base le soir et tôt le matin, à condition qu'un éclairage à faible consommation d'énergie soit disponible, comme les LED ou les LFC.

La situation actuelle en matière de demande d'électricité est assez complexe. Alors que les ventes par le réseau ne sont que d'environ 30 MW, si l'on tient compte de la demande supprimée, y compris celle des exploitations commerciales et industrielles qui dépendent de leurs propres groupes électrogènes diesel, la demande est probablement de l'ordre de 300 MW. La demande devrait augmenter d'environ 9,1% et donc probablement dépasser 900 MW d'ici 2030, bien que cette prévision soit très incertaine.

Les tarifs de l'électricité ont un impact sur la demande. Comme indiqué ci-dessus, le coût de la production est d'environ 0,70 USD/kWh et n'inclut pas le coût du transport, de la distribution, du comptage, de la facturation, etc. Par conséquent, malgré les fortes subventions, les tarifs de détail sont extrêmement élevés, avec une moyenne d'environ 0,25 USD/kWh (en 2013).

Bien que le Soudan du Sud soit bien doté en ressources hydroélectriques, ainsi qu'en pétrole et en gaz naturel, le plan d'expansion nécessite des injections soutenues de ressources en capital considérables, pour la production, la transmission, la distribution, les systèmes de facturation, etc. Les sommes requises peuvent s'avérer un défi pour le secteur public et le secteur privé, compte tenu des différents facteurs de risque qui s'appliquent dans le pays. Des projets PSP ont été mis en œuvre mais, en général, les investissements privés sont entravés par des questions de sécurité, des lacunes dans les cadres juridiques, réglementaires et institutionnels, et une compagnie d'électricité financièrement faible.

Bien que le Soudan du Sud soit un pays producteur de pétrole et qu'il aspire à développer une capacité de raffinage nationale, l'utilisation de combustibles nationaux pour la production d'électricité a un coût d'opportunité. L'utilisation de moteurs diesel alternatifs a été historiquement limitée à des systèmes relativement petits avec peu d'autres ressources énergétiques indigènes. Au vu de la baisse soutenue des coûts de l'énergie éolienne et solaire ces dernières années, il est curieux que les autorités n'aient pas pris en compte le solaire photovoltaïque et l'éolien. Le GMSP pour l'Éthiopie comprenait l'éolien et le solaire photovoltaïque, en plus des installations à mouvement alternatif, et les sources d'ERV étaient considérablement plus faibles. Les ERV, par définition, sont non fermes, mais l'utilisation de batteries de stockage pour raffermir ces sources est censée ajouter environ 50% au coût de l'énergie de base. Les ERV présentent d'autres avantages par rapport aux centrales thermiques, notamment la probabilité que le soutien de la MDA soit plus important pour ces dernières que pour les unités à mouvement alternatif. L'Éthiopie et le Kenya ont tous deux inclus l'éolien et le solaire photovoltaïque dans leurs plans d'expansion, et l'Ouganda a inclus l'éolien.



Bien que le Soudan du Sud devrait être en mesure de développer des sources d'électricité moins coûteuses à moyen terme, les investissements dans les interconnexions, les réseaux de transmission, les systèmes de distribution, les compteurs, la facturation et les systèmes de recouvrement sont tels que les tensions et les pressions financières seront maintenues sur la compagnie d'électricité et le gouvernement central. Parallèlement au développement de ces infrastructures, le GRSS devrait donc élaborer des stratégies pour satisfaire la demande de services énergétiques modernes dans les communautés isolées. Un large éventail d'options est disponible pour considération, notamment mini-réseaux à base d'énergies renouvelables, systèmes solaires domestiques, lanternes solaires, etc. La Banque mondiale a fait une série de recommandations pour promouvoir ces possibilités, notamment:<sup>11</sup>

- Adopter une législation complète sur l'énergie renouvelable et l'efficacité énergétique ;
- Création d'une agence pour les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique ;
- Préparation de stratégies et de plans d'action en matière d'ER et d'EE ; et,
- Développement d'un mécanisme de financement pour les ER et l'EE.

La Banque mondiale a préconisé que le GRSS trouve un équilibre entre les investissements dans l'expansion du réseau et les solutions hors réseau basées sur les ER, afin de fournir plus rapidement un accès abordable aux systèmes énergétiques modernes et de réduire ainsi la pauvreté. L'équilibre proposé était de 90 % d'investissement dans l'expansion du réseau et 10 % dans des solutions hors réseau.

### *Djibouti*

Jusqu'à ce que la première interconnexion Ethiopie-Djibouti ne soit mise en service et commence à assurer l'importation de l'hydroélectricité éthiopienne à Djibouti en 2011, la production d'électricité à Djibouti était presque entièrement basée sur la production de diesel et donc très dépendante des prix internationaux des produits pétroliers, qui sont généralement volatils. Cette dépendance a un impact négatif sur le coût de l'approvisionnement en électricité et sur la balance des paiements du pays. Le prix élevé de l'électricité est également considéré comme l'un des principaux facteurs limitant la croissance économique à Djibouti. Cependant, il est important de noter que cette interconnexion ne peut être utilisée à son plein potentiel en raison des limitations de tension.

Une étude de faisabilité pour une deuxième interconnexion entre l'Ethiopie et Djibouti a été réalisée par Tractebel en 2017. En bref, celle-ci comprendrait :

- une nouvelle ligne de transport à double circuit de 230 kV de Semera à Nagad ;
- l'élargissement de la sous-station existante de Semera (en Éthiopie) ;
- une extension de la sous-station 230/63/20kV existante de Nagad (à Djibouti).

Afin d'exploiter en toute sécurité la nouvelle interconnexion, quelques renforcements internes doivent être mis en place par les deux pays.

L'analyse économique de Tractebel a indiqué que le scénario "avec" le projet présentait des avantages économiques considérables par rapport au scénario "sans".

Selon Tractebel, le projet sera financé par le fonds saoudien et koweïtien, EEP et EDD agissant en tant qu'unité de mise en œuvre du projet.

---

<sup>11</sup> Banque mondiale. République du Soudan du Sud : Note de stratégie du secteur de l'électricité pour le Soudan du Sud : Note de stratégie du secteur de l'électricité. Rapport No : ACS3585. 1er avril 2013.



L'analyse de l'offre et de la demande de Tractebel a pris en compte les prévisions pour les deux pays. Les quantités n'ont été présentées que sous forme graphique et peuvent être estimées comme suit :

Année	Capacité installée en Ethiopie (MW)	Demande de pointe en Ethiopie (MW)	Production en Ethiopie (TWh)	Demande en Ethiopie (TWh)	Capacité installée à Djibouti (MW)	Demande de pointe à Djibouti (MW)	Production à Djibouti (TWh)	Demande à Djibouti (TWh)
2020	13,000	5,000	45	32	420	290	3.0	1.5
2025	20,500	9,800	80	60	650	380	4.6	1.9
2030	28,500	13,000	125	82	850	450	6.1	2.4

Tractebel indique un changement radical dans le mix de génération pour Djibouti, la capacité diesel, jusqu'alors dominante, restant constante et toutes les nouvelles capacités provenant de la centrale thermique au gaz, de la géothermie, et des énergies éolienne et solaire.

Les chiffres de la demande éthiopienne sont considérablement plus élevés que ceux des prévisions de Nexant.

Les conclusions de Tractebel à partir de l'analyse de l'offre et de la demande sont les suivantes :

*« On peut constater qu'aucune pénurie n'est à prévoir, tant en termes de capacité que d'énergie. En outre, des capacités et de l'énergie excédentaires seront disponibles dans les deux pays, même sans tenir compte des flux entre eux. Les chiffres montrent également la grande capacité installée et l'énergie disponible en Éthiopie, résultant des ressources hydroélectriques prévues. Par ailleurs, la part de l'énergie géothermique prend également de l'importance. Une forte augmentation des ressources en énergie géothermique est également prévue pour Djibouti. De plus, Djibouti s'attend à une grande part de la capacité de production à base de gaz ».*

Cette analyse semble adopter une perspective optimiste sur l'offre et la demande dans les deux pays.

Tractebel a utilisé des simulations dynamiques pour déterminer la capacité de transfert nette avec la nouvelle interconnexion, et celles-ci sont résumées dans le tableau suivant.

**Année Capacité de transfert nette, avec une nouvelle interconnexion (MW)**

2020	180.8
2025	313.9

La logique de l'interconnexion supplémentaire est que, bien que Djibouti maintienne une capacité de production indépendante pour répondre à la demande intérieure, les importations d'énergie hydroélectrique en provenance d'Ethiopie pourraient être utilisées pour réduire la production de la capacité relativement coûteuse de diesel et de gaz, et ainsi réduire les coûts de fonctionnement de Djibouti.

Avec le financement de la Banque mondiale, Parsons Brinkerhoff a préparé un Plan directeur de l'électricité au moindre coût pour Djibouti en novembre 2009. Cependant, ce rapport a probablement été dépassé par les événements.



### Somalie

La Somalie a enduré près de trois décennies de conflits civils et d'insécurité, et les infrastructures publiques ont été gravement négligées pendant une grande partie de cette période. Des flambées occasionnelles d'insécurité entravent les progrès réalisés pour rectifier la situation des infrastructures.

Le ministère des travaux publics, de la reconstruction et du logement en Somalie a publié en juin 2018 une stratégie à court, moyen et long terme pour les infrastructures somaliennes. Ce document fournit quelques informations de base sur l'état du secteur de l'électricité dans le pays.

La production d'électricité, presque entièrement alimentée au diesel, ne représente qu'un très faible pourcentage de la production totale d'énergie dans le pays. Pour la cuisine et l'éclairage, les ménages et les petites entreprises se tournent vers des combustibles tels que la biomasse/charbon de bois, le kérosène, etc. Il existe des réseaux électriques délabrés dans plusieurs villes (Garowe, Hargeisa, Bosaaso, Berbera, Qardo) mais ils ne sont pas toujours utilisés. La capacité totale de production installée et opérationnelle en Somalie est estimée entre 80 et 85 MW, et les réseaux restants comptent environ 250 000 connexions. La qualité et la sécurité de l'approvisionnement sont médiocres, et l'approvisionnement est généralement limité à seulement 5 ou 6 heures par jour. Le système BT est souvent étendu sur de longues distances, ce qui entraîne des tensions réduites et des pertes techniques élevées.

Le potentiel d'ER est abondant. Le potentiel d'énergie solaire varie de 5 à 7 kWh/m<sup>2</sup>/jour avec plus de 310 jours d'ensoleillement par an ou 3 000 heures de soleil par an. La Somalie est également caractérisée par de forts régimes de vent avec des vitesses moyennes annuelles de 1,5 à 11,4 m/s. Il existe également un potentiel de petites centrales hydroélectriques le long des rivières Shabelle et Juba, estimé entre 100 et 120 MW. La sécurité et le financement sont les principaux obstacles à l'exploitation de ces ressources. Cependant, certains investissements ont été réalisés dans le photovoltaïque solaire par les AMD, les agences d'aide et d'autres ONG.

La faiblesse des cadres institutionnels constitue un obstacle majeur à la revitalisation du secteur de l'électricité. En outre, les progrès ont été lents pour y remédier, pour développer et appliquer des politiques et des cadres réglementaires harmonisés aux niveaux fédéral et local du gouvernement. Les AMD ont été réticents à fournir des fonds pour améliorer la situation, et il semblerait également qu'il y ait une pénurie de personnel qualifié. Les problèmes de propriété foncière entravent les projets dans la plupart des secteurs d'infrastructure.

L'accès à des prix abordables est un catalyseur extrêmement important tant pour la création de la croissance économique que pour la réduction de la pauvreté. La situation dans le pays est cependant telle que le développement d'interconnexions transfrontalières ainsi que d'un réseau de transmission national pour distribuer l'électricité aux grandes villes et aux agglomérations nécessitera probablement de nombreuses années de renforcement des capacités et de développement de cadres juridiques et institutionnels. Les réseaux électriques devront peut-être se développer de façon organique à partir de systèmes municipaux basés en milieu urbain, chacun ayant sa propre production. Ces systèmes isolés pourraient associer la production d'ERV, comme l'éolien et le solaire, à la production de diesel et au stockage sur batterie. Les systèmes de transmission et les interconnexions, conduisant à des centrales de production à plus grande échelle et à moindre coût alimentant le réseau interconnecté. Cela refléterait le développement des systèmes électriques dans de nombreuses régions du monde, vers la fin du XIXe siècle. Une leçon à tirer du XIXe siècle, cependant, est d'assurer l'harmonisation des normes afin d'éviter les immobilisations inutiles lorsque les systèmes isolés sont interconnectés.



Un programme d'évaluation des besoins et d'investissement dans le secteur de l'énergie a été préparé pour la Somalie par la BAD en novembre 2015.<sup>12</sup> Cette évaluation des besoins a été préparée afin de comprendre les besoins dans le secteur de l'énergie et d'établir un catalogue de projets que le gouvernement fédéral de Somalie pourra planifier et mettre en œuvre, avec l'aide de la BAD et de la communauté des bailleurs de fonds au sens large. L'un des principaux objectifs est « *d'améliorer le bien-être, la productivité et la sécurité en élargissant l'accès à l'électricité fournie par le réseau dans les villes (sur la base de la production d'électricité hybride, c'est-à-dire des combustibles conventionnels et des énergies renouvelables, principalement l'énergie solaire/photovoltaïque) et en promouvant les services et produits énergétiques modernes hors réseau pour les populations rurales et nomades pauvres* ». Le rapport reconnaît toutefois une limitation essentielle, à savoir le manque aigu de capacités humaines et institutionnelles.

Ces dernières années, bien que les systèmes centralisés traditionnels de distribution d'électricité soient presque inexistantes dans le pays, les particuliers et les entreprises ont souvent fourni leurs propres systèmes de production - généralement basés sur des groupes électrogènes diesel - et ont parfois approvisionné des parties de leurs communautés locales. Dans certaines villes, le secteur privé a mis en place des systèmes de production et de distribution techniquement sophistiqués, en l'absence de toute fourniture du secteur public.

Le programme d'expansion électrique proposé, sur la période de dix ans, viserait l'installation de près de 200 MW de capacité de production d'électricité, dont 40 à 50 MWp d'énergie renouvelable (principalement des panneaux solaires photovoltaïques), la création/réparation de 18 réseaux urbains (capitales régionales plus Mogadiscio et Hargeisa), et un projet pilote consistant en dix mini-réseaux ruraux hybrides. Le programme prévoit également l'électrification de pas moins de 20 autres centres urbains. L'augmentation de l'échelle et de l'efficacité contribuerait à réduire les coûts d'approvisionnement et à diminuer les tarifs moyens d'environ 50 % (d'environ 1 dollar US/kWh à environ 0,50 dollar US/kWh). Il convient de noter que ce tarif réduit est encore plusieurs fois supérieur au tarif de détail moyen pour les clients connectés en Éthiopie.

Le programme de produits/services énergétiques hors réseau envisagé pourrait aider jusqu'à 1,8 million de personnes à améliorer leur éclairage et à utiliser l'énergie moderne à des fins domestiques et productives (recharge de batteries, recharge de téléphones portables et d'autres appareils, etc.)

L'évaluation des besoins du secteur de l'énergie pour 2015 a proposé un programme global d'action/d'investissement dans le secteur de l'énergie (ESAIP) de 803 millions de dollars, dont 580 millions de dollars sont alloués à l'expansion de l'approvisionnement en électricité et 60 millions de dollars à la fourniture d'énergie moderne aux communautés rurales/nomades. Toutefois, le programme proposé est reconnu comme étant à la fois ambitieux et visionnaire : « *803 millions de dollars sur une période de 10 ans, en tenant compte de la difficulté de faire avancer les choses en Somalie et des retards inévitables que l'on peut attendre d'un pays sortant d'un conflit et d'un chaos de longue durée* ».

Le Fonds pour les infrastructures en Somalie, dirigé par la BAD, admet que « *l'ampleur des problèmes et les moyens nécessaires pour les résoudre font que cette filière ne peut apporter qu'une réponse partielle. En fait, il faudra des décennies pour relâcher complètement la contrainte énergétique sur la production et les ménages* ». La réserve de projets du Fonds pour le secteur de l'énergie vise essentiellement à renforcer les capacités humaines et institutionnelles, mais la réserve comprend également plusieurs projets de construction de réseaux.

Comme indiqué ci-dessus, plusieurs systèmes isolés fonctionnent dans certaines villes de Somalie, mais il n'existe pas de réseau interconnecté. La capacité totale de production installée et opérationnelle dans toute la

---

<sup>12</sup> BAD. Somalie : Programme d'évaluation des besoins et d'investissement dans le secteur de l'énergie. Novembre 2015.

Somalie était estimée à environ 100 MW en 2014, avec un nombre de connexions estimé à 250 000. Il y a eu quelques progrès depuis lors.

L'évaluation des besoins du secteur énergétique pour 2015 a reconnu qu'il existe un potentiel important dans toutes les régions somaliennes en termes de sources d'énergie renouvelables et alternatives, telles que l'énergie solaire et éolienne, mais jusqu'à présent, en raison de problèmes de sécurité et de financement, seules de très petites expériences préliminaires ont été menées avec l'énergie solaire et éolienne. Une évaluation systématique et approfondie de ces ressources doit être menée avant que des projets à grande échelle puissent être conçus pour utiliser ces ressources renouvelables pour la production d'électricité.

De manière réaliste, il faudra peut-être une vingtaine d'années pour que le secteur de l'électricité en Somalie ait évolué au point de permettre l'importation et le transport de l'électricité en vrac vers les grandes villes par le biais d'un réseau national, et pour que les compagnies d'électricité aient évolué au point de devenir des acheteurs fiables pour les exportations des autres pays de l'IGAD.

Il est difficile d'imaginer un scénario dans lequel la Somalie disposerait d'un excédent d'électricité à exporter vers ses voisins.

### *Ouganda*

L'Ouganda a une économie forte depuis plusieurs années, bien que la croissance ait été freinée par des déficits d'approvisionnement en électricité. Malgré le potentiel hydroélectrique considérable du Nil, le développement de cette ressource a été relativement lent, et le pays a périodiquement eu recours à une production de diesel d'urgence coûteuse pour combler partiellement le déficit d'approvisionnement.

L'Ouganda a été l'un des premiers pays à faciliter la PSP dans le secteur de l'électricité, et des cadres favorables ont été mis en place il y a plus de 20 ans. Cependant, les PIP n'ont pas été accueillies avec enthousiasme par tout le monde ; le développement des projets a été très lent et le coût de l'énergie qui en a résulté a été considérablement plus élevé que prévu initialement.

L'Ouganda est l'un des trois seuls pays de l'IGAD inclus dans l'analyse de Power Africa.

Le plan de développement du réseau de l'UETCL, 2018-2040, est une source d'information qui fait autorité sur le programme d'expansion prévu pour le secteur de l'électricité en Ouganda.

Selon l'UETCL, la majorité de la capacité installée actuelle de l'Ouganda provient de quatre grands projets hydroélectriques : Kiira et Naluabale (le complexe d'Owen Falls), Bujagali et, depuis mars 2019, Isimba. Avant la fin de 2019, les deux premières tranches de 100 MW devraient être mises en service, et quatre autres tranches de 100 MW devraient être opérationnelles à partir de 2020. Le reste de la capacité est constitué de nombreuses unités relativement petites.

En 2017, la capacité totale installée de l'hydroélectricité, après les déclassements des unités, était de 590 MW. Les projets thermiques ont ajouté 86 MW et l'éolien 10 MW supplémentaires. La biomasse a ajouté 30 MW. La capacité totale installée était donc de 716 MW.

En raison d'un court retard dans le projet hydroélectrique d'Isimba, la capacité en 2018 était légèrement supérieure à celle de 2017, à 755 MW, en grande partie grâce à l'ajout de plusieurs petites/mini unités hydroélectriques.

La capacité totale installée devrait être sensiblement plus élevée à partir de 2020, avec la mise en service de 600 MW de la capacité de Karuma en 2019 et 2020, et de 183 MW à Isimba en 2019, ce qui porte la capacité totale installée à environ 1744 MW. 53 MW devraient également être ajoutés à Agago/Achwa en 2020. Une capacité thermique de 50 MW devrait être ajoutée en 2021. Le projet Karuma a été légèrement retardé, en partie à cause des retards dans l'achèvement de la ligne de transport de 400kV du projet.



Il est intéressant de noter qu'une importante capacité photovoltaïque solaire sera ajoutée à partir de 2021, ce qui portera la capacité totale d'ERV en 2021 à 885 MW. Environ 30 MW d'autres capacités ER, sous forme de biomasse, seront ajoutées en 2020.

Deux autres grands projets hydroélectriques devraient être mis en service avant 2030 : le projet hydroélectrique d'Oriang de 392 MW en 2022, et la première phase d'Ayago de 499 MW en 2025.

Il existe un potentiel hydroélectrique supplémentaire sur le Nil, mais il est peu probable qu'il soit développé avant 2030.

Le plan de développement du réseau de l'UETCL indique une capacité totale installée de 4083 MW, soit près de six fois la capacité de 2017. Cela représente un taux de croissance annualisé de la capacité de 14,3 %, comparable à celui de l'Éthiopie.

Le bilan de l'Ouganda en matière de mise en œuvre de plans d'expansion de la production a été relativement médiocre au cours des 20 dernières années. Cependant, s'il y a une raison d'être optimiste quant au plan actuel, c'est que l'Ouganda a largement abandonné l'approche PSP qui a été utilisée pour développer le projet hydroélectrique de Bujagali et s'est plutôt tourné vers le modèle de développement chinois. Le projet hydroélectrique d'Ayago a d'abord été attribué à un entrepreneur turc avant de passer aux financements chinois et aux entrepreneurs chinois.

Le plan de développement du réseau de l'UETCL fait état d'une demande intérieure de 566 MW en 2017. La marge de capacité est donc de 26,5% cette année. La demande intérieure de pointe, hors charges industrielles proposées, devrait atteindre 958 MW d'ici 2030 ; un taux annualisé de 4,1 %, soit moins de la moitié du taux de 10,6 % prévu pour l'Éthiopie sur la même période.

Selon Power Africa, l'Ouganda a connu un excédent de pointe de 112 MW en 2018. Comme pour l'Éthiopie, la saisonnalité de l'hydroélectricité est un facteur et cet excédent ne peut s'appliquer qu'à certaines parties de la saison des pluies. Ils suggèrent que l'excédent de pointe devrait se maintenir autour du niveau de 110 MW jusqu'en 2025.

### Kenya

Le plan de développement et de maintenance du réseau électrique du Kenya 2016/17-2020/21 est un document important pour l'IRIMP car il couvre plusieurs domaines d'intérêt essentiels pour l'IRIMP : prévision de la demande, expansion de la production, expansion du transport et de la distribution, etc.

La demande de pointe du Kenya est passée de 899 MW en 2004/05 à 1 585 MW en 2015/16, tandis que le nombre de consommateurs d'électricité a été multiplié par cinq, passant de 735 144 en 2004/05 à 4 890 373 en juin 2016. La capacité installée effective est de 2 341 MW et l'hydroélectricité représente environ 35 % de la production totale. Le réseau a connu une expansion et une amélioration considérables, et la réticulation BT s'est considérablement étendue pour atteindre un plus grand nombre de ménages. Kenya Power a été chargé de répondre à l'objectif ambitieux du gouvernement d'électrifier 70 % des ménages avant 2017 et d'assurer l'accès universel à l'électricité avant 2020.

Il est important de noter que le Kenya est un leader régional en ce sens qu'il a mis en place un secteur de l'électricité restructuré, désagrégé, raisonnablement libéral et réglementé, doté de cadres juridiques, réglementaires et institutionnels conformes aux besoins du XXI<sup>e</sup> siècle. La PSP est activée et encouragée. Jusqu'au premier trimestre 2017, les énergies renouvelables telles que l'éolien et le solaire étaient facilitées par un programme de financement qui fonctionnait depuis 2010. Par la suite, cependant, un système d'enchères a été introduit pour la production d'électricité à grande échelle connectée au réseau. Ce système d'enchères est utilisé depuis un certain temps pour les projets géothermiques au Kenya. Le parc de production est diversifié, aucune source de combustible ou technologie individuelle n'exerçant une influence indue. La loi sur l'énergie de



2015 constitue la base de la politique dans ce secteur, et la base de la mise en œuvre de cette politique ainsi que de l'orientation de la planification de l'expansion, de l'électrification rurale, de l'efficacité énergétique, des énergies renouvelables, etc.

Une source d'information très utile sur le secteur de l'électricité kenyan est le Plan de développement de l'électricité au moindre coût mis à jour par l'ERC : 2017-2037, préparé en juin 2018.

Le réseau électrique kenyan est totalement dégroupé et la PSP est autorisée dans le sous-secteur de la production. KPLC est l'acheteur unique, et le secteur est réglementé par l'ERC. L'ERC réglemente les tarifs de détail de l'électricité.

Le Kenya a été un leader dans le développement de l'énergie géothermique en Afrique au cours des 30 dernières années, et dispose d'une capacité humaine et technique indigène considérable, en plus de plusieurs centrales géothermiques opérationnelles.

Jusqu'à l'introduction d'un système d'enchères en 2017, les investissements du secteur privé dans d'autres capacités d'énergies renouvelables étaient encouragés par un système de tarifs de rachat. Jusqu'en juin 2017, ce système avait permis de produire 696 MW de capacité éligible, ce qui représente environ 28 % de la capacité installée du pays. À partir de 2017, les PPI seront soumis à un système d'appel d'offres inversé, où, sous réserve de l'aptitude du soumissionnaire, l'offre la plus basse pour la fourniture d'électricité remporte le contrat de PPA.

Le Kenya dispose déjà d'un parc de centrales diversifié et le programme d'expansion de la production jusqu'en 2030 vise à le diversifier encore davantage, avec la géothermie, l'éolien, le solaire photovoltaïque, le charbon... Un niveau important de capacité intermittente devrait être introduit au cours de cette période.

Le facteur de charge du système est d'environ 70 % et il reste un pic journalier prononcé en début de soirée.

Le Kenya s'est fixé l'objectif ambitieux d'atteindre l'accès universel à l'électricité d'ici 2030 et explore actuellement des mini-réseaux pour l'électrification des communautés rurales éloignées du réseau. Ces réseaux électriques localisés exploiteront généralement l'énergie solaire, les mini/microcentrales hydroélectriques et une partie de l'énergie de la biomasse. L'Autorité d'électrification rurale développe également environ 25 systèmes ruraux hybrides solaire/diesel connectés au micro-réseau en 2017, ainsi que des systèmes photovoltaïques solaires pour 15 000 écoles primaires et 10 000 écoles secondaires, des postes de police, des centres médicaux et des bâtiments communautaires.

Le Kenya est l'un des trois seuls pays de l'IGAD inclus dans l'analyse de Power Africa.

L'ERC a rapporté que la capacité de production installée du Kenya était de 2 333 MW en juin 2017 : hydro, 824 MW (36%) ; thermique, 803 MW (34%) ; géothermique, 652 MW (28%) ; éolienne, 26 MW (1%), biomasse/cogénération, 28 MW (1%) ; et solaire, 0,55 MW (<1%). En termes de production d'énergie, cependant, les proportions du bouquet énergétique sont très différentes : hydraulique, 3 341 GWh (33%) ; thermique, 2 156 GWh (22%) ; géothermique, 4 451 GWh (44%) ; éolien, 63 GWh (0,6%), biomasse/cogénération, 0,7 GWh (-) ; et solaire, 0,54 GWh (-) qui, à l'exclusion des importations, s'élève à 10 021 GWh. Ces statistiques excluent la capacité du LTWP (voir ci-dessous).

Le Kenya est depuis longtemps un leader de l'Afrique subsaharienne dans de nombreux domaines et a été l'un des premiers pays à adopter des mécanismes technologiques et de prestation de services. Plusieurs pays en développement tels que les États-Unis, le Royaume-Uni, l'Australie et l'Allemagne produisent des entreprises de jeunes pousses qui ont exploité les technologies de rupture (par exemple, le photovoltaïque solaire et le solaire + stockage) avec des mécanismes de financement innovants. Dans certains cas, ces nouveaux venus sur le marché consolident la gestion des systèmes solaires sur les toits, des systèmes de batteries domestiques, du chargement des VE, etc., en créant des micro-réseaux virtuels au sein des réseaux existants et en utilisant des



technologies logicielles telles que la " Blockchain " pour surpasser les services publics en place. Le Kenya est un pays en développement qui a fait preuve d'ouverture à l'égard de ces innovations et a été un leader mondial dans l'utilisation des téléphones portables pour effectuer des paiements de routine et des transferts monétaires. Quelques projets récents dans le secteur de l'électricité sont résumés ci-dessous.

Le projet d'énergie éolienne du lac Turkana (LTWP), achevé au cours des deux dernières années, est le plus grand investissement privé du Kenya. Le parc éolien fournit 310 MW d'énergie éolienne au réseau national du Kenya, ce qui équivaut à environ 15 % de la capacité de production d'électricité actuellement installée dans le pays. Il comprend 365 éoliennes, chacune d'une capacité de 850 kW. Le consortium de développement comprenait des entités kényanes et internationales et elles disposent d'un accord de partenariat et d'achat d'électricité d'une durée de 20 ans pour fournir de l'électricité à un prix fixe à Kenya Power.

Les sociétés américaines Powerhive et italienne Enel Green Power (EGP) ont pour objectif de construire et de développer des mini-réseaux solaires modulables dans 100 villages de la partie occidentale du Kenya. Les mini-réseaux solaires auront une capacité installée de 1MW et apporteront une énergie propre aux communautés isolées et desserviront un total de 90 000 personnes. Les micro-réseaux seront alimentés par la technologie photovoltaïque solaire de First Solar et fonctionneront avec la technologie de contrôle de Powerhive. Les mini-réseaux seront reliés à un système de paiement ou de facturation mobile avancé, utilisant une application de prépaiement par téléphone portable, un peu comme ceux mis en place au Kenya depuis plusieurs années. Le système utilisera des panneaux solaires, des batteries de stockage et des installations de distribution locales. Powerhive a été la première entreprise à recevoir une concession de service public de l'ERC en 2015.

Plusieurs marchés émergents connaissent une plus grande pénétration des mini-réseaux, car de plus en plus d'entreprises privées continuent d'investir dans des alternatives d'énergie hors réseau, et le Kenya est à l'avant-garde de ces développements. Depuis janvier 2016, Caterpillar Ventures, Total Energy Ventures, First Solar, Tao Capital Partners, Pi Investments et quelques autres entreprises ont rejoint Prelude Ventures et Powerhive dans leur tour de financement de série A de 20 millions de dollars US pour soutenir l'expansion du portefeuille de Powerhive dans le domaine des micro-réseaux d'énergie en Afrique et en Asie-Pacifique.<sup>13</sup>

Le rapport du CER documente de nombreux projets engagés pour la période allant jusqu'à 2024. Il est à noter que ces projets permettront de maintenir la diversité des installations. Les projets d'énergies renouvelables tels que la géothermie, l'éolien et le solaire photovoltaïque occupent une place prépondérante, bien qu'il y ait 89 MW de capacité hydroélectrique supplémentaire. En 2024, cependant, près de 1000 MW de capacité de production au charbon devraient être mis en service à Lamu. L'ERC indique que la liaison HVDC de 400 MW avec l'Éthiopie serait mise en service en 2019, mais le consultant comprend que la mise en œuvre de cette ligne connaît des retards. La capacité totale des projets engagés jusqu'en 2024 est de 4 419 MW, ce qui est considérablement supérieur à l'augmentation de la demande intérieure jusqu'en 2024.

Il est très pertinent pour le projet IRIMP de comprendre les hypothèses du CER qui conduisent à une augmentation considérable de la capacité éolienne et solaire photovoltaïque au cours de la période allant jusqu'à 2030. Sur l'éolien : Le Kenya a une superficie d'environ 90 000 kilomètres carrés avec des vitesses de vent très prometteuses de 6m/s et plus, une grande partie de cette zone étant proche des centres de demande. En ce qui concerne l'énergie solaire photovoltaïque : le Kenya a d'excellents niveaux d'ensoleillement de 4-6 kWh/m<sup>2</sup>/jour (jusqu'à 2400 kWh/m<sup>2</sup>/an) et, là encore, une grande partie de cette ressource est proche des centres de demande.

---

Amatka Insight Africa Services et l'Agence finlandaise de financement de l'innovation. Regards sur le secteur de l'énergie : Kenya. Janvier 2017



L'ERC semble s'être concentré sur les niveaux de ressources plutôt que sur les comparaisons de coûts.

Le Kenya vise à ajouter 4 000 MW de capacité nucléaire d'ici 2033, mais cela dépasse l'horizon de planification 2030 de la mission actuelle.

L'ERC a une capacité installée totale qui croît à un taux annualisé de 9,4 %, passant de 2 235 MW en 2019 à 7 214 MW en 2030. En termes de changements dans la panoplie de centrales du système kenyan :

- La géothermie va légèrement diminuer, mais à environ 26 %, elle continuera à apporter une contribution significative ;
- Le charbon est un nouveau venu et la contribution en termes de capacité avoisinera les 14 % ;
- L'hydroélectricité diminuera sensiblement, à 21 %, en raison du nombre limité de sites disponibles ;
- L'énergie éolienne et l'énergie solaire augmenteront sensiblement, passant chacune d'un niveau négligeable à environ 11 %.

Par rapport à l'Éthiopie voisine, le Kenya ne sera pas dépendant d'une technologie particulière - l'hydroélectricité - et ne sera pas exposé aux facteurs de risque liés à l'hydrologie et au changement climatique, ni aux mégaprojets.

Capacité installée en MW	2017		2030	
	MW	%	MW	%
<b>Géothermie</b>	651	29.1	1869	25.9
<b>Hydroélectricité</b>	805	36.0	1522	21.1
<b>Charbon</b>	0	0.0	981	13.6
<b>Nucléaire</b>	0	0.0	0	0.0
<b>Gaz naturel</b>	0	0.0	0	0.0
<b>Diesel</b>	698	31.2	4.8	5.8
<b>Gasoil</b>	54	2.4	0	0.0
<b>Importations</b>	0	0.0	400	5.5
<b>Cogénération</b>	2	0.1	220	3.1
<b>Sauvegarde générique</b>	0	0.0	160	2.2
<b>Éolien</b>	26	1.1	861	11.9
<b>Solaire</b>	0	0.0	782	10.8
<b>TOTAL</b>	<b>2235</b>	<b>100</b>	<b>7214</b>	<b>100</b>

Bien qu'un mélange diversifié soit prévu pour les 10 à 12 prochaines années, l'équilibre est préoccupant. À plus de 20 %, la capacité des ERV peut poser des problèmes de stabilité. La capacité du charbon peut être sous-utilisée et n'est pas idéalement adaptée aux cycles de suivi de charge ou d'arrêt/démarrage.

À 5,5 %, le niveau des importations est gérable pour des raisons de sécurité du système.

Les prévisions de la demande à court et moyen terme de Kenya Power ont été établies à l'aide du logiciel MAED (Model for Analysis of Energy Demand). Un taux de croissance du PIB de 5,7 % a été supposé, conformément à





l'objectif de la Vision 2030. Les objectifs d'électrification de 70 % d'ici 2017 et d'accès universel d'ici 2020 ont été pris en compte. L'horizon de planification de la prévision était 2020/21.

La prévision de la demande d'énergie et la prévision de la charge de pointe sont reproduites dans le tableau suivant.

Année	Demande (GWh)	Charge de pointe (MW)
2015/16	9,817	1,585
2016/17	10,341	1,750
2017/18	10,895	1,959
2018/19	11,478	2,205
2019/20	12,093	2,494
2020/21	12,740	2,834

Afin de répondre à la demande de pointe, la capacité installée devait passer à 5024 MW d'ici 2020/21. Les diesels à vitesse moyenne et l'énergie géothermique représentent la majeure partie des ajouts de capacité en 2020/21.

Les chiffres réels pour la période allant jusqu'à 2017/18 ont été légèrement inférieurs aux prévisions pour ces années, comme indiqué ci-dessous.

- Les ventes totales pour l'année jusqu'en juin 2017 se sont élevées à 8 272 GWh. La consommation d'énergie, y compris les pertes, a augmenté de 52 % pour atteindre 10 205 GWh au cours des sept années jusqu'en juin 2017.
- La demande de pointe pour l'année jusqu'en juin 2017 était de 1 656 MW. Le taux de croissance annuel moyen entre 2012 et 2017 était d'environ 6 %, ce qui est en partie dû à l'accélération de l'électrification et à la mise en place de nouvelles connexions.
- Les pertes de KPLC sont assez élevées, aux alentours de 18-19%, et ne montrent pas de signes de réduction.

Les prévisions de l'ERC concernant la demande couvrent la période de 2017 à 2037. Les principaux moteurs de la demande future sont supposés être :

- La croissance du PIB ;
- la croissance démographique et l'urbanisation ; et
- les projets phares de la Vision 2030.

On suppose une croissance du PIB de 10 % par an.

Les prévisions de la demande du scénario de référence ou de base du CER ont utilisé une approche économétrique et ont pris en compte la croissance de la population/l'urbanisation, l'électrification/la connectivité, les tendances de la consommation, le PIB et l'évaluation des projets phares. Les ventes ont été prévues par catégorie de clients. Les projets ferroviaires représentaient une grande partie de la demande des projets phares. Les hypothèses de réduction des pertes sont relativement peu ambitieuses, passant de 19,0 % en 2017 à 16,5 % ou 16,6 % de 2022 à 2037.

La prévision de référence jusqu'en 2030 est reproduite ci-dessous.



Année	Consommation (GWh)	d'électricité	Demande de pointe (MW)
2017	10,465		1754
2018	11,169		1866
2019	11,820		1978
2020	12,546		2103
2021	13,312		2234
2022	14,334		2421
2023	15,293		2586
2024	16,327		2764
2025	17,750		2989
2026	19,098		3224
2027	20,393		3441
2028	22,082		3720
2029	23,593		3974
2030	25,195		4244

Le taux de croissance annualisé de la consommation entre 2017 et 2030 est de 6,5 %, et de 7,0 % pour la demande de pointe.

Entre 2013 et 2017, la capacité totale de production est passée de 8 087 GWh à 10 205 GWh, tandis que l'offre nette est passée de 6 581 GWh à 8 272 GWh. Cependant, les pertes ont augmenté de 28 % sur la même période, passant de 1 507 GWh en 2013 à 1 933 en 2017. L'augmentation des pertes est attribuée à la connexion accélérée des clients éloignés et à faible consommation.

Le Kenya échange de l'électricité avec ses voisins depuis de nombreuses années et cette activité devrait se développer considérablement à l'avenir. Ces dernières années, le Kenya a importé de l'Ouganda, de l'Éthiopie et de la Tanzanie, et a exporté vers l'Ouganda et la Tanzanie. Les importations sont nettement supérieures aux exportations.

Selon Power Africa, le Kenya a connu un excédent de pointe de 52 MW en 2018. La saisonnalité de l'hydroélectricité est un facteur moins important qu'en Éthiopie et en Ouganda, car elle provient en grande partie de sources géothermiques. Ils estiment que l'excédent de pointe devrait passer à environ 700 MW d'ici 2025.

L'Ethiopian Electric Power Company et Kenya Power ont conclu un accord de partenariat pour l'exportation de 400 MW vers le Kenya par le biais d'une ligne HVDC de 500kV s'étendant sur plus de 1 100 km. La ligne a été retardée. Kenya Power a également signé un accord avec la compagnie d'électricité rwandaise Rwanda Energy Group Limited (REG) pour l'exportation de 30 à 50 MW à travers la ligne de transport ougandaise. La ligne de transport HVDC de 500 MW entre le Kenya et l'Ethiopie est à un stade avancé de construction et devrait faciliter les échanges entre les deux pays et au-delà, notamment pour l'importation d'énergie hydroélectrique de l'Ethiopie vers le Kenya.



Afin d'évaluer les options et les possibilités de mini-réseaux exploités par le secteur privé au Kenya, l'ERC a demandé le soutien de la SFI afin de :

- Identifier la demande et les coûts de mini-réseaux commercialement durables,
- Évaluer le niveau et la structure de tout soutien financier et de toute incitation nécessaires, et
- Identifier les principales exigences juridiques et réglementaires pour la participation privée dans le secteur.

Les consultants engagés par la SFI ont entamé leurs travaux en 2015. Dans l'ensemble du Kenya, 21 sites ont été identifiés et soumis à une analyse détaillée. Les principales conclusions sont les suivantes :

- Le mini-réseau électrique remplacerait probablement les sources d'énergie existantes, qui comprennent le kérosène, les batteries, les lanternes solaires et les groupes électrogènes qui sont utilisés entre 3 et 8 heures par jour.
- La fréquence de paiement des factures d'électricité est un problème potentiel. Dans ces communautés à faibles revenus, les revenus et les dépenses énergétiques sont le plus souvent contractés chaque semaine ou plus fréquemment. Pour les institutions, le contrat n'est que mensuel. Les systèmes de paiement du mini-réseau devraient prendre cela en considération.
- Le paiement anticipé d'une connexion électrique est un problème pour de nombreux ménages et il serait préférable de répartir les paiements.
- Le niveau de prestation de services doit tenir compte des questions de prix, même si une prestation même modeste améliorera le niveau de vie.

L'étude a modélisé 5 mini-réseaux alimentés par des systèmes hybrides, chacun composé de panneaux solaires photovoltaïques, de batteries de stockage et de groupes électrogènes diesel de secours. L'énergie solaire photovoltaïque pourrait être complétée par l'énergie éolienne et/ou la micro hydro dans certains des sites du mini-réseau. Les principales conclusions de l'analyse sont les suivantes :

- Des mini-réseaux de taille appropriée, de 40 kWc à 400 kWc, pourraient desservir entre 30 et 1000 ménages.
- Une certaine flexibilité est nécessaire pour tenir compte du taux d'utilisation des connexions et de la croissance de la demande.
- Les "clients à charge d'ancrage", tels qu'un hôtel de tourisme, peuvent avoir un impact positif sur la viabilité économique d'un système de mini-réseau, bien qu'ils ne soient pas disponibles sur tous les sites. Lorsque ces derniers ne sont pas disponibles, un plus grand nombre de clients peut être nécessaire pour assurer la viabilité du site.
- Les sites éloignés peuvent s'avérer plus viables commercialement en raison du coût élevé des alternatives telles que le kérosène.
- En général, le potentiel commercial d'un mini-réseau sur un site particulier dépendra des coûts propres au promoteur, du modèle commercial proposé, des plans d'extension du réseau (lorsqu'ils sont connus) et du tarif qui peut être appliqué par rapport à la volonté/la capacité de payer des clients.

L'IFC a noté que plus de 10 développeurs de mini-réseaux privés et communautaires étaient actifs ou visaient le Kenya en 2015. Parmi ces promoteurs, on trouve de grandes entreprises établies et de petits entrepreneurs comme IPS Kenya, PowerGen, Powerhive, RVE.SOL, SteamaCo, Wind for Prosperity Kenya (qui est un consortium de Vestas, Frontier Investment Management et Maara Energy), Greenpower Engineering, Ofgen, KMR Infrastructure et Skynotch Energy Africa. Divers modèles commerciaux ont été appliqués.

Selon Wood Mackenzie Power & Renewables, environ 400 millions de personnes ont obtenu un accès à l'électricité grâce à l'énergie solaire hors réseau entre 2010 et 2017, et d'ici 2022, ce chiffre sera passé à 740 millions. Pour les communautés isolées, l'énergie solaire hors réseau est la solution la moins chère et la plus



viable. En outre, les projets d'énergie solaire hors réseau attirent les investissements des grandes sociétés de combustibles fossiles et des fonds de capital-risque.

Le projet d'accès solaire hors réseau au Kenya (K-OSAP) a été lancé en 2017 pour accélérer les progrès, entre autres dans les domaines suivants :

- Mini-réseaux pour les installations communautaires, les entreprises et les ménages
- Systèmes solaires autonomes pour les ménages

K-OSAP soutient l'électrification, par le biais de PPP, des zones où la fourniture d'électricité par des mini-réseaux représente l'option la moins coûteuse d'un point de vue national. Les systèmes solaires autonomes seront soutenus de la même manière lorsqu'ils constituent la technologie la plus adaptée pour fournir des services énergétiques.

### Érythrée

L'Érythrée est le deuxième pays le plus petit, après Djibouti, dans la région de l'IGAD, et compte une population d'environ 5,3 millions d'habitants. C'est l'un des pays les plus pauvres du monde et environ 80% de la population pratiquent une agriculture de subsistance. Le taux de croissance annuel du PIB dans le pays a été en moyenne de 4,85 % entre 1991 et 2018. La croissance économique a toutefois été volatile ; elle était de 21,25 % en 2001 et de -13,12 % en 2000.

Très peu d'informations sont disponibles concernant le système électrique de l'Érythrée. Un plan directeur national de développement de l'électricité est en cours de préparation mais n'a pas été mis à la disposition de l'équipe IRIMP. L'Érythrée ne participe pas activement aux activités du PEAE. Cependant, le secteur de l'électricité est connu pour être peu développé. Le secteur de l'électricité est partiellement dégroupé et le secteur privé est autorisé à participer à la production uniquement.

Le PD du PEAE de 2014 ne fait aucune référence à l'Érythrée, pas plus que la feuille de route de Power Africa de 2018.

Il est entendu que l'Érythrée possède peu de ressources indigènes, en dehors du potentiel éolien, solaire et géothermique, et qu'elle est actuellement un importateur net d'électricité.

Une interconnexion de 230kV entre le Soudan et l'Erythrée est théoriquement prévue.

L'Érythrée aurait une capacité installée de 139 MW en 2015, et de 149 MW en 2019. Il a été estimé que la capacité passera à 244 MW d'ici 2030. Il est également entendu que la capacité existante est entièrement thermique (diesel).

Actuellement, il semble que la situation de l'offre soit bien inférieure à la demande, et que les clients subissent des réductions importantes de l'offre.

### Résumé des bilans énergétiques

Dans cette sous-section, un résumé des bilans de l'offre et de la demande est élaboré et présenté. Il convient toutefois de joindre à ce résumé quelques mises en garde importantes. Les sources d'information sur lesquelles se fonde cette analyse sont variées et il n'existe pas d'approche standardisée pour la présentation des données.

Les chiffres relatifs à la demande de pointe du système devraient être simples, mais certaines sources se concentrent sur la demande de pointe du système indigène, tandis que d'autres incluent les engagements à l'exportation. Les sources ne font pas toujours cette distinction.



Les chiffres relatifs à la capacité sont encore plus complexes. Certaines sources incluent la capacité d'importation, tandis que d'autres l'excluent. La capacité installée des différentes centrales est d'une utilité limitée, pour diverses raisons :

- La production maximale d'une unité est souvent inférieure à la capacité installée initiale en raison de l'usure au fil du temps.
- Les unités hydroélectriques sont soumises à des réserves supplémentaires. Tout d'abord, elles sont soumises à la saisonnalité et aux fluctuations des niveaux des réservoirs et d'eau d'aval. Le rendement de l'unité au niveau d'exploitation minimum du réservoir - ce qui est souvent le cas vers la fin d'une saison sèche - est considérablement plus faible qu'au niveau d'exploitation maximum. Les unités d'une usine comme celle d'Owen Falls en Ouganda, qui comporte plusieurs unités similaires, auront un rendement plus élevé lorsqu'une seule unité fonctionne que lorsque plusieurs unités fonctionnent, car dans ce dernier cas, l'eau d'aval est sensiblement plus élevée que dans le premier, ce qui réduit la différence de pression d'eau dans l'unité.

Il est donc peu utile de résumer les capacités individuelles installées. De même, concevoir l'expansion d'un système en utilisant la marge de la centrale comme critère de fiabilité du système dans un système hydrothermique ou à prédominance hydroélectrique est inapproprié. Il serait plus approprié d'utiliser un critère de fiabilité probabiliste tel que la probabilité de perte de charge (LOLP), la perte de charge attendue (LOLE) ou l'énergie non desservie (ENS) qui peut être établi par la modélisation du système total dans un logiciel tel que PLEXOS ou Balmorel. L'approche de Deloitte consistant à ajouter 15% à la demande annuelle de pointe pour couvrir les pertes et les réserves était donc trop simpliste et sape la crédibilité de leurs conclusions. Pour souligner davantage ce point, il est utile de se référer à des études récentes pour l'Ouganda et l'Éthiopie. Dans le plan de développement du réseau de l'UETCL pour 2015-2030, la capacité totale installée requise en 2030 était de 3 605 MW pour répondre à une demande de pointe de 2 529 MW, soit une marge de 42,5 %. Cela s'explique par le fait que l'évaluation de l'UETCL de la capacité totale "disponible" de toutes les unités n'était que de 2 612 MW. La majeure partie de l'écart s'est produite dans le parc de centrales hydroélectriques. Dans le GMSP pour l'Éthiopie, dans lequel un cas de non-exportation a été modélisé, la prévision de la demande en 2030 est de 9 614 MW et la capacité totale installée pour répondre à cette demande est de 15 915 MW. La marge de la centrale est donc de près de 67 %.

La mesure dans laquelle l'excédent de la capacité installée d'un pays par rapport à la demande intérieure de pointe est disponible pour l'exportation dépend donc fortement d'une série de facteurs, parmi lesquels la combinaison de centrales et les détails du parc hydroélectrique sont extrêmement pertinents.

Sous réserve des mises en garde ci-dessus, le tableau suivant des équilibres entre l'offre et la demande a été élaboré.

Pays	Capacité totale en 2030 (MW)	Demande en 2030 (MW)	Excédent en 2030 (MW)	Marge de la centrale (%)
Éthiopie <sup>1</sup>	15,915	9,614	6,301	66.5%
Éthiopie <sup>2</sup>	18,635	11,569	7,066	61.1%
Soudan <sup>3</sup>	-	-	-	-
Soudan du Sud <sup>4</sup>	1,633	875	758	111%
Djibouti <sup>5</sup>	850	450	400	88.9%



<b>Somalie<sup>6</sup></b>	-	-	-	-
<b>Ouganda<sup>7</sup></b>	3,605	2,529	1,076	42.5%
<b>Kenya<sup>8</sup></b>	6,840	4,732	2,108	44.5%
<b>Kenya<sup>9</sup></b>	5,640	4,732	908	19.2%
<b>Kenya<sup>10</sup></b>	7,214	4,244	2,970	70.0%
<b>Érythrée<sup>11</sup></b>	-	-	-	-

Notes:

1. Données du GMSP 2019, cas de non-exportation. La demande n'inclut pas les exportations.
2. Données du GMSP 2019, scénario de base. 2030 La demande comprend des exportations de 2 412 MW (avec un facteur de coïncidence de 1 955 MW) vers Djibouti, le Soudan, le Kenya et la Tanzanie.
3. Aucune information fiable trouvée pour l'expansion du secteur de l'électricité au Soudan.
4. Données de Hatch et Artelia, 6 octobre 2015. La capacité de 2030 est définie comme une "capacité fiable". La marge de réserve suppose que 100 MW d'importations sont déduits du chiffre de la demande.
5. Données de Tractebel, 2017. Les chiffres sont tirés d'un graphique du rapport de Tractebel et sont approximatifs.
6. Aucune étude pour la Somalie n'a avancé de projections pour le secteur de l'électricité jusqu'en 2030. Il y a trop d'incertitudes.
7. Données du plan de développement du réseau de l'UETCL, 2015-2030. Les chiffres indiqués dans le tableau sont basés sur la capacité installée. Si l'on applique les chiffres de "capacité disponible" de l'UETCL, l'excédent n'est que de 83 MW et la marge de la centrale est de 3,3 %.
8. Données du plan directeur du Kenya 2015-2035, scénario de référence. Le chiffre de la capacité totale est défini comme la "capacité nette installée effective".
9. Données tirées du plan directeur du Kenya 2015-2035, scénario de référence. La capacité totale est définie comme la "capacité ferme".
10. Données de l'ERC. La capacité totale est définie comme "Capacité installée".
11. Aucune information fiable trouvée pour l'expansion du secteur de l'électricité en Érythrée.

## Résumé des possibilités d'interconnexion

### *Ouganda-Soudan du Sud\**

Le PD du PEAE 2014 prévoyait une interconnexion de 400kV entre l'Ouganda et le Soudan du Sud. Il devait avoir une capacité de 600 MW et être construit avant 2020. Bien qu'aucune étude de faisabilité n'ait été entreprise pour cette interconnexion, les deux gouvernements ont pris un engagement provisoire - dans un protocole d'accord de 2015 - en faveur du projet. Le financement de ce projet par les bailleurs de fonds ne semble pas être un problème et la question cruciale est plutôt de savoir à quel moment le réseau du Soudan du Sud serait techniquement adéquat pour permettre l'interconnexion.

### *Éthiopie-Kenya*

En plus de l'interconnexion actuellement en construction, le GMSP plaide pour une interconnexion de phase 2 qui ajouterait 100 MW de capacité à partir de 2024. La GMSP prévoit également une interconnexion avec la Tanzanie - passant probablement par le Kenya - à partir de 2023, avec une capacité de 412 MW.



### *Éthiopie-Soudan\**

Le PD du PEAE 2014 prévoyait une interconnexion de 500 kV entre l'Éthiopie et le Soudan, d'une capacité de 1 600 MW. A la base de cette interconnexion, il s'agit d'exporter les excédents hydroélectriques éthiopiens vers l'Afrique du Nord, et plus particulièrement vers l'Égypte. La ligne était opérationnelle avant 2020. Cependant, les retards de divers projets hydroélectriques éthiopiens - notamment le retard de 5 ans du GERD - ont fait qu'il n'y a pas eu les excédents de capacité disponibles pour cette interconnexion. Le GMSP comprenait également une interconnexion de 1 000 MW, avec le Soudan à l'horizon 2025. L'augmentation de la capacité de cette interconnexion à 1 600 MW nécessiterait l'accélération de plusieurs projets hydroélectriques et géothermiques dans le cadre du programme d'expansion de la production éthiopienne. Le GMSP n'indique pas clairement quelle proportion des exportations via l'interconnexion proposée serait répartie entre le Soudan et l'Égypte.

Une étude de faisabilité réalisée par la CESI en 2016 a confirmé la viabilité d'une interconnexion à double circuit de 500 kV, qui compléterait l'interconnexion existante de 230 kV. La nouvelle ligne partirait du projet Renaissance (GERD) et aurait une capacité de 3 000 MW, soit près du double du débit modélisé dans le GMSP.

### *Soudan-Soudan du Sud*

Le PD du PEAE 2014 prévoyait une interconnexion de 220kV entre le Soudan et le Soudan du Sud, avec une capacité de 300 MW. Cette interconnexion devait être achevée avant 2025. Cependant, aucun des deux pays ne semble avoir fait progresser ce concept au cours des cinq années écoulées.

### *Kenya-Ouganda*

Le PD du PEAE 2014 prévoyait une interconnexion de 400kV ou 220kV entre l'Ouganda et le Kenya. Il devait avoir une capacité de 300 MW et être construit avant 2020. En l'occurrence, le calendrier de ce projet n'aurait pas eu de sens puisque aucun des deux pays n'aurait eu d'excédent à exporter.

### *Éthiopie-Djibouti*

Bien que des projections récentes suggèrent que Djibouti n'aurait pas de déficit de capacité en 2030, l'écart entre le coût marginal de l'énergie hydroélectrique en provenance d'Éthiopie et la capacité thermique de Djibouti est tel que la deuxième interconnexion Éthiopie-Djibouti, telle qu'étudiée par Tractebel en 2017, est une proposition économique saine. Il permettrait de réduire le coût de production à Djibouti, ce qui devrait également se traduire par une baisse des tarifs de l'électricité et, en raison des effets d'élasticité des prix, il permettrait de stimuler légèrement la demande. En outre, l'économie de Djibouti bénéficierait d'une réduction des importations de combustibles fossiles. Il y aurait également des économies d'émissions de gaz à effet de serre.

### *Éthiopie - Soudan du Sud*

Aucune des études régionales récentes ne semble avoir envisagé un lien entre l'Éthiopie et le Soudan du Sud. Toutefois, le plan stratégique de la Société d'électricité du Soudan du Sud, 2013-2020, a proposé un corridor d'interconnexion en deux phases : la première à 230kV, et la deuxième à 500kV à partir du projet GERD. Plus récemment, les plans de ce corridor semblent avoir été déclassés au profit de l'Éthiopie pour simplement alimenter certaines des zones frontalières du Soudan du Sud.

Bien que le Soudan du Sud puisse bénéficier des exportations éthiopiennes à faible coût à court et moyen terme, tandis que ce pays développe sa propre capacité hydroélectrique, le Soudan du Sud ne dispose pas immédiatement d'un réseau de T&D permettant de distribuer les importations aux différents centres de demande et, surtout, l'Éthiopie n'a pas d'excédents disponibles pour l'exportation à moyen terme. Les arguments en faveur d'un accord Ouganda-Soudan du Sud sont plus forts à moyen terme.

Opportunités non politiques pour une amélioration de l'accès et du prix de l'énergie à l'échelle régionale  
En Afrique rurale, seul un ménage sur huit a accès à l'électricité. En Éthiopie, le taux est d'un peu plus de 10 %. L'approvisionnement en électricité des communautés rurales n'a cependant qu'un impact limité, car les frais de



raccordement perçus par les services publics sont souvent hors de portée des ménages de ces communautés. La Banque mondiale a appliqué avec succès l'aide basée sur les résultats (OBA) en Éthiopie afin de réduire les coûts de connexion dans les limites des moyens de nombreux ménages ruraux. Ce programme a essentiellement consisté à échelonner sur 5 ans, par mensualités, le coût de raccordement de 75 dollars US.

Comme indiqué plus haut dans la section sur le Kenya, de nombreuses entreprises et consortiums d'entités nationales et internationales exploitent les innovations technologiques - y compris les "technologies de rupture" de l'énergie solaire et du stockage solaire - et les mécanismes de financement innovants pour apporter une électricité abordable aux communautés rurales isolées. Bien que le Kenya soit un leader dans ce type de développement en Afrique subsaharienne, ils ne sont en aucun cas uniques au Kenya. Le Kenya dispose de pratiquement toute la gamme des facteurs favorables aux mini-réseaux développés grâce à la PSP. Le Kenya n'est pas exempt de certaines des lacunes en matière de gouvernance qui entravent les investissements du secteur privé en ASS, mais il a l'avantage de disposer d'une vaste cohorte d'entrepreneurs indigènes capables de faire le pont entre ces solutions en partenariat avec des investisseurs internationaux. Dans une certaine mesure, l'Éthiopie et l'Ouganda ont également des entrepreneurs similaires, et ces pays ne sont pas loin derrière le Kenya en ce qui concerne l'adoption de solutions innovantes pour la fourniture d'énergie en milieu rural. Les autres pays de l'IGAD, à un degré plus ou moins important, ont divers obstacles qui entravent ces développements.





## Secteur des TIC

### Demande de TIC (2019-2050)

#### *Les moteurs de la demande technologique*

La demande de TIC est stimulée par la croissance du trafic vocal et du volume de données. La croissance du trafic vocal est en baisse en raison de l'utilisation d'applications utilisant la voix sur IP telles que skype, viber et imo. La croissance du volume de données augmente en raison de l'expansion de l'internet et des services à large bande.

La demande de bande passante doit être prévue et estimée dans le futur afin de concevoir le réseau fédérateur régional et national pour une capacité adéquate. Cette tâche est particulièrement difficile dans certains pays tels que la Somalie et le Soudan du Sud, car il n'existe que très peu de données fiables pouvant être utilisées dans un modèle de prévision. Avec l'aide de l'autorité de régulation, les opérateurs de télécommunications peuvent fournir des informations permettant d'estimer le taux de croissance annuel qui sera utilisé pour calculer la demande et la capacité d'expansion du réseau existant.

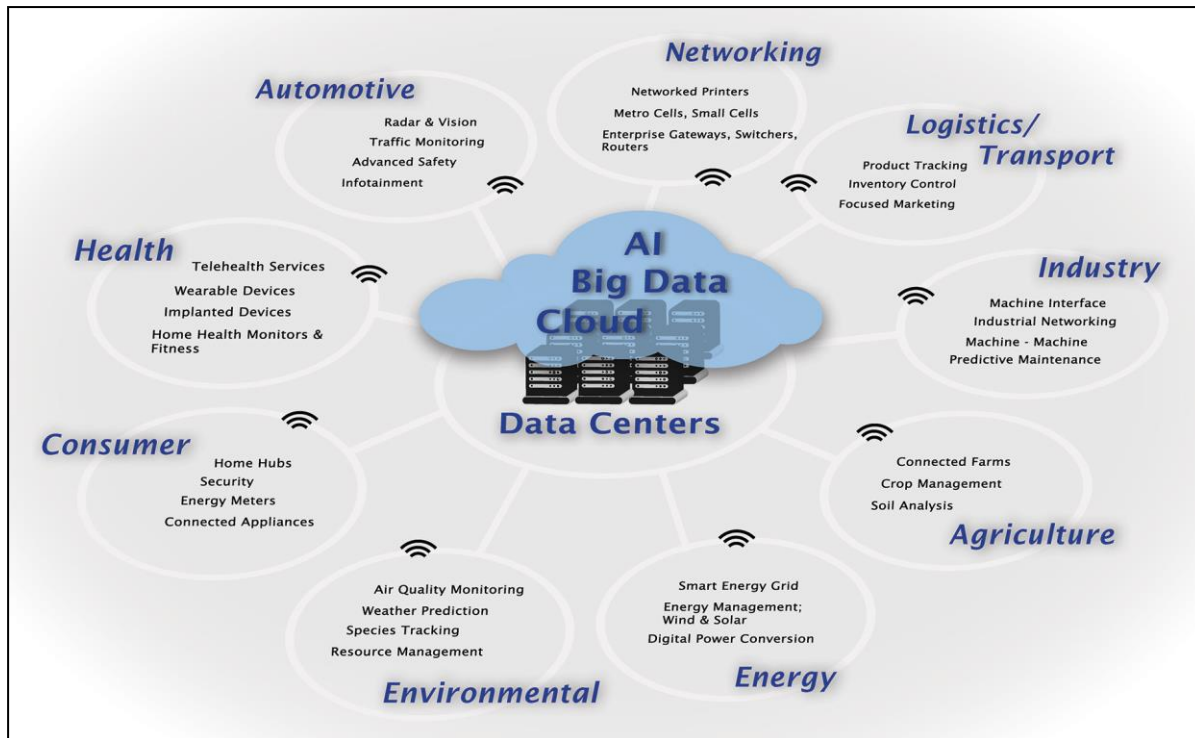
La demande de bande passante devra certainement être augmentée pour fournir la capacité nécessaire aux services internet et à large bande ainsi que les capacités internationales et régionales. Lors de l'examen de la demande et des TIC, il convient de tenir compte de la redondance de la connectivité transfrontalière. Le concept de redondance est la duplication des liens qui doivent être physiquement séparés les uns des autres.

Il est important de garantir la disponibilité et la durabilité des services. Lorsque deux ou plusieurs opérateurs construisent une infrastructure TIC le long d'un même itinéraire et louent une capacité sur l'infrastructure de l'autre, une redondance de secours est réalisée. La politique de partage des infrastructures peut contribuer de manière significative à la redondance et à l'optimisation des coûts d'infrastructure. Le concept de redondance le plus efficace au niveau de la topologie du réseau est la création de structures en anneau. En cas de défaillance locale d'une structure en anneau, presque tous les points de l'anneau peuvent continuer à être desservis en acheminant le trafic dans l'autre sens (plus long) de l'anneau.

La demande de volume de données sera influencée par le développement de nouvelles technologies et d'innovations qui apporteront une énorme transformation. Cette transformation s'accompagnera d'opportunités, de défis et de retombées qui ne sont pas encore totalement connus. Les principaux produits du développement technologique sont l'Internet des objets (IoT), le cloud computing (informatique dématérialisée), l'analyse de données volumineuses et l'intelligence artificielle, comme le montre la figure ci-dessous. Lorsque ces technologies seront déployées, de nouveaux services et produits seront développés pour l'usage des personnes, ce qui générera certainement plus de volumes de données et nécessitera plus de bande passante et de haut débit. Les TIC jouent un rôle important dans l'amélioration de l'interaction entre la technologie, les entreprises et la société. Ce développement nécessite l'accès à l'infrastructure, aux logiciels et la disponibilité de personnes qualifiées.



Figure 7 11 : IoT, informatique dématérialisée, données volumineuses et intelligence artificielle



### Analyse du trafic international

Le monde a assisté au développement de nombreuses applications pour les communications vocales utilisant la voix sur IP (VoIP) telles qu'IMO, WhatsApp et Skype. Ces applications ont un impact négatif sur la croissance du trafic téléphonique car dans la plupart des pays, la croissance du trafic vocal a un taux de croissance négatif, voire nul. Ces applications attireront davantage de trafic vocal à l'avenir à partir des canaux vocaux normaux en raison du coût des services internationaux, de l'amélioration de la qualité et du développement technologique.

Les États membres de l'IGAD ont également connu un taux de croissance négatif ou une expansion avec un taux très faible. Les fluctuations du taux de croissance du trafic vocal international ont été observées à Djibouti, au Kenya, au Soudan et en Ouganda, ce qui constitue une tendance internationale. Il n'existe pas de données pour la Somalie et le Soudan du Sud, mais des estimations ont été faites en tenant compte de la population, de l'état du réseau et du réseau fixe.

Voici les hypothèses sur lesquelles reposent les prévisions de trafic :

- ≡ Le premier groupe comprend le Kenya, le Soudan et l'Ouganda. Ces pays ont un marché ouvert avec une infrastructure de réseau national de base. Les prévisions seront de 3 % pour la planification à court terme et de 2 % pour la planification à moyen et long terme.
- ≡ Le deuxième groupe comprend Djibouti et l'Éthiopie. Monopole doté d'une bonne infrastructure de réseau national, les prévisions sont de 5 % pour la planification à court terme et de 3 % pour la planification à moyen et long terme.
- ≡ Le troisième groupe comprend la Somalie et le Soudan du Sud qui ont un marché ouvert avec une mauvaise infrastructure pour le réseau national de fibres optiques et un faible taux de pénétration. Le taux de croissance sera de 6 % pour la planification à court terme et de 4 % pour la planification à moyen et long terme.

Les prévisions de trafic pour le court, moyen et long terme sont présentées dans le tableau ci-dessous.

Tableau 7 14 : Prévisions pour le trafic international total

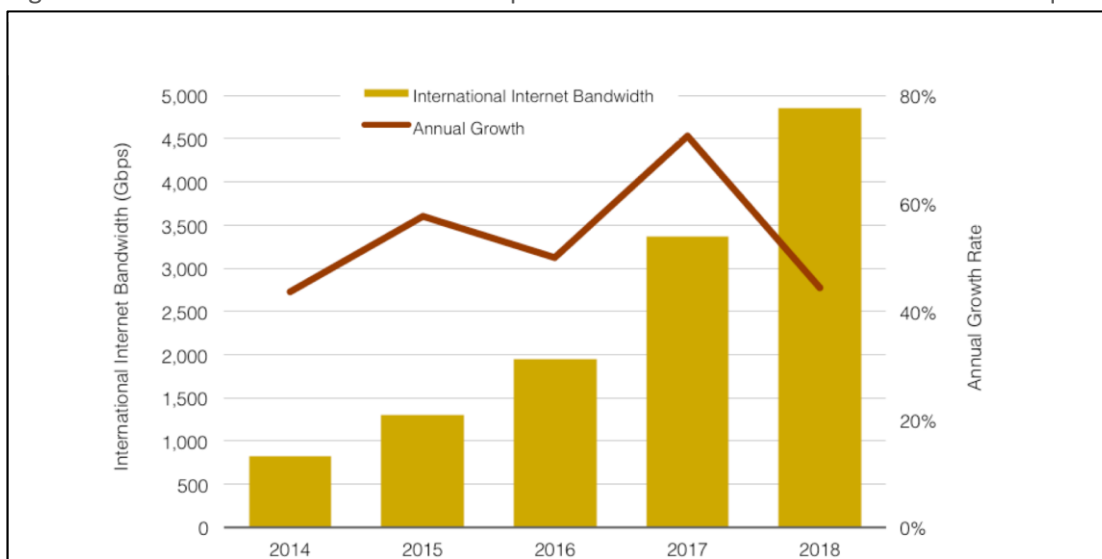
Pays	Plan à court terme		Plan à moyen terme		Plan à long terme	
	2016 (millions de minutes)	2024 (millions de minutes)	2025 (millions de minutes)	2030 (millions de minutes)	2031 (million de minutes)	2050 (millions de minutes)
Djibouti	56.337	83.23541	87.39718	105.37	108.5311	190.3099
Éthiopie	372.1	523.5821	570.8492	688.2415	708.8887	1243.041
Kenya	1053.421	1334.442	1414.509	1640.125	1672.927	2437.139
Somalie	230	366.5851	388.5802	491.6779	511.345	1077.327
Soudan du Sud	160	255.0157	270.3166	342.0368	355.7182	749.4447
Soudan	2502.77	3170.434	3265.547	3677.537	3751.087	5464.626
Ouganda	639.788	810.46	834.7782	940.0959	958.8978	1396.933

Source: États membres de l'IGAD

### Analyse de la bande passante internationale

La bande passante Internet internationale a un taux élevé, surtout en Afrique. En Afrique, la bande passante Internet augmente à un taux annuel composé de 44 % entre 2013 et 2017 selon Tele-Geography. Le Moyen-Orient était juste derrière l'Afrique, avec un taux de croissance annuel composé de 42 % pendant la même période. La bande passante Internet internationale a un taux d'environ 50 % pour l'Ouganda pour l'année 2016. Le taux de croissance de la bande passante au Kenya est faible, ce qui n'est peut-être pas correct. Il est difficile de calculer la bande passante Internet internationale pour d'autres pays en l'absence de données. Une estimation a été proposée pour certains pays en tenant compte de la population, de l'infrastructure du réseau fédérateur national, du taux de pénétration, des prix et de la concurrence

Figure 7 12 : Croissance de la bande passante Internet internationale - Afrique subsaharienne



Source: Tele-Geography

Le regroupement mentionné ci-dessus servira à proposer le taux de croissance. Le taux de croissance pour la planification à court et moyen terme sera élevé par rapport à celui de la planification à long terme. Il sera similaire au taux de croissance du secteur de la téléphonie mobile qui était très élevé il y a six ou sept ans mais qui est maintenant à un taux de croissance plus faible.

Voici l'hypothèse retenue pour le taux de croissance de l'Internet international :

- ≡ Le premier groupe comprend le Kenya, le Soudan et l'Ouganda. Les prévisions seront de 25% pour la planification à court et moyen terme et de 15% pour la planification à long terme.
- ≡ Le deuxième groupe comprend Djibouti et l'Éthiopie. Les prévisions seront de 16% pour la planification à court terme, 21 pour la planification à moyen terme et 18% pour la planification à long terme.
- ≡ Le troisième groupe comprend la Somalie et le Soudan du Sud. Le taux de croissance sera de 12 % pour la planification à court terme, 20 % pour la planification à moyen terme et 16 % pour la planification à long terme.

Les prévisions concernant la bande passante Internet internationale sont présentées dans le tableau ci-dessous.

Tableau 7 15 : Prévisions pour la bande passante Internet internationale

Pays	Plan à court terme		Plan à moyen terme		Plan à long terme	
	2016 Gbps	2024 Gbps	2025 Gbps	2030 Gbps	2031 Tbps	2050 Tbps
Djibouti	47	166.0404	192.6069	599.4872	0.725379	16.83928
Éthiopie	285	805.4726	934.3482	2908.15	3.518862	81.6884
Kenya	877.775	2877.711	3223.036	8185.084	9.412846	133.9615
Somalie	23	56.94715	63.78081	190.4485	0.228538	3.834075
Soudan du Sud	17	42.09137	47.14234	140.7663	0.16892	2.833881
Soudan	560	1835.912	2129.658	4926.029	5.664933	80.62204
Ouganda	61.585	201.9012	234.2054	541.7313	0.622991	8.866265

### Estimation de l'augmentation de la capacité sur la base du potentiel actuel

L'estimation permettra également de concevoir l'interconnectivité nationale et transfrontalière nécessaire en matière de fibres optiques. La bande passante régionale et internationale est la bande passante disponible à partir d'une passerelle internationale, qu'il s'agisse d'une station terrestre de satellite, d'une fibre optique transfrontalière ou/et de points d'atterrissage sous-marins. La bande passante internationale totale d'un pays est la somme de toutes les bandes passantes internationales de toutes les passerelles du pays. L'extension et la modernisation du réseau fédérateur national généreront des projets d'infrastructure TIC. La mise en œuvre de ces projets placera la région à la croisée de l'économie numérique et maximisera l'utilisation de la capacité disponible du câble sous-marin. Elle favorisera un développement économique équilibré et réduira la fracture numérique.



### Multiplexage dense en longueur d'onde (DWDM)

Dans les communications par fibres optiques, le multiplexage par répartition en longueur d'onde (WDM) est une technologie qui permet de multiplexer un certain nombre de signaux porteurs optiques sur une seule fibre optique en utilisant différentes longueurs d'onde de lumière laser. Cette technique permet des communications bidirectionnelles et la multiplication de la capacité sur un brin de fibre. Un système de multiplexage par répartition en longueur d'onde (WDM) utilise un multiplexeur au niveau de l'émetteur pour réunir les signaux et un démultiplexeur au niveau du récepteur pour les séparer. Il est possible d'avoir un dispositif qui fait les deux simultanément et qui peut fonctionner comme un multiplexeur optique d'insertion/extraction. Il n'est donc pas coûteux d'étendre les réseaux actuels de fibres optiques. L'investissement en capital sera nécessaire pour les liaisons TIC vertes.

### Expansion de la capacité des réseaux actuels

L'expansion du réseau existant a été évaluée sur la base de l'hypothèse que la capacité actuelle est au maximum ou proche du maximum. Le pourcentage d'expansion du réseau calculé sur la base de la capacité existante. Il n'est pas nécessaire de déployer de nouvelles fibres optiques pour l'expansion. Il est facile d'étendre le réseau actuel en ajoutant des cartes à l'équipement de multiplexage et de démultiplexage puisque le réseau est basé sur le DWDM. L'explication du DWDM montre que l'expansion des réseaux ne sera pas coûteuse. Par conséquent, les opérateurs devraient avoir un seuil d'expansion. L'achat peut être indiqué si la capacité de trafic a occupé 60 % de la capacité totale disponible. Les installations peuvent commencer lorsque la capacité de trafic atteint 70 % de la capacité disponible. Le pourcentage d'expansion est indiqué dans le tableau ci-dessous.

Tableau 7 16 : Pourcentage d'expansion de la capacité du réseau de la passerelle internationale

	%de l'expansion du plan à court terme basé sur la capacité existante	% de l'expansion du plan à moyen terme basé sur la capacité de 2024	% de l'expansion du plan à long terme basé sur la capacité de 2030
	2024	2030	2050
Djibouti	50	38	150
Éthiopie	40	45	149
Kenya	30	26	75
Somalie	60	54	254
Soudan du Sud	60	54	254
Soudan	26	21	71
Ouganda	26	21	71

La méthode ci-dessus pour l'expansion du trafic est appliquée à la bande passante Internet internationale. La bande passante et le pourcentage d'expansion ont été calculés selon le tableau ci-dessous.



Tableau 7 17 : Pourcentage d'expansion de la capacité de la bande passante internationale

	Plan à court terme	Plan à moyen terme	Plan à long terme
Pays	% de l'expansion basé sur la bande passante existante	% de l'expansion basé sur la capacité de la bande passante de 2024	% de l'expansion basé sur la capacité de la bande passante de 2030
Djibouti	311	311	2321
Éthiopie	311	311	2321
Kenya	254	254	1423
Somalie	299	299	1678
Soudan du Sud	299	299	1678
Soudan	231	231	1423
Ouganda	231	231	1423

### Cycle de vie des fibres optiques

Le cycle de vie de la fibre optique peut être d'environ vingt ans pour les fibres de haute qualité. Il est également important de prendre en compte l'environnement et les conditions de pose de la fibre, qui peuvent avoir une incidence négative sur le cycle de vie de la fibre optique. La préparation du changement de la fibre optique doit commencer lorsque sa durée de vie atteint 15 ans. La construction et la pose doivent avoir lieu lorsque la fibre optique atteint 20 ans environ.

### Analyse des écarts

Il est essentiel, lors de l'analyse des écarts, de tenir compte de la durabilité, de la qualité, de la fiabilité et de la disponibilité des infrastructures des liaisons transfrontalières des TIC. L'utilisation de la topologie en anneau pour le réseau fédérateur national de fibres optiques garantira la durabilité et la fiabilité. Il est également important de disposer d'une redondance pour les liaisons transfrontalières de l'infrastructure TIC et elle sera appropriée si elle se trouve sur les lignes de transport d'électricité. Il est également important de prévoir des villes différentes pour l'interconnexion transfrontalière, par exemple les trois fibres optiques entre l'Éthiopie et le Soudan passent par ou près de Matema et Galabat. Il est important pour l'Éthiopie et le Soudan de construire des liaisons via Humera-Kassal et Gambela-Damazeen. Pour combler les lacunes, on suppose que la planification à court terme portera sur l'achèvement des projets prévus et l'extension du réseau existant. Toutefois, les projets d'interconnectivité de l'Érythrée devraient être mis en œuvre dans le cadre de la planification à court terme. L'Érythrée peut être connectée au Soudan et à l'Éthiopie ainsi qu'à des points d'atterrissage de câbles sous-marins vers Port Soudan ou Djibouti, selon le coût.

### Projets prévus à court terme

Comme indiqué ci-dessus, l'expansion des réseaux TIC pour les données ou la voix n'est pas coûteuse, car la technologie utilisée est la DWDM. Des équipements de multiplexage et d'interface sont nécessaires, ce qui n'est pas coûteux. Par conséquent, la planification à court terme inclura l'expansion des réseaux existants qui ne nécessitent pas de gros investissements. Elle comprendra également les projets actuellement prévus.



### Projets prévus à moyen terme

La plupart des réseaux de TIC sur le marché libéralisé et concurrentiel sont détenus par les opérateurs. Ces derniers ont normalement un plan d'entreprise ou un plan stratégique, mais ils le gardent confidentiel en raison de la concurrence. Le plan stratégique contient l'expansion du réseau de l'opérateur, y compris les nouvelles liaisons pour les cinq prochaines années.

La deuxième organisation concernée par le développement du réseau des TIC est l'autorité de régulation ou le ministère des TIC lorsqu'il n'y a pas de régulateur. Les plans du régulateur pour le réseau ainsi que le plan d'affaires de l'opérateur doivent être pris en compte dans l'identification des projets pour la planification à moyen terme.

L'appropriation des nouveaux projets et de l'anneau régional de liaisons en fibre optique par les États membres de l'IGAD, en particulier par les opérateurs et les régulateurs des TIC, est hautement essentielle pour assurer la mise en œuvre de ces projets. L'absence de ces institutions signifie que les nouveaux projets seront une liste de souhaits.

La topologie en anneau doit être prise en compte lors de la planification à moyen et long terme afin d'assurer la redondance et la fiabilité du réseau. Les réseaux nationaux actuels des États membres de l'IGAD sont basés dans une certaine mesure sur la topologie en anneau, à l'exception des réseaux de Djibouti, de la Somalie et du Soudan du Sud. Il sera également préférable d'appliquer la topologie en anneau à la connectivité transfrontalière. Les anneaux régionaux proposés sont les suivants :

- ≡ Éthiopie, Soudan, Soudan du Sud, Ouganda, Kenya et retour à l'Éthiopie.
- ≡ Ethiopie, Djibouti, Somalie et retour en Ethiopie.
- ≡ Kenya, Soudan du Sud, Ouganda et retour au Kenya.
- ≡ Djibouti, Éthiopie et Soudan, y compris les câbles sous-marins

Il existe actuellement des liaisons transfrontalières par fibre optique qui peuvent être facilitées par la politique et la négociation des accords nécessaires pour établir des anneaux au niveau régional de l'IGAD, comme celui pour Djibouti, l'Éthiopie et le Soudan, y compris le câble sous-marin.

L'autre proposition consiste à créer des liaisons transfrontalières par fibre optique redondantes en fonction des emplacements. Les liaisons transfrontalières proposées sont basées sur les emplacements géographiques :

- ≡ La liaison avec l'Éthiopie et le Soudan passe actuellement par Météma et Galabat, les liaisons de redondance peuvent donc passer par Humera-Hamdyeed-Kassala et une deuxième par Gambella-Kurumk-Damazin ;
- ≡ L'Ethiopie et Djibouti sont actuellement reliés par fibre optique via Galafi. La redondance peut se faire via Ali Sabieh et en utilisant la fibre optique du chemin de fer à écartement normal ;
- ≡ Les liaisons actuelles entre le Kenya et l'Ouganda passent par Malaba. La redondance peut se faire via Busia et Kusumo
- ≡ L'Éthiopie et la Somalie n'ont pas de fibre optique transfrontalière, mais elles peuvent en avoir plusieurs en fonction de leur emplacement géographique ;
- ≡ L'Ouganda et le Soudan du Sud n'ont actuellement pas de fibre optique transfrontalière, mais ils peuvent en avoir plus d'une en fonction de leur emplacement géographique ;
- ≡ Le Soudan du Sud et le Soudan n'ont pas de fibre optique transfrontalière actuellement, mais ils peuvent en avoir plus d'une en fonction de leur emplacement géographique ;



- ≡ Djibouti et la Somalie disposent d'une liaison par fibre optique mais peuvent en avoir une deuxième en fonction de leur emplacement géographique et une autre par câbles sous-marins.
- ≡ L'Ethiopie et le Kenya peuvent actuellement être reliés via Moyale mais ils peuvent en avoir un second en fonction de leur emplacement géographique et un autre par câbles sous-marins (Ethiopie-Djibouti-Kenya en utilisant le système DARE)

De nouveaux projets peuvent être dérivés des propositions ci-dessus pour la redondance et la topologie en anneau. Les nouveaux projets peuvent nécessiter des interventions politiques et réglementaires. Par conséquent, la participation des autorités réglementaires et des ministères des TIC est indispensable et, dans une certaine mesure, celle des opérateurs TIC. Il est également nécessaire d'obtenir des informations des parties prenantes pour compléter les fiches d'inventaire des nouveaux projets. Les projets à moyen terme seront identifiés à partir de la proposition ci-dessus.

#### Projets à prévoir à long terme

Les projets à prévoir à long terme seront basés sur l'analyse de la section précédente. Certains projets issus de la redondance et de la topologie en anneau proposées seront classés comme projets à long terme en fonction de facteurs tels que le plan de développement de l'industrie et de l'agriculture, la durabilité des réseaux et la croissance démographique.

Il est également important de se mettre d'accord avec les parties prenantes dans les États membres de l'IGAD sur ces projets et ils devraient fournir les informations nécessaires pour compléter leurs fiches d'inventaire.





Annexe deux :  
Programme de  
développement des  
infrastructures par secteur

## Annexe deux : Programme de développement des infrastructures par secteur

### Secteur des transports

Tableau A2.1 : Projets d'infrastructure de transport à mettre en œuvre 2020-2024

ID du projet	Dénomination	Type de sous-secteur	Corridor	Description	Étape	Coût (\$m)	Financement	Agence d'exécution	Prochaines étapes
<b>TSPN01</b>	Deuxième terminal à conteneurs du port de Mombasa, phase 3	Port maritime	Nord	Le deuxième terminal à conteneurs est en cours de construction sur 100 ha au port de Kilindini afin de désengorger le port principal. Le projet est construit en trois phases, la première a été achevée en 2016, la deuxième est en cours et la troisième commencera dès son achèvement. La phase 3 permettra d'ajouter 500 000 EVP de capacité supplémentaire, ce qui portera la capacité totale du deuxième terminal à conteneurs à 1,5 million d'EVP.	S2B Faisabilité	300	Financement concessionnel - prêt de la JICA	Autorité portuaire du Kenya (KPA)	Achèvement de la phase 2



<b>TRDN02</b>	Autoroute Mombasa - Nairobi	Routier	Nord	Le projet d'autoroute Nairobi-Mombasa comprendra quatre voies, qui pourront être portées à six. La route commence à Gitaru, le long de l'autoroute Nairobi-Nakuru, à environ 24 km au nord-est du centre-ville de Nairobi. Elle se poursuit en direction générale du sud-est, en passant par Ngong, Ongata Rongai, Kisaju et Isinya pour rejoindre la route Nairobi-Mombasa existante, juste au nord de Konza. La route traverse neuf comtés du Kenya pour se terminer dans la ville de Mombasa au rond-point de Changamwe, soit une distance totale d'environ 525 km.	S3B Soutien aux transactions et bouclage financier	2,180	PPP - prêt de l'US Exim Bank	Autorité des autoroutes du Kenya (KenHA)	Finaliser les contrats et commencer les travaux de construction
<b>TRAN03</b>	Naivasha – Kisumu (Phase 2B) SGR	Ferroviaire	Nord	La phase 2B de la ligne ferroviaire kenyane SGR, d'une longueur de 262 km, passe par Naivasha, Narok, Bomet, Nyamira pour se terminer à Kisumu.	S3A Structuration du projet	3,700	Financement concessionnel - prêt de la banque chinoise Exim	Société des chemins de fer du Kenya (KRC)	Modalités de financement à régler entre la China Exim Bank et le gouvernement du Kenya



				Dans sa conception, le projet prévoit la modernisation du port de Kisumu.					
<b>TRDN05</b>	Autoroute Kampala - Jinja	Routier	Nord	L'autoroute Kampala-Jinja, également connue sous le nom de Jinja-Kampala Expressway, est un projet d'autoroute à péage à quatre voies en Ouganda, reliant Kampala, la capitale et la plus grande ville d'Ouganda, à la ville de Jinja située à 77 km à l'est. Le projet contribuera aux priorités stratégiques clés en matière de transport pour la région et aidera à atteindre les objectifs d'intégration régionale, de développement socio-économique et d'investissement en infrastructures de transport définis dans les principales politiques nationales telles que la Vision 2040 de l'Ouganda, le Plan de	S3B Soutien aux transactions et bouclage financier	1,000	PPP et prêt de la BAD	Autorité nationale des routes de l'Ouganda (UNRA)	Attribution du contrat

				développement national II (2015/16 - 2019/20) et le Plan directeur national des transports.					
<b>TRDN06</b>	Autoroute Kampala - Jinja	Routier	Nord	Réhabilitation de 75 km de la route Kampala-Jinja existante pour élargir et renforcer la chaussée. Cette route constitue un tronçon essentiel du corridor nord, reliant les pays enclavés d'Afrique de l'Est au port de Mombasa.	S2A Préfaisabilité	7	Fonds publics	Autorité nationale des routes de l'Ouganda (UNRA)	Examiner la faisabilité du projet parallèlement à l'autoroute
<b>TRDN07</b>	Le périphérique extérieur de Kampala	Routier	Nord	Le périphérique extérieur de Kampala, également connu sous le nom de Kampala Outer Ring Road, est une route de 101 km prévue pour contourner Kampala.	S3A Structuration du projet	1250	PPP	Autorité nationale des routes de l'Ouganda (UNRA)	Examiner l'étude de faisabilité récemment achevée, structurer les modalités de financement
<b>TRAN08</b>	Réhabilitation de la voie ferrée à l'écartement étroit entre Tororo et Gulu	Ferroviaire	Nord	Réhabilitation de la voie ferrée à écartement étroit de 375 km entre Tororo et Gulu. La ligne n'est	S3B Soutien aux transactions et bouclage financier	40	Subvention des bailleurs de fonds - Subvention de l'UE de 26,8 m \$	Société des chemins de fer ougandais	Les travaux doivent commencer en 2019

				pas opérationnelle actuellement.					
<b>TDPN09</b>	Plate-forme logistique de Gulu	Dépôt intérieur de conteneurs	Nord	Les aménagements proposés comprennent le parc à conteneurs, la voie d'évitement ferroviaire, la gare de fret pour conteneurs, le complexe d'entreposage, la zone d'attente des véhicules et les flux de trafic, les routes d'accès, le relais routier (parking), le bâtiment administratif, l'atelier de réparation légère des conteneurs, le bureau de douane, le mur d'enceinte, le portail de sécurité et le poste de garde.	S2B Faisabilité	9	Subvention des bailleurs de fonds - financement du DFID et de l'UE	TradeMark East Africa	L'étude de faisabilité sera réalisée en 2019 et les travaux commenceront en 2020
<b>TRDN10</b>	Réhabilitation de la route de Nimule - Juba	Routier	Nord	Cette route de 192 km a été à l'origine pavée et mise aux normes des corridors régionaux par l'USAID en 2011. Cependant, en raison de la guerre civile et d'un manque d'entretien, la route est maintenant	S1 Définition du projet	73	Subvention des bailleurs de fonds	Autorité des routes du Soudan du Sud	Étude complète de faisabilité et estimation détaillée des coûts à réaliser

				délabrée et doit être réhabilitée.					
<b>TIWN11</b>	Réhabilitation des installations portuaires de Jinja	Port intérieur et voies navigables	Nord	Réhabilitation des installations portuaires de Jinja. Le port de Jinja est en très mauvais état, la plupart des planchers de la travée de liaison des wagons étant détériorés et les systèmes de défense complètement dégradés. La profondeur de l'eau serait de 4m. Les installations d'amarrage des cargaisons générales (mur de quai et supports) sont endommagées et le revêtement du quai est en très mauvais état.	S1 Définition du projet	À décider	Fonds publics	Ministère des travaux publics et des transports de l'Ouganda	Étude complète de faisabilité et estimation détaillée des coûts à réaliser
<b>TIWN12</b>	Réhabilitation de la jetée de Kisumu	Port intérieur et voies navigables	Nord	La réhabilitation et la rénovation du port visent à permettre à de plus gros navires d'accoster à Kisumu pour accroître le commerce avec les pays voisins. Les travaux entrepris	S2A Préfaisabilité	30	Fonds publics	Autorité portuaire du Kenya	Faisabilité complète

				comprennent la construction d'un parc à conteneurs de 1 000 places et la réhabilitation du quai de Kisumu par la Kenya Ports Authority pour faire du port la plaque tournante du commerce en Afrique de l'Est.					
<b>TIWN13</b>	Réhabilitation des installations de Port Bell	Port intérieur et voies navigables	Nord	Réhabilitation des installations de Port Bell. Le port de Bell dispose d'une travée de liaison pour wagons roulants (RoRo) et d'un poste d'amarrage pour marchandises diverses. Son infrastructure ferroviaire à écartement métrique est en mauvais état mais toujours fonctionnelle ; cependant, le port n'a pas d'accessibilité ferroviaire, car l'empiètement sur la ligne de raccordement ferroviaire interdit l'entrée des trains dans le port.	S1 Définition du projet	À décider	Fonds publics	Ministère des travaux publics et des transports de l'Ouganda	Étude complète de faisabilité et estimation détaillée des coûts à réaliser



<b>TIWN14</b>	Amélioration des aides à la navigation sur le lac Victoria	Port intérieur et voies navigables	Nord	Mise en place d'aides à la navigation telles que des phares, des bateaux-phares, des bouées et des balises radar sur le lac afin d'améliorer la sécurité de la navigation.	S1 Définition du projet	25	Subvention des bailleurs de fonds	Autorité portuaire du Kenya	Financement à trouver
<b>TSPD01</b>	Terminal de gaz naturel liquéfié (GNL), Demadjorg	Port maritime et oléoduc/gazoduc	Djibouti	Le projet comprend la construction d'un gazoduc de 803 km qui reliera les zones d'extraction de gaz du bassin de l'Ogaden en Éthiopie à la côte de Djibouti, ainsi qu'une usine de liquéfaction de gaz et un terminal d'exportation, qui se trouve à proximité du principal port de Djibouti, Doraleh.	S2B Faisabilité	2,800	Secteur privé	China Merchant Holding International (CMHI)	Examiner la faisabilité du projet
<b>TRDD03</b>	Autoroute Djibouti City - Hol Hol - Ali Sabieh - Galile	Routier	Djibouti	Cette route de 71 km part de la partie ouest de la ville de Djibouti et passe par la ville de Hol Hol pour se terminer dans la ville d'Al Sabieh. La route sera améliorée, élargie et asphaltée.	S2B Faisabilité	129	Financement mixte - la BAD, la JICA et les EAU ont exprimé leur intérêt	ADR du Ministère de l'Équipement et des Transports	Entreprendre une étude de faisabilité complète
<b>TRDD04</b>	Poste frontière à arrêt unique de Balho	Poste frontière	Djibouti	Proposition d'un poste frontière à arrêt unique à Balho.	S3B Soutien aux transactions et bouclage financier	10	Financement concessionnel	Djibouti Customs Authority	Le financement a été assuré, à vérifier pour s'assurer que la construction a commencé

<b>TRDD05</b>	Autoroute Dikhil-Galafi	Routier	Djibouti	Réhabilitation de 100 km de la route Dikhil - Galafi sur le principal corridor reliant le port de Djibouti à la frontière avec l'Éthiopie.	S2B Faisabilité	70	Financement concessionnel - Fonds saoudien pour le développement	ADR du Ministère de	Entreprendre une étude de faisabilité complète
<b>TBPD06</b>	Poste frontière à arrêt unique de Galafi	Poste frontière	Djibouti	Proposition d'un poste frontière à arrêt unique à Galafi, sur la frontière Djibouti-Éthiopie, qui sera construit parallèlement à la réhabilitation de la route.	S2A Préfaisabilité	10	Fonds des bailleurs de fonds	Autorité éthiopienne des recettes et des douanes (ERCA)	Entreprendre une étude de faisabilité complète
<b>TBPD07</b>	Poste frontière à arrêt unique de Galile/Dewele	Poste frontière	Djibouti	Proposition d'un poste frontière à arrêt unique à Galile (Djibouti) / Dewele (Ethiopie) à la frontière Djibouti-Ethiopie. La route à péage Dire Dawa - Dewele a été achevée et nécessite un OSBP associé.	S1 Définition du projet	10	Fonds des bailleurs de fonds	Autorité éthiopienne des recettes et des douanes (ERCA)	Entreprendre une étude de faisabilité complète
<b>TRDD08</b>	Autoroute Adama-Awash	Routier	Djibouti	Le projet consiste en la construction d'une section de 260 km de voie rapide à 4 voies d'Adama à Awash. Il est proposé de construire la voie rapide en plusieurs phases, la phase 1	S3B Soutien aux transactions et bouclage financier	540	Subvention du Fonds africain de développement (FAD) de 98 m\$ et fonds gouvernementaux pour le reste	Autorité éthiopienne des routes (ERA)	La subvention du FAD a été récemment approuvée et la phase 1 du projet doit commencer

				étant le premier tronçon de 60 km.					
<b>TRDD09</b>	Autoroute Dima-Raad	Routier	Djibouti	Construction d'une nouvelle route de Dima en Ethiopie à la frontière avec le Soudan du Sud à Raad / Boma	S2A Préfaisabilité	40	Fonds publics	Autorité éthiopienne des routes (ERA)	Entreprendre une étude de faisabilité complète
<b>TBPD10</b>	Poste frontière unique de Raad / Boma	Poste frontière	Djibouti	Proposition de construction d'un poste frontière à arrêt unique sur la frontière entre l'Éthiopie et le Soudan du Sud avec la route (TRDD13).	S2A Préfaisabilité	10	Fonds des bailleurs de fonds	Autorité éthiopienne des recettes et des douanes (ERCA)	Entreprendre une étude de faisabilité complète
<b>TRDD11</b>	Autoroute Raad-Boma-Kapoeta	Routier	Djibouti	Construction d'une nouvelle route de Kapoeta, au Soudan du Sud, à la frontière avec l'Éthiopie.	S2A Préfaisabilité	336	Fonds des bailleurs de fonds	South Sudan Roads Authority (SSRA)	Entreprendre une étude de faisabilité complète
<b>TSPD19</b>	Extension du terminal de Doraleh, phase 2	Port maritime	Djibouti	Expansion de la phase 2 du terminal à conteneurs de Doraleh pour augmenter la capacité de 3 millions d'EVP.	S1 Définition du projet	600	Secteur privé	Autorité des ports et zones franches de Djibouti	La phase 2 du terminal à conteneurs de Doraleh est incertaine en raison de la résiliation de la concession de DP World.
<b>TBPD20</b>	Poste frontière unique de Loyada	Poste frontière	Djibouti	La liaison Loyada-Djibouti a récemment été réhabilitée grâce au financement de la	S3B Soutien aux transactions	10	Banque islamique de développement.	Autorité douanière de la Somalie Autorité	Le financement a été obtenu, vérifier que la construction a commencé

				Banque islamique de développement.	et bouclage financier			douanière de Djibouti	
<b>TSPP01</b>	Aménagement de postes d'amarrage en eau profonde dans le port d'Osama Digna (Suakin)	Port maritime	Port Soudan	En mars 2018, les gouvernements du Soudan et du Qatar se sont mis d'accord sur un projet de développement de 4 milliards de dollars dans le port de Suakin, dont la première phase consiste à aménager des postes de manutention de conteneurs en eau profonde pour un total de 800 millions de dollars et un coût de 500 m\$..	S3B Soutien aux transactions et bouclage financier	500	Qatar (51% détenu par le gouvernement du Soudan ; 49% par le gouvernement du Qatar)	Autorité portuaire du Soudan ; GoQ	Commencer les travaux de construction

<b>TRDP02</b>	Autoroute Al Damazin-Kurmuk	Routier	Port Soudan	Réhabilitation et mise aux normes de la route de 93 km entre Al Damazin et Kurmuk selon les normes du corridor régional en matière de routes pavées.	S3B Soutien aux transactions et bouclage financier	40	Fonds des bailleurs de fonds - Fonds fiduciaire multi-bailleurs pour le Secrétariat national du Soudan (MDTF-NS) (financé par la BM)	Autorité nationale des routes du Soudan	Les contrats pour la route Damazin - Kurmuk (sections 1 et 2) sont suspendus depuis septembre 2011 en raison du conflit et de l'insécurité dans la zone du projet (État du Nil Bleu). Le gouvernement et les entrepreneurs surveillent la situation pour voir si elle s'est normalisée et si elle permet aux entrepreneurs de reprendre les travaux.
<b>TRDP03</b>	Autoroute El Mujlad-Abyei	Routier	Port Soudan	Amélioration de 229 km de route entre El Mujlad et Abyei, à la frontière du Soudan du Sud, en passant du gravier aux normes des corridors régionaux en matière de routes pavées. Rejoindra le projet associé TRDP10 à la frontière du Soudan du Sud pour relier la ville de Wau (deuxième plus grande ville du Soudan du Sud) au corridor de Port Soudan.	S3B Soutien aux transactions et bouclage financier	120	Fonds publics	Autorité nationale des routes du Soudan	Vérifier les statuts car certains travaux peuvent avoir commencé, mais sont actuellement en attente en raison de la situation sécuritaire au Soudan

<b>TRDP04</b>	Autoroute Wau-Gogrial-Abyei	Routier	Port Soudan	Amélioration de 225 km de route reliant Wau, la deuxième plus grande ville du Soudan du Sud, à la frontière avec le Soudan à Abyei, en passant du gravier au pavé, selon les normes des corridors régionaux.	S2B Faisabilité	360	Financement concessionnel - BAD	Autorité des routes du Soudan du Sud	Étude de faisabilité à effectuer
<b>TBPP05</b>	Poste frontière à arrêt unique de Metema-Galabat	Poste frontière	Port Soudan	Modernisation des installations des postes frontières entre Galabat, au Soudan, et Metema, en Éthiopie, pour les mettre aux normes OSBP.	S2B Faisabilité	3.5	Fonds Publics	Autorité soudanaise des recettes, Autorité éthiopienne des recettes et des douanes	Étude de faisabilité à effectuer
<b>TSPL01</b>	Port de Lamu - Phase 2 : postes d'amarrage 4 à 7	Port maritime	LAPSSET	Construction des postes d'amarrage quatre à sept du port en eau profonde de Lamu. Les postes d'amarrage quatre à sept seront financés par le secteur privé. Le projet fait partie du projet global du port de Lamu visant à construire un port de 32 postes d'amarrage pour un coût estimé à 5 Md\$, qui constitue le projet phare du	S3B Soutien aux transactions et bouclage financier	500	PPP, DBSA	LAPSSET Corridor Development Authority; Kenya Ports Authority	Conclure les négociations avec le consortium du secteur privé pour l'exploitation du port et la construction de la prochaine phase

				programme du corridor LAPSSET.					
<b>TRDL02</b>	Autoroute Lamu – Garissa – Isiolo	Routier	LAPSSET	Construction d'une nouvelle autoroute de 580 km de Lamu à Isiolo. Ce projet fait partie des autoroutes interrégionales construites dans le cadre du programme du Corridor LAPSSET.	S3A Structuration du projet	700	PPP, DBSA	Kenya Highways Authority (KenHA); LAPSSET Corridor Development Authority	La DBSA a accepté de financer mais la transaction doit être conclue
<b>TRDL04</b>	Autoroute Isiolo-Lokichar	Routier	LAPSSET	L'oléoduc de pétrole brut au Kenya sera construit en trois phases : Lamu-Isiolo (540 km) pour 1 480 M\$, Isiolo-Nakodok (780 km) pour 1 240 M\$ et la zone portuaire de Lamu pour 340 M\$. Il est prévu de le relier à un oléoduc jusqu'à Jonglei, à la frontière du Soudan du Sud. Les études de conception technique préliminaire (FEED) de l'oléoduc de pétrole brut ont été achevées en décembre 2015 et	S2B Faisabilité	402	Financement mixte	Kenya Highways Authority (KenHA); LAPSSET Corridor Development Authority	Étude de l'itinéraire réaménagé

				un accord de développement conjoint (JDA) a été signé entre le gouvernement du Kenya et les investisseurs en amont (Tullow Oil Company, Africa Oil et Maersk) en 2017.					
<b>TBPL05</b>	Poste frontière à arrêt unique à Nadapal	Poste frontière	LAPSSET	Construction d'une nouvelle autoroute entre Isiolo et Lokichar. Cette route fait partie des autoroutes interrégionales construites dans le cadre du programme LAPSSET Corridor. Le tronçon Isiolo - Lokichar est en phase d'étude de faisabilité et de conception technique détaillée.	S3A Structuration du projet	10	Fonds du bailleur de fonds	Kenya Revenue Authority (KRA); South Sudan Customs and Revenue Authority	Identifier les bailleurs de fonds potentiels et assurer le financement
<b>TRDL06</b>	Route de Juba-Torit-Kapoeta-Nadapal	Routier	LAPSSET	Poste frontière à arrêt unique (OSBP) à la frontière Nadapal entre le Soudan du Sud et le Kenya, sur le Corridor LAPSSET. Mise en œuvre en même temps que le projet de modernisation de la	S3A Structuration du projet	294	Financement concessionnel - BAD	South Sudan Roads Authority	Structurer le projet et assurer le financement



				route Juba-Torit-Kapoeta-Nadapal.					
<b>TRDL07</b>	Autoroute Modjo – Hawassa	Routier	LAPSSET	Modernisation de 365 km de route à chaussée unique Juba-Torit-Kapoeta-Nadapal au Soudan du Sud. La route est reliée au projet OSBP Soudan du Sud/Kenya proposé à Nadapal. L'objectif du projet proposé est d'améliorer la connectivité interétatique et régionale, en améliorant un tronçon routier prioritaire le long d'un corridor national et international essentiel. Le projet proposé contribue à l'objectif global d'intégrer le Soudan du Sud aux marchés régionaux et d'aider l'État du Soudan du Sud à fonctionner en tant que nation, ainsi qu'à renforcer le commerce et le développement socio-	S3A Structuration du projet	420	Financement concessionnel - BAD	Ethiopian Roads Authority (ERA)	La phase 1 est en cours, il est nécessaire de conclure un accord de financement pour la phase 2

				économique dans la région.					
<b>TCDL11</b>	Dépôt intérieur de conteneurs à Isiolo	Dépôt intérieur de conteneurs	LAPSSET	Le projet reliera le Soudan du Sud au Kenya pour échanger des données de trafic et de voix avec le monde entier via des points d'atterrissage sous-marins à Mombasa. Ce projet aurait dû être mis en œuvre en même temps que la construction au Kenya, mais des problèmes de sécurité l'ont empêché.	S2A Pré faisabilité	100	Financement concessionnel	Kenya Highways Authority (KenHA); LAPSSET Corridor Development Authority	Mener une étude de faisabilité
<b>TRAL12</b>	Conception détaillée du chemin de fer LAPSSET	Ferroviaire	LAPSSET	Les plans préliminaires du projet ferroviaire sont terminés pour la route kenyane et éthiopienne et devraient passer à l'étape de la conception de l'ingénierie détaillée. Le gouvernement du Kenya et le Gouvernement éthiopien ont signé un accord bilatéral visant	<b>S2B</b> - Faisabilité	4000	Dons de donateurs	AUTORITÉ de développement du corridor LAPSSET	Entreprandre le plan de structuration et de structuration financière du projet.

				à poursuivre conjointement l'élaboration du CHEMIN de fer LAPSSET Standard Gauge. Un protocole d'accord (MoU) a été signé entre l'LCDA et l'Autorité intergouvernementale pour le développement (IGAD) afin de faciliter le financement de cette étape grâce à la disposition du Nouveau Partenariat pour le développement africain (NEPAD) du Nouveau Partenariat pour le développement africain (NEPAD).					
<b>TSPB01</b>	Berbera Port Upgrade P Modernisation du port de Berbera, phase 2hase 2	Port maritime	Berbera	La première phase de la modernisation, qui est en cours, consiste en l'extension de la longueur du quai de 400 m, la construction d'un nouveau chantier portuaire, qui s'étend sur 250 000 m <sup>2</sup> , et la modernisation des installations, y compris l'achat de	S2B Faisabilité	341	Secteur privé – DP World	Dubai Port World; Somaliland Ports Authority	La deuxième phase de la modernisation aura lieu après l'achèvement de la première phase et la démonstration d'une demande suffisante pour le port

				nouveaux équipements. La deuxième phase comprendra la construction d'un nouveau terminal portuaire pour conteneurs et d'un terminal pétrolier.					
<b>TRDB02</b>	Autoroute Berbera – Hargeisa - Kalabaydh– Togachale	Routier	Berbera	La modernisation des 90 km de route entre Hargeisa et Togachale pour les rendre conformes aux normes requises pour un corridor régional. Il s'agit de la dernière liaison routière manquante sur le corridor de Berbera, les travaux se poursuivent pour améliorer la route de Berbera à Hargeisa, et sur le contournement de Hargeisa.	S2A Préfaisabilité	35	Subvention des bailleurs de fonds	Agence de développement des routes du Somaliland	Mener une étude de faisabilité complète et identifier les bailleurs de fonds potentiels et les modalités de financement
<b>TBPB03</b>	Togachale OSBP	Poste frontière	Berbera	Construction d'un poste frontière à arrêt unique à Togachale, à la frontière entre l'Éthiopie et la Somalie.	S1 Définition du projet	10	Subvention des bailleurs de fonds	Autorité des recettes et des douanes de l'Éthiopie (ERCA) ; Autorité douanière du Somaliland	Mener une étude de faisabilité complète et identifier les bailleurs de fonds potentiels et les modalités de financement

<b>TDPB04</b>	Port sec de Jigjiga	Dépôt intérieur de conteneurs	Berbera	Construction d'un port sec à Jigjiga pour traiter les marchandises éthiopiennes transitant par le port de Berbera, afin de réduire la congestion des installations portuaires.	S1 Définition du projet	100	Financement concessionnel	Ethiopian Shipping & Logistics Services Enterprise (ESLSE)	Mener une étude de faisabilité complète et identifier les bailleurs de fonds potentiels et les modalités de financement
<b>TRDM01</b>	Réhabilitation des routes de l'UE	Routier	Massawa	Le projet vise à réhabiliter les liaisons routières en Erythrée, entre le port de Massawa et la frontière avec l'Ethiopie à Serha (Erythrée) / Zalambessa (Ethiopie), soit 245 km de route	S3B Soutien aux transactions et bouclage financier	23	Subvention des bailleurs de fonds - Fonds fiduciaire de l'UE pour l'Afrique	Bureau des Nations Unies pour les services d'appui aux projets (UNOPS)	Finaliser les contrats et commencer les travaux
<b>TRDM02</b>	Réhabilitation de la route entre Adigrat et Zalambessa	Routier	Massawa	Réhabilitation des 35 km de route entre Adigrat et la frontière avec l'Érythrée à Zalambessa	S2B Faisabilité	10	Fonds publics	Autorité éthiopienne des routes (ERA)	Étude de faisabilité
<b>TBPM03</b>	Poste frontière à arrêt unique de Zalambessa / Serha	Poste frontière	Massawa	Infrastructure du poste frontalier à arrêt unique au principal point de passage entre l'Érythrée (Serha) et l'Éthiopie (Zalambessa). Actuellement, il n'y a pas d'infrastructure	S1 Définition du projet	10	Subvention du bailleur de fonds	Autorité éthiopienne des recettes et des douanes (ERCA) ; Autorité douanière érythréenne	Définition détaillée du projet et étude de pré-faisabilité

				douanière au poste frontalier					
<b>TBPM04</b>	Infrastructure OSBP et amélioration de la route frontalière à Aligider	Poste frontière	Massawa	Infrastructure du poste frontalier à arrêt unique au principal point de passage entre l'Érythrée et le Soudan (Aligider) et amélioration de la route depuis Kassala.	S1 Définition du projet	25	Subvention du bailleur de fonds	Autorité fiscale soudanaise ; Autorité douanière érythréenne ; Autorité des routes soudanaises	Définition détaillée du projet et étude de pré faisabilité
<b>TRAM05</b>	Réhabilitation de la ligne Massawa - Asmara - Aligider Narrow Gauge Railway et mise à niveau du gabarit	Ferroviaire	Massawa	Réhabilitation de la ligne de chemin de fer délabrée à voie étroite de Massawa à Aligider en passant par Asmara et mise à niveau du gabarit de NGR à SGR	S1 Définition du projet	702	Subvention des donateurs et financement gouvernemental	Autorité ferroviaire érythréenne	Définition détaillée du projet et étude de pré faisabilité
<b>TRDM06</b>	Amélioration de la route Kassala - Aligider - Berentu	Routier	Massawa	Modernisation de la route Kassala - Aligider Berentu reliant l'Érythrée au Soudan	S1 Définition du projet	10	Subvention des donateurs et financement gouvernemental	Autorité éthiopienne des routes (ERA) Autorité nationale des routes du Soudan	Définition détaillée du projet et étude de pré faisabilité
<b>TRDMo01</b>	Construction de l'autoroute Isiolo - Modogashe - Wajir - El Wak - Rhamu - Mandera	Routier	Mogadicio	Le projet prévoit la construction, l'amélioration et la réhabilitation des tronçons de route au Kenya entre Isiolo - Modogashe - Wajir - El	S4A Appel d'offres	995	Gouvernement du Kenya et rentes, fonds des bailleurs de fonds (Banque mondiale)	Autorité nationale des autoroutes du Kenya (KeNHA)	Conception et négociation des rentes

				Wak - Rhamu et Mandera, sur une distance de 776 km					
<b>TRDK01</b>	Construction de la route Liboi - Daadab/Hagadera - Garissa	Routier	Mogadicio	La distance totale de la route est de 207 km qui n'a été ni asphaltée ni goudronnée. Le projet prévoit la construction d'une nouvelle route reliant Garissa à Kismayo, du côté somalien.	S3A Structuration du projet	278	Fonds publics	Autorité nationale des autoroutes du Kenya (KeNHA)	Soutien aux transactions et bouclage financier
<b>TBPK03</b>	Construction de l'OSBP de Liboi	Poste frontière	Mogadicio	Construction d'un nouveau poste frontalier à Liboi entre le Kenya et la Somalie	S1 Définition du projet	20	Secteur privé	Autorité fiscale du Kenya	Projet de vision à long terme à développer dans la future révision de l'IRIMP

Développement des infrastructures physiques dans la région de l'IGAD, 2020-2024

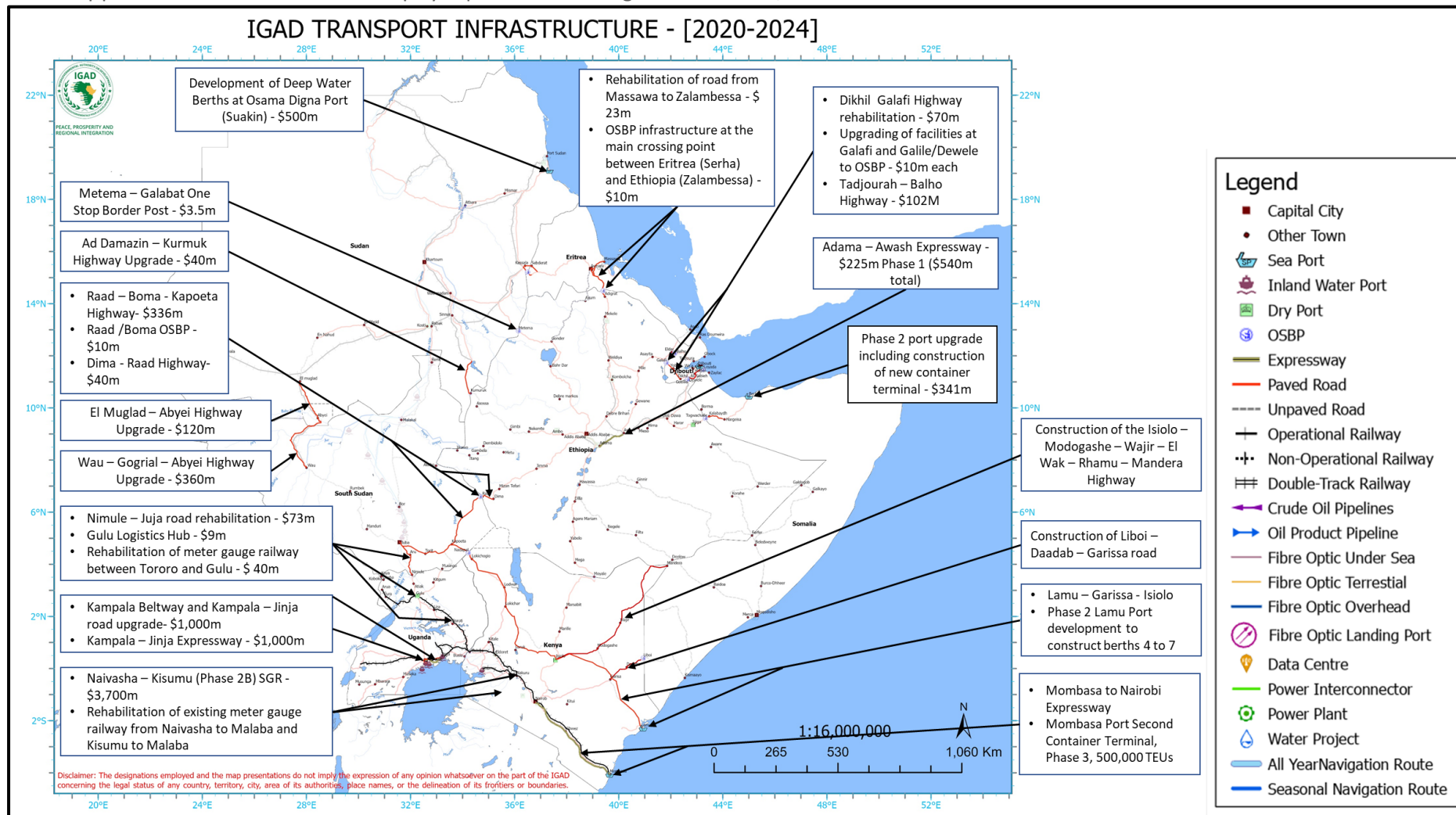




Tableau A2.2 Projets d'infrastructure de transport à mettre en œuvre 2025-2030

ID du projet	Dénomination	Type de sous-secteur	Corridor	Description	Étape	Coût (\$m)	Financement	Agence d'exécution	Prochaines étapes
<b>TRAN23</b>	Kisumu – Malaba (Phase 2C) SGR	Ferroviaire	Nord	La ligne de 107 km s'étendra de Kisumu à la frontière avec l'Ouganda à Malaba en passant par Yala et Mumias.	S3A Structuration du projet	1,230	Financement concessionnel - China Exim Bank	Société des chemins de fer du Kenya	Le financement et la construction du projet sont basés sur la co-construction avec la section Malaba - Kampala en Ouganda
<b>TRAN24</b>	Malaba – Kampala SGR	Ferroviaire	Nord	Également appelée ligne orientale, elle s'étendrait de la frontière avec le Kenya à Malaba, en passant par Tororo et Jinja, pour se terminer à Kampala. La distance totale est d'environ 215 km.	S3A Structuration du projet	2,638	Financement concessionnel - China Exim Bank	Société des chemins de fer ougandais	A construire en même temps que la section Kisumu - Malaba au Kenya
<b>TIWN25</b>	Construction d'une nouvelle installation portuaire à Bukasa	Port intérieur et voies navigables	Nord	La construction du port de Bukasa comprendra non seulement la construction d'un terminal portuaire, mais aussi des infrastructures ferroviaires et routières intermodales pour créer une plateforme logistique interétatique en Afrique de l'Est	S2A Préfaisabilité	180	Fonds publics	Société des chemins de fer ougandais	Étude de faisabilité



<b>TRDD21</b>	Voie express Dire Dawa-Awash	Routier	Djibouti	Amélioration de la route de 236 km de Dire Dawa à Awash en autoroute à 4 voies.	S1 Définition du projet	1,000	Financement mixte	Autorité des routes éthiopiennes (ERA)	Entreprendre une étude de faisabilité
<b>TRDD22</b>	Route Musingo-Tsertenya-Ikotos-Torit	Routier	Djibouti	Construction de la route Musingo-Tsertenya-Ikotos - Torit	S1 Définition du projet	210	Financement concessionnel	Autorité des routes du Soudan du Sud	Étude de faisabilité et conceptions détaillées pour le segment routier
<b>TFZD25</b>	Expansion de la zone franche de Djibouti Phase 2	Port / Zone franche	Djibouti	Le projet a été cofinancé par la China/ Exim Bank et le Gouvernement de Djibouti. La première phase de ce projet comprend une zone de 240 Ha. Une fois achevé, ce projet de 10 ans d'une valeur de 3,5 milliards de dollars couvrira 4800 Ha, ce qui en fera la plus grande zone franche d'Afrique.	S3B Soutien aux transactions et bouclage financier	3,500	Financement concessionnel	Autorité des ports et zones franches de Djibouti	Le financement a été obtenu, vérifier que la construction a commencé

<b>TRAD27</b>	Loyada – Borema – Hargeisa – Berbera Highway	Routier	Djibuoti	Construction de l'autoroute Loyada - Borama - Berbera reliant le corridor de Berbera au corridor de Djibouti. Réalisation d'études de faisabilité partielles pour le tronçon Kalabydh - Berbera.	S1 Définition du projet	700	Financement concessionnel	ADR du Ministère de l'Equipement et des Transports et de l'Agence de développement des routes du Somaliland	Études de faisabilité
<b>TRDD28</b>	Autoroute Hargeisa – Burao (Burco)	Route	Djibuoti	Construction d'un nouveau chaînon manquant de 155 km reliant Hargeisa à Burao (Burco). La route est une extension de Djibouti à travers Loyada – Borema – Kalabydh – Hargeisa et s'étend jusqu'à Laascanood dans le couloir de Berbera.	S0 Environnement favorable et évaluation des besoins	310	Financement concessionnel	Ministère des Transports, Somalie	Entreprendre une étude de faisabilité
<b>TRAP08</b>	Port Sudan-Haya -Atbara-Khartoum SGR	Ferroviaire	Port Soudan	Il s'agit d'une nouvelle ligne ferroviaire SGR de 813 km qui doit être construite entre Port Soudan et Khartoum à travers les villes de Haya et Atbara pour remplacer l'ancienne NGR.	S2B Faisabilité	1,400	Financement concessionnel - China Exim Bank	Société des chemins de fer du Soudan	Réaliser les études de faisabilité

<b>TRAP09</b>	Weldiya-Gondar-Metema – Al Qadaref SGR	Ferroviaire	Port Soudan	Construction d'un chemin de fer à écartement standard de la jonction de Weldiya via Gondar jusqu'à la frontière avec le Soudan à Metema. Se connectera aux corridors Massawa et Djibouti à Weldiya.	S2A Préfaisabilité	2,900	Financement concessionnel	Société des chemins de fer éthiopiens	Réaliser les études de faisabilité
<b>TBPP12</b>	Poste frontière à arrêt unique au Soudan du Sud/Soudan (Renk)	Poste frontière	Port Soudan	Construction d'un OSBP associé au projet de route Juba-Bor-Malakal-Renk-Frontière du Soudan.	S1 Définition du projet	10	Financement concessionnel	Autorité des recettes du Soudan ; Autorité des recettes du Soudan du Sud	Définir le projet et réaliser les études de faisabilité
<b>TRDP13</b>	Juba-Bor-Malakal-Renk-Sudan Border Road	Routier	Port Soudan	Modernisation de la route de Juba à la frontière soudanaise en passant par Bor, Malakal et Renk pour la rendre conforme aux normes des corridors régionaux en matière de routes pavées. Les tronçons de route sont les suivants :	S1 Définition du projet	200	Financement concessionnel	South Sudan Roads Authority (SSRA)	Définir le projet et réaliser les études de faisabilité

				Juba-Bor 205 km ; Bor-Malakal 400 km ; Malakal-Renk 330 km ; Renk-frontière 30 km.					
<b>TBPP14</b>	Poste frontière à arrêt unique à Kurmuk	Poste frontière	Port Soudan	Modernisation des installations du poste frontalier entre Kurmuk, au Soudan, et Asosa, en Éthiopie, pour les rendre conformes aux normes OSBP.	S1 Définition du projet	3.5	Fonds publics	Autorité des recettes du Soudan, Autorité des recettes et des douanes de l'Éthiopie	Définition détaillée du projet et faisabilité à entreprendre
<b>TRDP15</b>	Autoroute Asosa-Kurmuk	Routier	Port Soudan	Modernisation des 99 km de route entre Asosa en Éthiopie et Kurmuk à la frontière avec le Soudan pour les rendre conformes aux normes du corridor régional en matière de routes pavées.	S2B Faisabilité	900	Financement concessionnel	Autorité éthiopienne des routes	Entreprendre la faisabilité

<b>TIWP16</b>	Amélioration des installations portuaires (Juba, Bor, Malakal et Renk) sur le Nil blanc	Port intérieur et voies navigables	Port Soudan	Réhabilitation des installations portuaires à Juba, Bor, Malakal et Renk sur le Nil blanc	S1 Définition du projet	900	Financement concessionnel	Ministère des transports et des routes du Soudan du Sud	Définition détaillée du projet et étude de faisabilité à entreprendre
<b>TIWP17</b>	Amélioration des installations portuaires à Kosti sur le Nil Blanc	Port intérieur et voies navigables	Port Soudan	Réhabilitation des installations portuaires de Kosti sur le Nil Blanc	S1 Définition du projet	150	Financement concessionnel	Autorité portuaire du Soudan	Définition détaillée du projet et étude de faisabilité à entreprendre
<b>TIWP18</b>	Réhabilitation des installations portuaires sur la rivière Sobat	Port intérieur et voies navigables	Port Soudan	Réhabilitation des installations portuaires sur la rivière Sobat	S1 Définition du projet	1804	Financement concessionnel	Ministère des transports et des routes du Soudan du Sud	Définition détaillée du projet et étude de faisabilité à entreprendre

<b>TIWP19</b>	Fourniture d'aides à la navigation sur le Nil blanc	Port intérieur et voies navigables	Port Soudan	Construction/ installation d'aides à la navigation telles que des phares, des bateaux-phares, des bouées et des balises radar sur le Nil blanc pour améliorer la sécurité de la navigation	S1 Définition du projet	200	Donor grant	Autorité portuaire du Soudan ; Ministère des transports et des routes du Soudan du Sud	Définition détaillée du projet et étude de faisabilité à entreprendre
<b>TRDP20</b>	El Showak-Kono-Sabarna-El Homara	Routier	Port Soudan	Amélioration de la route qui relie le Soudan au nord de l'Éthiopie	S1 Définition du projet	1200	Financement concessionnel	Autorité routière éthiopienne	Définition détaillée du projet et étude de faisabilité à entreprendre
<b>TRDP21</b>	El Fasher – Kabkabiya – El Geneina-Adri	Routier	Port Soudan	Amélioration de la route qui relie le Soudan au Tchad	S1 Définition du projet	900	Financement concessionnel	Autorité nationale des routes du Soudan	Définition détaillée du projet et étude de faisabilité à entreprendre

<b>TRDP22</b>	Nyala - Rihaid El Birdi – Om Dafuq	Routier	Port Soudan	Amélioration de la route qui relie le Soudan à l'Afrique centrale	S1 Définition du projet	900	Financement concessionnel	Autorité nationale des routes du Soudan	Définition détaillée du projet et étude de faisabilité à entreprendre
<b>TIWP25</b>	Dragage du chenal fluvial (Juba à Renk) et réhabilitation de 11 ports et fourniture d'aides à la navigation	Voies navigables interieures	Port Soudan	Dragage du Nil pour améliorer la navigabilité du fleuve et renforcer l'utilisation des voies navigables intérieures comme voie principale pour l'évacuation des marchandises et le mouvement des personnes entre le Soudan du Sud et le Soudan	S2B Faisabilité	102.5	Dons de donateurs	Ministère des transports du Soudan du Sud	Structuration du projet
<b>TRAL14</b>	SGR de Nairobi à Isiolo	Ferroviaire	LAPSSSET	La phase Nairobi-Isiolo du SGR, d'une longueur de 270 km. Les lignes du LAPSSSET Standard Gauge Railway (SGR) iront de Nairobi à Isiolo (270 km), de Lamu à Isiolo (533 km), d'Isiolo à Nakodok (738 km),	S2B Faisabilité	1,500	Prêt concessionnel	Kenya Railways Corporation; LAPSSSET Corridor Development Authority	Les études préliminaires du projet ferroviaire sont terminées pour la ligne kenyane et éthiopienne et devraient passer au stade de la conception technique détaillée



				de Nakodok à Juba, au Soudan du Sud (368 km) et d'Isiolo à Moyale (448 km), de Moyale à Addis Abeba, en Éthiopie (905 km).					
<b>TCDL17</b>	Dépôt intérieur de conteneurs de Moyale	Dépôt intérieur de conteneurs	LAPSSET	Construction d'un nouveau dépôt intérieur de conteneurs / port sec à Moyale	S1 Définition du projet	100	Financement mixte	Kenya Highways Authority (KenHA); LAPSSET Corridor Development Authority	Mener une étude de faisabilité
<b>TCDL18</b>	Dépôt intérieur de conteneurs de Lokichogio	Dépôt intérieur de conteneurs	LAPSSET	Construction d'un nouveau dépôt intérieur de conteneurs / port sec à Lokichogio	S1 Définition du projet	100	Financement mixte	Kenya Highways Authority (KenHA); LAPSSET Corridor Development Authority	Mener une étude de faisabilité

<b>TSP20</b>	Zone économique spéciale de Lamu	Zone économique spéciale	LAPSSET	Développement d'une zone économique spéciale au port de Lamu.	S2B Faisabilité	500	PPP	Autorité de développement du corridor LAPSSET (LCDA)	Mener une étude de faisabilité
<b>TRDL22</b>	Construction de la route Moyale - Banisa - Rhamu	Routier	LAPSSET	Le projet est une route de 330 km reliant Moyale à Rhamu et à Mandera. La route est un chaînon manquant reliant le couloir LAPSSET au couloir de Mogadiscio	S1 Définition du projet	330	Financement concessionnel	KeNHA	Mener une étude de faisabilité
<b>TSPM08</b>	Phase 1 de l'extension du port de Massawa	Port maritime	Massawa	Extension des installations portuaires de Massawa pour faire face à l'augmentation du commerce en provenance d'Éthiopie, en particulier l'extension du terminal à conteneurs	S1 Définition du projet	100	PPP	Autorité portuaire de Massawa	Définition détaillée du projet et étude de pré-faisabilité

<b>TSPA01</b>	Réhabilitation et modernisation du port d'Assab	Port maritime	Assab	Le port d'Assab ne fonctionne plus en tant que port international depuis 1998. Il devra être réhabilité et modernisé.	S1 Définition du projet	100	Secteur privé	Autorité portuaire érythréenne	Définition du projet et étude de pré faisabilité
<b>TRDA02</b>	Construction de la route Bure - Assab Port	Route	Assab	Le projet prévoit la construction de la route Bure - Port d'Assab qui constituerait une route supplémentaire permettant à l'Éthiopie d'accéder au marché international par le port d'Assab	S1 Définition du projet	163	Secteur privé	Autorité érythréenne des routes	Étude de faisabilité
<b>TRDA03</b>	Réhabilitation de la route Mellondi - Manda - Bure - Assab	Routier	Assab	Le projet comprend la réhabilitation de la route principale en Ethiopie menant à Bure et au port d'Assab	S1 Définition du projet	700	Secteur privé	Autorité érythréenne des routes	Étude de faisabilité

<b>TRDMo07</b>	Amélioration et réhabilitation de l'autoroute Negele - Filtu - Siftu	Routier	Mogadicio	Le projet vise à améliorer et à réhabiliter les tronçons de la route entre Negele - Filtu - Mekele Siftu en Éthiopie, sur une distance de 340 km. La route se connecte à la Somalie au poste frontière de Dollow	S1 Définition du projet	393	Fonds publics	Autorité éthiopienne des routes (ERA)	Étude de faisabilité et plans détaillés
<b>TRDMo08</b>	Amélioration et réhabilitation de l'autoroute Ginir - Gode - Ferfer	Routier	Mogadicio	Le projet vise à améliorer et à réhabiliter les tronçons de route à l'intérieur de l'Éthiopie entre Ginir - Gode - Ferfer. La route se connecte à la Somalie au poste frontière de Ferfer	S1 Définition du projet	253	Fonds publics	Autorité éthiopienne des routes (ERA)	Étude de faisabilité et plans détaillés
<b>TRDMo09</b>	Réhabilitation de l'autoroute Mogadiscio - Afgooye - Baidoa - Dollow	Routier	Mogadicio	Réhabilitation de la route de 475 km de Mogadiscio à Dollow. Le Qatar va financer la réhabilitation de 30 km du corridor proche de Mogadiscio à Afgooye	S2B Faisabilité	600	Fonds du bailleur de fonds	Autorité des routes de Somalie	Étude de faisabilité et plans détaillés

<b>TRDMo10</b>	Construction de l'autoroute frontalière Aware - Warder - Ferfer /Somalie	Routier	Mogadicio	La longueur totale de la route est de 711 km, dont 80% de la route nécessite une construction totale et 20% de l'autoroute a besoin d'être réhabilitée	S1 Définition du projet	764	Fonds du bailleur de fonds	Autorités routières éthiopiennes (ERA)	Étude de faisabilité et conception détaillée
<b>TRDMo11</b>	Construction de l'autoroute Kebridahar - Warder - Turdibi /Galdogobi	Routier	Mogadicio	Construction de l'autoroute Kebridahar - Warder - Turdibi/Galdogobi, d'une longueur totale de 335 km	S1 Définition du projet	148	Fonds du bailleur de fonds	Autorité des routes d'Éthiopie (ERA)	Étude de faisabilité et plans détaillés
<b>TRDMo12</b>	Construction de l'autoroute Mogadiscio - Beled weyne - Galkayo	Routier	Mogadicio	85% de la route est en mauvais état et nécessite des travaux d'amélioration. Galkacyo/Bossaso est pavée mais en mauvais état à 80% ; la route de gravier Galdogob-Galkacyo est financée par la communauté locale et la diaspora. Bosaso-Gaalkacyo	S1 Définition du projet	796	Fonds du bailleur de fonds	Autorité des routes de Somalie	Étude de faisabilité et plans détaillés pour les autres tronçons de la route

				537 km ; Gaalkacyo-Galdogobi 160 km. Études de faisabilité réalisées pour Galkayo à Bossaso uniquement					
<b>TRDMo13</b>	Construction de l'autoroute Mogadiscio - Jowhar - Beled weyne - Ferfer	Routier	Mogadiscio	74 % des routes sont en mauvais état et doivent être améliorées. Mogadiscio - Jowhar : partie du projet routier de 200 millions de dollars du Qatar consacrée à la réhabilitation. Mogadiscio - Jowhar - Beledweyne est de 299 km ; la liaison routière entre Beledweyne et Ferfer est estimée à 41 km. Étude de faisabilité réalisée pour le tronçon Mogadiscio - Jowhar uniquement	S1 Définition du projet	338	Fonds du bailleur de fonds	Autorité des routes de Somalie	Étude de faisabilité et plans détaillés pour les autres tronçons de la route

<b>TRDMo14</b>	Route Gaalkacyo – Bossasso	Routier	Mogadicio	Construction de la route Bossasso - Gaalkacyo	S1 Définition du projet	700	Secteur privé	Autorité des routes de Somalie	Étude de faisabilité et plans détaillés
<b>TRDMo15</b>	Route Mogadishu- Baidoa- Mander	Routier	Mogadicio	Construction du segment reliant Dollow à Mander depuis Baidoa	S1 Définition du projet	270	Secteur privé	Autorité des routes de Somalie	Étude de faisabilité et plans détaillés pour les autres tronçons de la route
<b>TRDK05</b>	Construction de la route Kismayo - Elwak	Routier	Kismayo	La distance totale de la route est de 507 km qui n'a été ni asphaltée ni goudronnée. Le projet prévoit la construction d'une nouvelle route reliant Kismayo à Elwak, du côté somalien. La route existante se compose de chemins et de routes de terre en très mauvais état.	S1 Définition du projet	681	Secteur privé	Autorité des routes de Somalie	Examen de la conception et passation des marchés de construction

TRDK06	Construction de l'autoroute Kismayo-Bilis Qooqani - Liboi	Routier	Kismayo	Le projet de route est une nouvelle route reliant la Somalie au Kenya via Liboi. La route existante se compose de chemins et de routes en terre en très mauvais état. La longueur totale de la route est de 244 km.	S1 Définition du projet	327	Secteur privé	Autorité des routes de Somalie	Étude de faisabilité et conception technique détaillée
--------	---	---------	---------	---	-------------------------	-----	---------------	--------------------------------	--



### Développement des infrastructures physiques dans la région de l'IGAD, 2025-2030

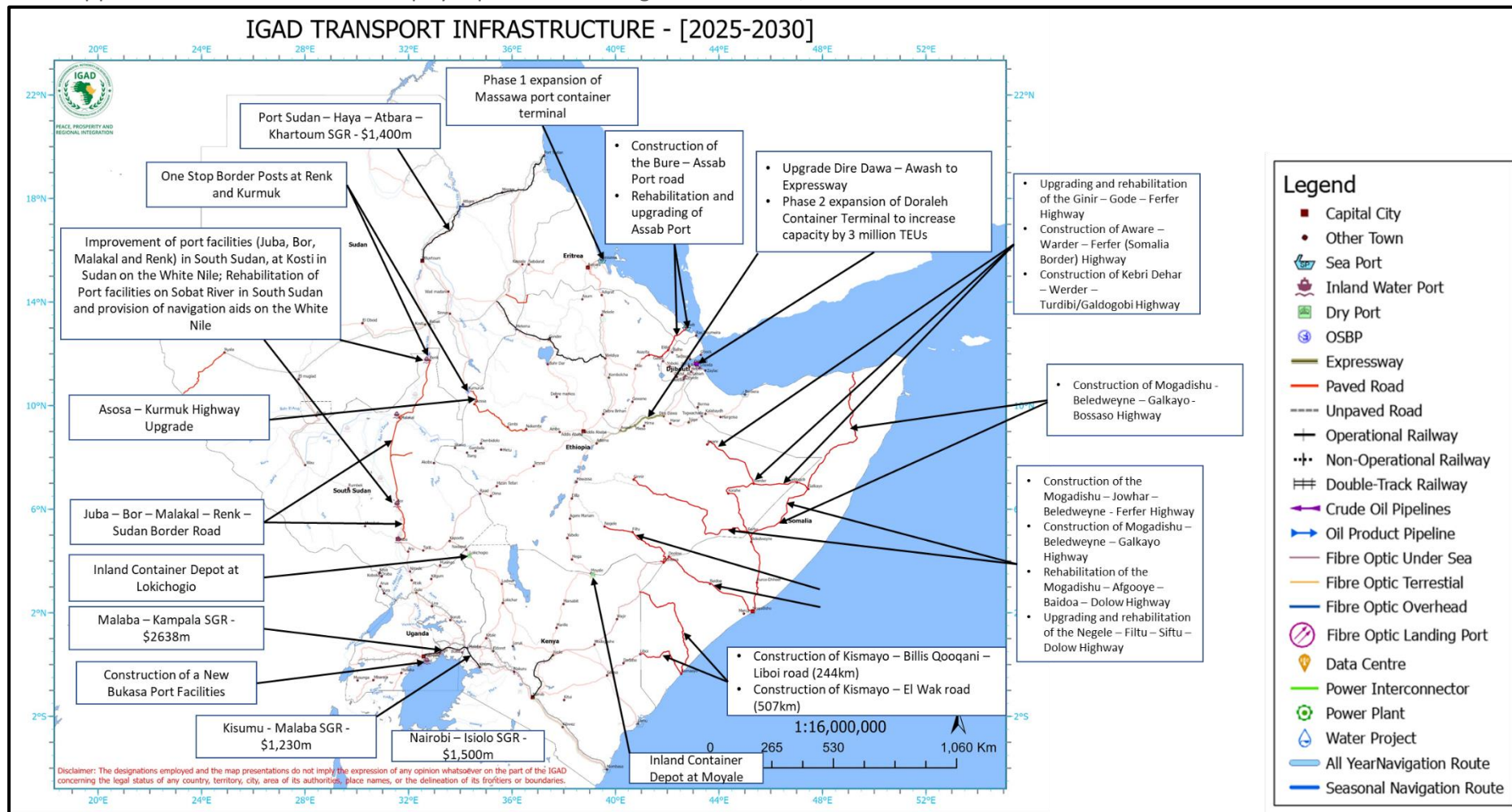


Tableau A2.3 : Projets d'infrastructure de transport à mettre en œuvre 2031-2050

ID du projet	Dénomination	Type de sous-secteur	Corridor	Description	Étape	Coût (\$m)	Financement	Agence d'exécution	Prochaines étapes
<b>TRAN26</b>	Tororo – Gulu SGR	Ferroviaire	Nord	Projet de chemin de fer à écartement normal. Également appelée "ligne du Nord", elle s'étendrait de Tororo à Gulu, sur une distance d'environ 375 km, en passant par Mbale et Lira.	S2A Préfaisabilité	1,900	Financement concessionnel - China Exim Bank	Société des chemins de fer ougandais	Faisabilité complète, en attente de l'achèvement d'autres lignes SGR
<b>TRAN27</b>	Gulu –Nimule – Juba – Wau SGR	Ferroviaire	Nord	Le projet de chemin de fer à écartement normal de Gulu, un embranchement, se poursuivra au nord jusqu'à Elegu sur 107 km en Ouganda, puis à Nimule et Juba au Soudan du Sud, sur 200 km. Un dernier tronçon de 650 km terminera la ligne à Wau.	S2A Préfaisabilité	4700	Financement concessionnel - China Exim Bank	Société des chemins de fer du Soudan du Sud	Etude de faisabilité complète, en attendant l'achèvement d'autres lignes SGR
<b>TRDN28</b>	Autoroute Nairobi – Nakuru	Routier	Nord	À long terme, la route de Nairobi à Nakuru devra être transformée en route à double chaussée.	S1 Définition du projet	1256	Financement concessionnel	KenHA	Projet de vision à long terme à développer dans la future révision de l'IRIMP

<b>TRDN29</b>	Autoroute Nakuru – Kisumu	Routier	Nord	À long terme, la route de Nakuru à Kisumu devra être transformée en route à double chaussée.	S1 Définition du projet	1464	Financement concessionnel	KenHA	Projet de vision à long terme à développer dans la future révision de l'IRIMP
<b>TRDN30</b>	Autoroute Kisumu – Busia	Routier	Nord	À long terme, la route de Kisumu à Busia devra être transformée en route à double chaussée.	S1 Définition du projet	968	Financement concessionnel	KenHA	Projet de vision à long terme à développer dans la future révision de l'IRIMP
<b>TRDN31</b>	Autoroute Nakuru – Eldoret - Malaba	Routier	Nord	À long terme, la route reliant Nakuru à Eldoret et Malaba devra être transformée en route à deux voies.	S1 Définition du projet	2320	Financement concessionnel	KenHA	Projet de vision à long terme à développer dans la future révision de l'IRIMP
<b>TRDN32</b>	Autoroute Malaba – Kampala	Routier	Nord	À long terme, la route de Malaba à Kampala devra être modernisée en route à deux voies.	S1 Définition du projet	1128	Financement concessionnel	Office national des routes de l'Ouganda (UNRA)	Projet de vision à long terme à développer dans la future révision de l'IRIMP
<b>TRAN33</b>	Conversion du SGR Mombasa - Nairobi en double voie + électrification	Ferroviaire	Nord	À long terme, le SGR de Mombasa à Nairobi devra être modernisé et passer d'une voie simple à une voie double, et devrait également être électrifié.	S1 Définition du projet	100	Financement concessionnel	Société des chemins de fer du Kenya	Projet de vision à long terme à développer dans la future révision de l'IRIMP
<b>TSPN35</b>	Agrandissement du port de Mombasa	Port maritime	Nord	Le port de Mombasa devra améliorer sa capacité pour répondre à la	S1 Définition du projet	380	Financement concessionnel	Kenya Ports Authority	Projet de vision à long terme à développer dans la future révision de l'IRIMP

				demande à long terme.					
<b>TRAD29</b>	Asayta - Tadjourah Port SGR	Ferroviaire	Djibouti	Ligne SGR, qui fait partie de la route 6 du plan directeur des chemins de fer éthiopiens. Ligne à voie unique entièrement électrifiée de 215 km (47 km en Éthiopie et 168 km à Djibouti) avec les principales gares d'Asayta, Afambo, frontière, Yoboki, Dhikhil, Gaggade, Firale, Airlof et Tadjourah.	S2A Préfaisabilité	1,300	Financement concessionnel	Société des chemins de fer éthiopiens	Entreprendre une étude de faisabilité complète
<b>TRAD30</b>	Hara Gebeya - Asayta SGR	Ferroviaire	Djibouti	Ligne SGR, qui fait partie de la route 6 du plan directeur des chemins de fer éthiopiens. Ligne à voie unique entièrement électrifiée de 218 km avec les principales gares de Hara Gebeya, Semera, Onale, Dobi et Asayta.	S2A Préfaisabilité	1,300	Financement concessionnel	Société des chemins de fer éthiopiens	Entreprendre une étude de faisabilité complète

<b>TRAD31</b>	SGR Addis Ababa - Jimma - Dima - Raad	Ferroviaire	Djibouti	Ligne SGR, qui fait partie de la route 3 du plan directeur des chemins de fer éthiopiens. Ligne à voie unique entièrement électrifiée de 740 km avec les principales gares de Sebeta, Ambo, Ijaji, Seka, Jimma, Bedele, Tepi et Dima.	S2B Faisabilité	4,400	Financement concessionnel	Société des chemins de fer éthiopiens	Examiner la faisabilité et identifier les sources de financement
<b>TRAD32</b>	SGR Raad-Boma-Kapoeta	Ferroviaire	Djibouti	La ligne SGR qui reliera le Soudan du Sud à l'Éthiopie via la frontière de Raad/Boma à Kapoeta où elle sera reliée à la ligne SGR prévue sur le corridor LAPSSET vers Juba.	S1 Définition du projet	2,400	Financement concessionnel	Ministère des transports du Soudan du Sud	La réalisation du projet dépend de la construction de la ligne Addis Abeba - Jimma - Dima - Raad
<b>TRAD33</b>	Mise à niveau du SGR Djibouti - Adama à double voie / double pile	Ferroviaire	Djibouti	À long terme, le SGR de Mombasa à Nairobi devra passer de la voie simple à la voie double ou aux wagons à double empilement.	S1 Définition du projet	2640	Financement concessionnel	Société des chemins de fer éthiopiens	Projet de vision à long terme à développer dans la future révision de l'IRIMP
<b>TRAP26</b>	Haya-Kassala-Gedarif – Metema SGR	Ferroviaire	Port Soudan	Construction d'un chemin de fer à écartement normal de Haya à Metema, à la frontière éthiopienne.	S2B Faisabilité	1,000	Financement concessionnel - China Exim Bank	Société des chemins de fer du Soudan	Entreprendre les études de faisabilité, attendre la construction de la ligne de Port Soudan à Khartoum

<b>TRAP27</b>	SGR Gedarif-Sennar-Kosti-Babanusa-Meram	Ferroviaire	Port Soudan	Construction d'une voie ferrée à écartement normal d'Al Quadarif à Meram, à la frontière avec le Soudan du Sud.	S2B Faisabilité	2,000	Financement concessionnel - China Exim Bank	Société des chemins de fer du Soudan	Entreprendre les études de faisabilité, attendre la construction de la ligne de Port Soudan à Khartoum
<b>TRAP28</b>	SGR Ad-Damazin - Kurmuk	Ferroviaire	Port Soudan	Construction d'une ligne de chemin de fer à écartement normal d'Al Damazin à Kurmuk, à la frontière avec l'Éthiopie.	S1 Définition du projet	750	Financement concessionnel - China Exim Bank	Société des chemins de fer du Soudan	Le projet a été proposé à l'origine, mais a été mis en attente par la suite. Réévaluer la viabilité du projet
<b>TRAP29</b>	Ligne ferroviaire vers la frontière Juba-Bor-Malakal-Renk-	Ferroviaire	Port Soudan	Construction d'une ligne de chemin de fer à écartement normal de Juba via Bor, Malakal et Renk jusqu'à la frontière avec le Soudan.	S1 Définition du projet	3096	Financement concessionnel	Société des chemins de fer du Soudan du Sud	Définir les détails du projet et entreprendre les études de faisabilité
<b>TRAP30</b>	SGR Ambo – Nekemte–Asosa–Kurmuk	Ferroviaire	Port Soudan	Construction d'une ligne de chemin de fer à écartement normal d'Ambo (où elle est reliée à Addis-Abeba) à la frontière soudanaise à Kurmuk, à travers Nekemte et Asosa.	S2A Préfaisabilité	2080	Financement concessionnel	Société éthiopienne des chemins de fer	Entreprendre les études de faisabilité
<b>TRAP31</b>	Juba-Wau-Meram SGR	Ferroviaire	Port Soudan	Construction d'une voie ferrée à écartement normal de Juba pour la liaison avec le SGR	S1 Définition du projet	5200	Financement concessionnel	Société des chemins de fer du Soudan du Sud	Projet de vision à long terme à développer dans la future révision de l'IRIMP

				du Soudan à la frontière à Meram.					
<b>TSPL23</b>	Phase 3 du port de Lamu : postes d'amarrage restants	Port maritime	LAPSSET	Construction de postes d'amarrage et de postes supplémentaires en fonction de la demande Les postes d'amarrage supplémentaires seront construits par étapes et financés par le secteur privé. Le projet fait partie du projet global du port de Lamu visant à construire un deuxième port pour un coût estimé à 5 milliards de dollars, qui constitue le projet phare du programme du Corridor LAPSSET .	S2A Pré faisabilité	4,000	PPP	LAPSSET Corridor Development Authority; Kenya Ports Authority	A acquérir dans des phases soumises à la demande déclenchée par une occupation à 80 % des phases précédentes.

<b>TRAL24</b>	SGR de Lamu à Isiolo	Ferroviaire	LAPSSET	533 km de ligne SGR pour le fret et les passagers. Fait partie du programme LAPSSET. Les lignes de chemin de fer à écartement normal (SGR) de LAPSSET s'étendront de Nairobi à Isiolo (270 km), de Lamu à Isiolo (533 km), d'Isiolo à Nakodok (738 km), de Nakodok à Juba, au Soudan du Sud (368 km) et d'Isiolo à Moyale (448 km), de Moyale à Addis Abeba, en Éthiopie (905 km).	S2B Faisabilité	1,500	PPP	LAPSSET Corridor Development Authority	Faisabilité complète, évaluation de l'impact social et environnemental (PAR de réinstallation). Les études préliminaires du projet ferroviaire sont terminées pour la ligne kenyane et éthiopienne et devraient passer à la phase de conception technique détaillée.
<b>TRAL25</b>	SGR d'Isiolo à Moyale	Ferroviaire	LAPSSET	Ligne SGR de 448 km pour le fret et les passagers. Fait partie de LAPSSET. Les lignes de chemin de fer à écartement normal (SGR) de LAPSSET s'étendront de Nairobi à Isiolo (270 km), de Lamu à Isiolo (533 Km), d'Isiolo à Nakodok (738 Km), de Nakodok à Juba, au Soudan du Sud (368	S2B Faisabilité	1,600	PPP	LAPSSET Corridor Development Authority	Faisabilité complète, évaluation de l'impact social et environnemental (PAR de réinstallation). Les études préliminaires du projet ferroviaire sont terminées pour la ligne kenyane et éthiopienne et devraient passer à la phase de



				km) et d'Isiolo à Moyale (448 Km), de Moyale à Addis Abeba, en Éthiopie (905 km).					conception technique détaillée.
<b>TRAL26</b>	SGR de Modjo-Awassa-Moyale	Ferroviaire	LAPSSET	Ligne SGR de 905 km pour le fret et les passagers. Fait partie de LAPSSET. Les lignes de chemin de fer à écartement normal (SGR) de LAPSSET s'étendront de Nairobi à Isiolo (270 km), de Lamu à Isiolo (533 Km), d'Isiolo à Nakodok (738 Km), de Nakodok à Juba, au Soudan du Sud (368 km) et d'Isiolo à Moyale (448 Km), de Moyale à Addis Abeba, en Éthiopie (905 km).	S2B Faisabilité	6,400	PPP	Ethiopian Railways Authority	Faisabilité complète, évaluation des impacts sociaux et environnementaux (PAR de réinstallation). Les études préliminaires du projet ferroviaire sont terminées pour la ligne kenyane et éthiopienne et devraient passer à la phase de conception technique détaillée.

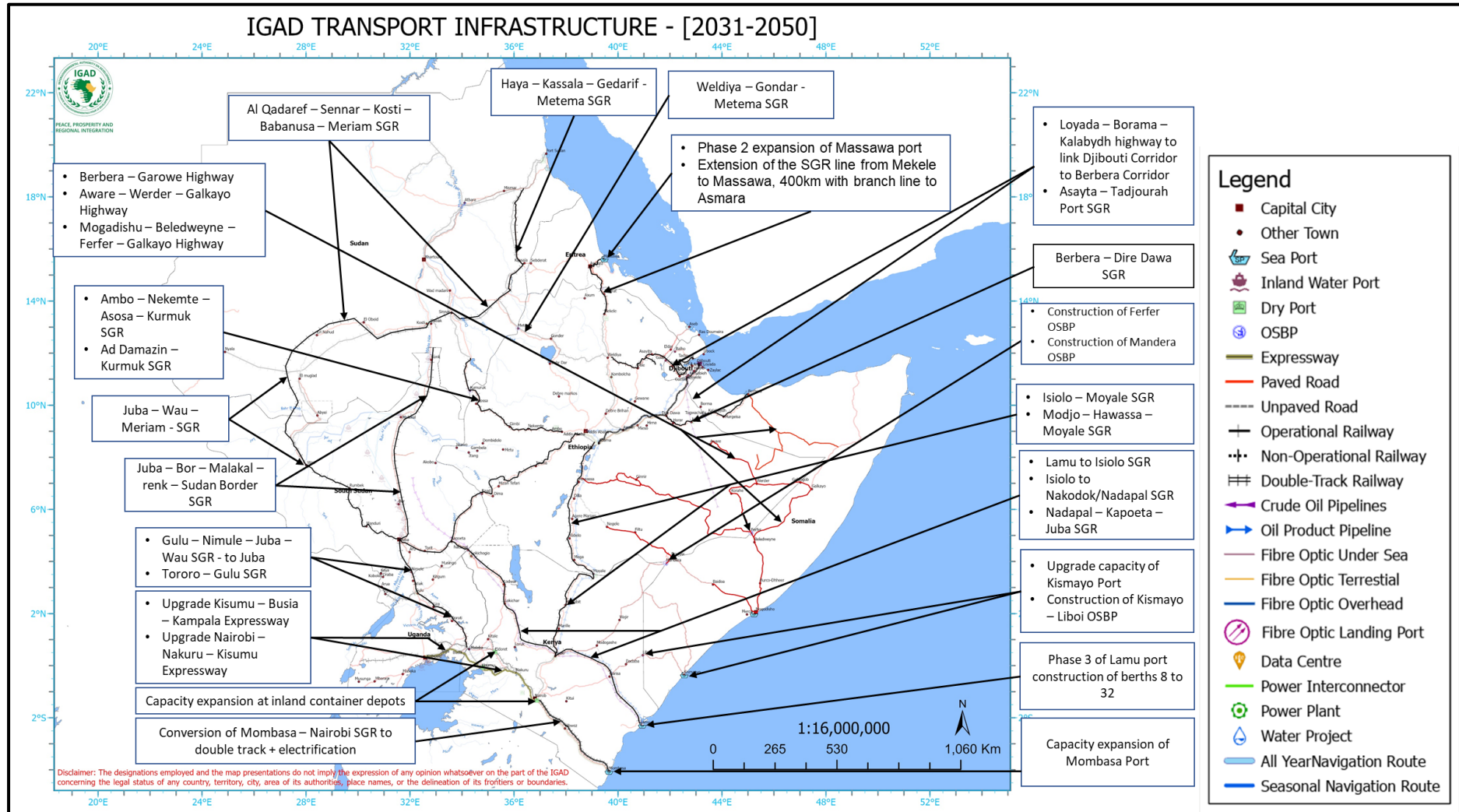
<b>TRAL27</b>	SGR d'Isiolo à Nakodok/Nadapal	Ferroviaire	LAPSSET	Ligne SGR de 738 km pour le fret et les passagers. Fait partie de LAPSSET. Les lignes de chemin de fer à écartement normal (SGR) de LAPSSET s'étendront de Nairobi à Isiolo (270 km), de Lamu à Isiolo (533 km), d'Isiolo à Nakodok (738 km), de Nakodok à Juba, au Soudan du Sud (368 km) et d'Isiolo à Moyale (448 km), de Moyale à Addis-Abeba, en Éthiopie (905 km).	S2B Faisabilité	3,900	PPP	LAPSSET Corridor Development Authority	Faisabilité complète, évaluation des impacts sociaux et environnementaux (PAR de réinstallation). Les études préliminaires du projet ferroviaire sont terminées pour la ligne kenyane et éthiopienne et devraient passer à la phase de conception technique détaillée.
<b>TRAL28</b>	SGR de Nadapal-Kapoeta-Juba	Ferroviaire	LAPSSET	Ligne SGR de 368 km pour le fret et les passagers. Fait partie de LAPSSET. Les lignes de chemin de fer à écartement normal (SGR) de LAPSSET s'étendront de Nairobi à Isiolo (270 km), de Lamu à Isiolo (533 Km), d'Isiolo à Nakodok (738 Km), de Nakodok à Juba, au Soudan du Sud (368 km) et d'Isiolo à	S2B Faisabilité	1,800	PPP	South Sudan Railways Authority	Faisabilité complète, évaluation des incidences sociales et environnementales (plan d'action de réinstallation). Les études préliminaires du projet ferroviaire sont terminées pour la ligne kenyane et éthiopienne et devraient passer à la phase de

				Moyale (448 Km), de Moyale à Addis Abeba, en Éthiopie (905 km).					conception technique détaillée.
<b>TRAB08</b>	SGR de Berbera – Dire Dawa	Ferroviaire	Berbera	SGR à voie unique	S1 Définition du projet	1,800	Financement concessionnel	Société éthiopienne des chemins de fer	Projet de vision à long terme à développer dans la future révision de l'IRIMP
<b>TRDB09</b>	Berbera – Burao (Burco) – Lascanood – Garowe	Route	Berbera	Construction d'une route de 515,6 km entre Berbera et Garowe qui se joint à la route menant au port de Bossaso et à Mogadiscio	S1 Définition du projet	520	Financement concessionnel	Ministère des Transports, Somalie	Étude de faisabilité
<b>TRDB10</b>	Misrak Gashamo - Bohotle – Quyale – Burao - Berbera	Route	Berbera	Construction d'une route entre Misrak Gashamo en Éthiopie et Burao en Somalie qui s'étend jusqu'au port de Berbera	S1 Définition du projet	568	Financement concessionnel	Ethiopia Roads Authority, Ministry of Transport Somalia	Étude de faisabilité

<b>TSPM13</b>	Phase 2 de l'extension du port de Massawa	Port maritime	Massawa	Extension supplémentaire des installations portuaires de Massawa pour faire face à l'augmentation du commerce en provenance d'Éthiopie ; construction d'installations ferroviaires multimodales pour se connecter au SGR	S1 Définition du projet	100	Privé	Autorité portuaire de Massawa	Projet de vision à long terme à développer dans la future révision de l'IRIMP
<b>TRAM14</b>	SGR de Mekele – Massawa	Ferroviaire	Massawa	Extension de la ligne SGR de Mekele à Massawa, 400 km, avec embranchement vers Asmara	S1 Définition du projet	2,000	Financement concessionnel	Ethiopian Railways Corporation	Projet de vision à long terme à développer dans la future révision de l'IRIMP
<b>TRDMo17</b>	Amélioration de la capacité du port de Mogadiscio	Port maritime	Massawa	Sous réserve de l'évaluation de la demande, une extension du port de Mogadiscio sera probablement nécessaire à long terme	S1 Définition du projet	100	Secteur privé	Autorité portuaire somalienne	Projet de vision à long terme à développer dans la future révision de l'IRIMP
<b>TBPMo18</b>	Mandera OSBP	Poste frontière	Mogadicio	Construction d'un OSBP à la frontière entre la Somalie et le Kenya à Mandera	S1 Définition du projet	20	Secteur privé	Autorité fiscale du Kenya ; Autorité fiscale de la Somalie	Projet de vision à long terme à développer dans la future révision de l'IRIMP

<b>TBPMo19</b>	Ferfer OSBP	Poste frontière	Mogadicio	Construction d'un OSBP à la frontière entre la Somalie et l'Éthiopie à Ferfer	S1 Définition du projet	20	Secteur privé	Autorité fiscale et douanière d'Éthiopie ; Autorité fiscale de Somalie	Projet de vision à long terme à développer dans la future révision de l'IRIMP
<b>TSPK08</b>	Amélioration de la capacité du port de Kismayo	Port maritime	Kismayo	Sous réserve de l'évaluation de la demande, une extension du port de Mogadiscio sera probablement nécessaire à long terme	S1 Définition du projet	100	Secteur privé	Ministère des finances, Somalie	Projet de vision à long terme à développer dans la future révision de l'IRIMP

Développement des infrastructures physiques dans la région de l'IGAD, 2031-2050



Secteur de l'énergie

Tableau A2.4 : Projets d'infrastructures énergétiques à mettre en œuvre 2020-2024

ID du projet	Dénomination	Type de sous-secteur	Corridor	Description	Étape	Coût (\$m)	Financement	Agence d'exécution	Prochaines étapes
<b>EPPN04</b>	Oléoduc Kenya-Ouganda pour les produits pétroliers (section Ouganda)	Oléoduc/gazoduc	Nord	Ce projet implique l'extension de l'oléoduc d'Eldoret jusqu'à la frontière avec l'Ouganda et jusqu'à Kampala, soit environ 340 km. En novembre 2014, la Société financière internationale, une branche de la Banque mondiale, s'est engagée à prêter 600 millions de dollars US pour la construction de la section Eldoret-Kampala du projet.	S3A Structuration du projet	600	Financement concessionnel - Prêt de la SFI	Kenya Pipeline Company; National Pipeline Company Uganda Limited	Le projet devait être développé conjointement par le Gouvernement du Kenya et le Gouvernement de l'Ouganda, chacun étant responsable de la section relevant de sa juridiction géographique.
<b>EPIN15</b>	Interconnexion Ouganda - Soudan du Sud (400kV)	Interconnexion électrique	Nord	Aussi connue sous le nom de ligne électrique à haute tension Karuma-Juba, est une ligne de transmission à double circuit de 400kV, reliant la sous-station à haute tension de Karuma, dans le district de Kiryandongo, dans la région ouest de l'Ouganda, à une autre sous-station à haute tension à Juba, au Soudan du Sud. La ligne fait environ 190 km en Ouganda, de Karuma à Olwiyo et jusqu'à la	S2A Préfaisabilité	300	Financement concessionnel	Uganda Electricity Transmission Company; South Sudan Electricity Corporation	Étude complète de faisabilité à réaliser

				frontière à Elegu. Au Soudan du Sud, elle s'étend sur 190 km de Nimule à Juba.					
<b>EPPD02</b>	Pipeline de Djibouti à l'Ethiopie (Corne de l'Afrique)	Oléoduc/gazoduc	Djibouti	Les pipelines multiproduits en acier de 550 km de long et de 20 pouces de diamètre a la capacité de transporter 240 000 barils de carburant par jour. Il transportera du diesel, de l'essence et du carburéacteur de Damerjog, à Djibouti, jusqu'à une installation de stockage à Awash, dans le centre de l'Éthiopie. Le projet comprendra la construction d'une installation d'importation et d'un parc de stockage tampon de 950 000 barils, ainsi que de stations de pompage et de surveillance à Damerjog, à Djibouti, qui seront reliées à un terminal de stockage et à une installation de chargement de camions à Awash, en Éthiopie, par l'intermédiaire du pipeline proposé.	S3B Soutien aux transactions et bouclage financier	1,550	Secteur privé	Black Rhino Group, Royal Bafokeng Holdings	Le projet est actuellement en attente



<b>EPIID12</b>	Deuxième interconnexion de transport d'électricité Ethiopie - Djibouti 230kV	Interconnexion électrique	Djibouti	La deuxième interconnexion proposée consistera en une nouvelle ligne de transmission à double circuit de 230 kV de 292 km (190 km à Djibouti, 102 km en Éthiopie) reliant les sous-stations de Semera, en Éthiopie, et de Nagad, à Djibouti. Le projet comprend également l'extension des sous-stations existantes à Semera et Nagad. Un protocole d'accord pour le projet entre les deux pays a été signé en juillet 2013, et une étude de faisabilité a été achevée en 2017, entreprise par Tractebel et financée par le Fonds koweïtien.	S3A Structuration du projet	100	Financements concessionnels - Le Fonds Koweïtien et la Banque ExIm de l'Inde ont exprimé leur intérêt	Ethiopian Electric Power (EEP) et Electricité de Djibouti (EDD)	Identifier le bailleur de fonds
<b>EPIPO6</b>	Interconnexion de transport d'électricité entre l'Éthiopie et le Soudan (500KV) (Projet 6 de réseau de transport d'énergie verte en Afrique de l'Est - Guba (Éthiopie) - Khartoum (Soudan))	Interconnexion de transport d'électricité	Port Soudan	Construction d'une ligne de transmission de 500 kV et des sous-stations associées qui relient les réseaux électriques de l'Éthiopie et du Soudan afin de faciliter le commerce de l'électricité et de promouvoir la stabilité des systèmes électriques. La ligne sera de 580 km, dont 564 km au Soudan, et se terminera à Khartoum, 16 km en	S3A Structuration du projet	514	Financement concessionnel	Société soudanaise de transmission d'électricité Ltd. (SETCO) ; Ethiopian Electricity Power Cooperation (EEPCo)	Mise à jour du modèle financier, y compris l'évaluation de l'accessibilité financière par les services publics ; sondages du marché auprès des IFD et des investisseurs institutionnels ; processus d'appel d'offres/d'appel à propositions pour choisir le maître

				Éthiopie, pour se terminer au barrage de Grand Renaissance. Le projet comprend également deux nouvelles sous-stations de 500 kV à Rabak et Jebel Aulia (toutes deux au Soudan), ainsi que des extensions de lignes électriques aux sous-stations existantes suivantes : Grand Renaissance (500kV Ethiopie), Rabak (220kV, Soudan) et Jebel Aulia (220kV, Soudan).					d'œuvre de l'EPC ; négociations avec les prêteurs et éventuelles demandes de financement.
<b>EPPL03</b>	Oléoduc de pétrole brut : Lamu vers le Soudan du Sud	Oléoduc/ Gazoduc	LAPSSET	La conception technique détaillée a été achevée en 2016 ; l'accord de projet a été signé entre le gouvernement du Kenya et le consortium DBSA le 29 novembre 2017 pour la construction de la route.	S2B Faisabilité	3,064	PPP, Tullow Oil	Tullow Oil; LAPSSET Corridor Development Authority	Les études d'avant-projet détaillé (FEED) et d'évaluation des impacts environnementaux et sociaux (ESIA) sont en cours et devraient être achevées d'ici mars 2019, après quoi une décision d'investissement sera prise.

<b>EPILO8</b>	Plusieurs interconnexions de transport d'électricité de 220kv	Interconnexion électrique	LAPSSET	Le projet d'autoroute Modjo - Hawassa (209 km) sera mis en œuvre en deux phases. La première phase consiste en la construction de 93 km d'une nouvelle route à quatre voies à double chaussée asphaltée entre les villes de Modjo et de Zeway. La phase 2 ira de Zeway à Hawassa.	S2B Faisabilité	232	Financement concessionnel	Kenya Electricity Transmission Company (KETRACO)	Mener des études de faisabilité
<b>EPIM07</b>	Interconnexion de puissance 66kv Soudan - Érythrée (Section Érythrée)	Interconnecteur d'alimentation	Massawa	Développement de l'interconnexion électrique 66KV en Érythrée - une extension de la ligne électrique 66kv de Kassala à Aligider	S1 Définition du projet	8	Financement gouvernemental	Autorité érythréenne de l'électricité	Mener une étude de faisabilité
<b>EPIMo03</b>	Interconnexion Ethiopie - Somalie (500KV)	Interconnexion électrique	Mogadicio	Construction d'une ligne de transport d'électricité de 500KV pour relier l'Ethiopie et la Somalie. Le tracé exact reste à déterminer	S1 Définition du projet	1188	Secteur privé	Société d'énergie électrique d'Ethiopie (EEPCO)	Projet de vision à long terme à développer dans la future révision de l'IRIMP

Développement des infrastructures physiques dans la région de l'IGAD, 2020 - 2024

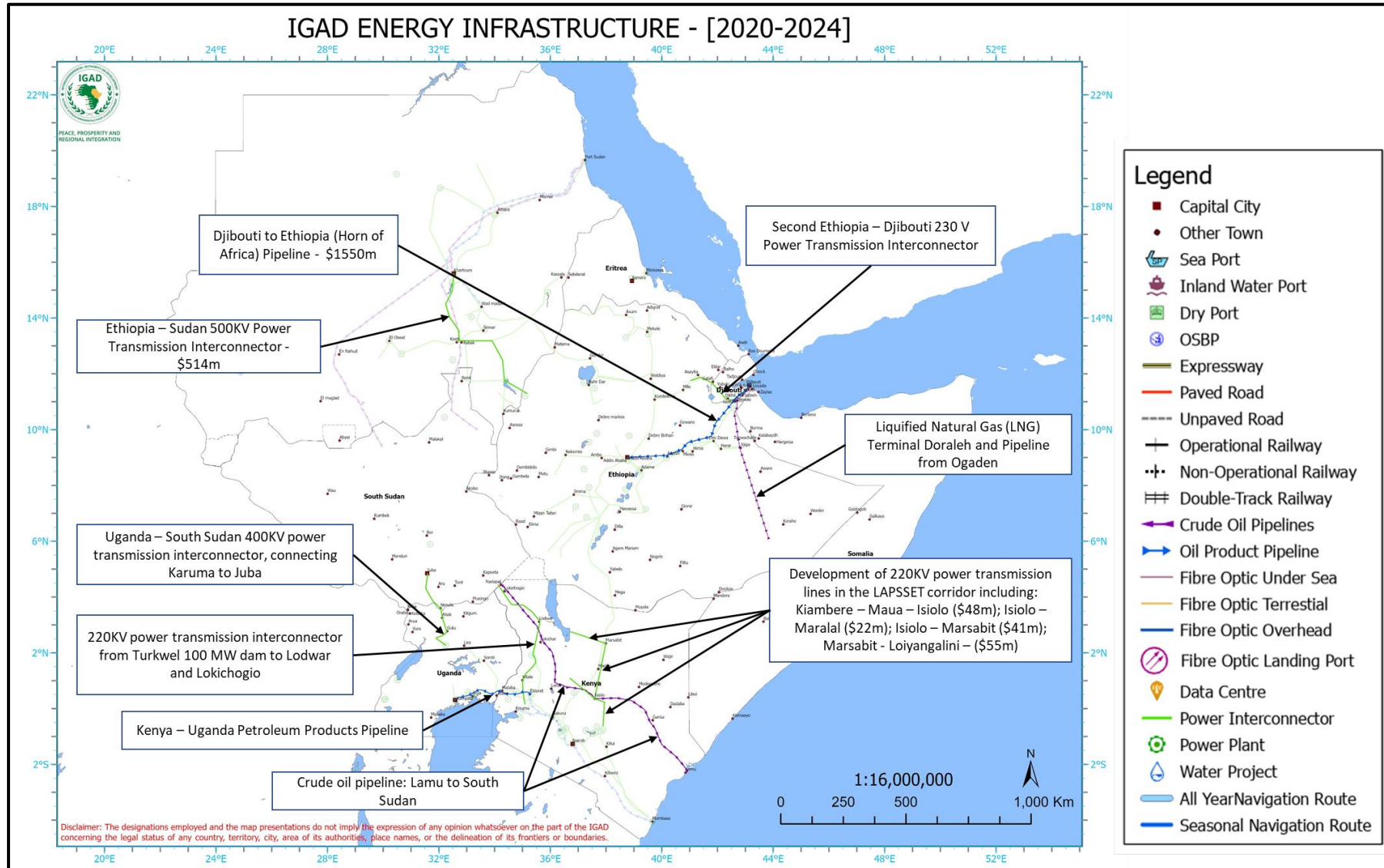


Tableau A2.5 : Projets d'infrastructures énergétiques à mettre en œuvre 2025-2030

ID du projet	Dénomination	Type de sous-secteur	Corridor	Description	Étape	Coût (\$m)	Financement	Agence d'exécution	Prochaines étapes
<b>EPID23</b>	Interconnexion Ethiopie - Soudan du Sud (400KV)	Interconnexion électrique	Djibouti	400kV, Interconnexion Ethiopie - Soudan du Sud (Tepi-Bor) (Ethiopie (Dedesa-Tepi) - Soudan du Sud (Bor) Power TL -Juba, 500 kV de 700 km)	S2A Préfaisabilité	235	Financement concessionnel	Ethiopian Electricity Power Cooperation (EEPCo); South Sudan Electricity Corporation (SSEC)	Étude de faisabilité et conception détaillée (aucune étude de faisabilité n'a été réalisée, mais le profil du projet a été préparé par l'EAPP)
<b>EPID24</b>	Interconnexion Ethiopie - Soudan du Sud (230KV)	Interconnexion électrique	Djibouti	Interconnexion 230kV Ethiopie-Soudan du Sud (Gambella-Malakal (Phase 1), 230kV de 357 km)	S2A Préfaisabilité	100	Financement concessionnel	Ethiopian Electricity Power Cooperation (EEPCo); South Sudan Electricity Corporation (SSEC)	Étude de faisabilité et conception détaillée (aucune étude de faisabilité n'a été réalisée, mais le profil du projet a été préparé par l'EAPP)
<b>EPPD26</b>	Soudan du Sud - Oléoduc du port de Djibouti	Oleoduc	Djibouti	Le projet fournira une route alternative pour le pétrole brut du Soudan du Sud pour accéder au port de Djibouti pour l'exportation vers le marché international. Le projet couvrira 3 pays traversant l'Éthiopie	S0 Environnement favorable et évaluation des besoins	5000	Financement concessionnel	Ministère du pétrole et des mines, Soudan du Sud; Ministère des mines et du pétrole, Éthiopie; Ministère de l'énergie et des ressources naturelles, Djibouti	Entreprendre les travaux de conception nécessaires avant la phase de préfaisabilité



<b>EPPP10</b>	Oléoduc Soudan- Ethiopie	Oléoduc/gazoduc	Port Soudan	Il s'agit de prolonger le pipeline de 12 pouces de la région de Haya à Gedaref, Algalabat, puis à Addis-Abeba, en Éthiopie, pour approvisionner l'Éthiopie en produits pétroliers. La longueur totale de l'oléoduc est d'environ 1 600 km.	S2A Pré faisabilité	300	Fonds publics	Sudanese Petroleum Pipeline Company	Réaliser les études de faisabilité
<b>EPPP11</b>	Oléoduc Soudan - Soudan du Sud	Oléoduc/gazoduc	Port Soudan	L'extension de l'oléoduc de 12 pouces de la région de Madani à l'Algabalain via Rabak à Juba. L'Algabalain est situé près de la frontière du Soudan du Sud. La longueur de cet oléoduc est d'environ 320 km.	S1 Définition du projet	250	Fonds publics	Sudanese Petroleum Pipeline Company	Réaliser les études de faisabilité

EPPL13	Oléoduc de produits : du Kenya à l'Éthiopie	Oléoduc/gazoduc	LAPSSET	Le projet s'étend de Lamu - Isiolo - Moyale - Addis Abeba (Ethiopie), sur une distance de 987 km. Étant donné que le Kenya et l'Éthiopie sont reliés par des infrastructures routières, il pourrait être stratégique d'accélérer la construction d'un pipeline de produits reliant l'Éthiopie qui, à ce jour, n'en possède pas. L'accord bilatéral sur le développement et l'exploitation du port de Lamu - Isiolo, Nakuru - Isiolo et Isiolo - Moyale - Hawassa - Addis Abeba Product Oil Pipeline a été rédigé et approuvé par le procureur général le 17 juin 2016. L'accord bilatéral a ensuite été négocié avec l'Éthiopie lors des négociations bilatérales qui se sont tenues les 18 et 19 juin 2016. L'accord a ensuite été signé le 23 juin 2016 lors de la visite d'État au Kenya du Premier ministre de la République fédérale démocratique d'Éthiopie.	S2A Pré faisabilité	885	PPP	LAPSSET Corridor Development Authority	Conception du pipeline par les investisseurs ; étude de faisabilité sur le projet de pipeline par les investisseurs.
EPPL15	Oléoduc de pétrole brut : De Jonglei à Nandapal	Oléoduc/gazoduc	LAPSSET	Proposition de phase du Soudan du Sud de l'oléoduc de pétrole brut pour relier les régions productrices de pétrole de Jonglei à l'oléoduc kenyan à la frontière à Nandapal / Nakodok.	S1 Définition du projet	800	PPP	South Sudan Ministry of Petroleum and Mining	Mener une étude de faisabilité

<b>EPIL16</b>	Interconnexion Kenya - Soudan du Sud (220KV)	Interconnexion électrique	LAPSET	La mise en place de l'interconnexion de 220KV est liée à l'oléoduc de Jonglei. Elle permettra de relier le réseau de Juba et du Soudan du Sud au réseau kenyan.	S1 Définition du projet	85	Financement mixte	Kenya Electricity Transmission Company (KETRACO)	Mener une étude de faisabilité
<b>EPIB07</b>	Interconnexion Ethiopie - Somalie (230KV)	Interconnexion électrique	Berbera	Interconnexion électrique de 230 KV de Jijiga au port de Berbera via Hargeisa	S1 Définition du projet	40	Financement concessionnel	Ethiopian Electric Power	Mener une étude de faisabilité complète et identifier les bailleurs de fonds potentiels et les modalités de financement
<b>EPIM09</b>	Interconnexion Erythrée - Soudan (230KV)	Interconnexion électrique	Massawa	Interconnexion de transmission électrique à double circuit 230kV Soudan-Erythrée de Kassala au Soudan via Tesene-Barentu-Akordat-Keren à Asmara, Erythrée	S2A Préfaisabilité	140	Financement concessionnel	Eritrean Electricity Corporation (EEC); Sudanese Electricity Transmission Company Ltd. (SETCO)	Mener une étude de faisabilité complète et identifier les bailleurs de fonds potentiels
<b>EPIM10</b>	Interconnexion Erythrée - Ethiopie (230KV)	Interconnexion électrique	Massawa	Double circuit 230kV, interconnexion de transmission d'électricité entre l'Ethiopie et l'Erythrée (Enda Silasie-Asmara)	S2A Préfaisabilité	75	Financement concessionnel	Eritrean Electricity Corporation (EEC); Ethiopian Electricity Power Cooperation (EEPCo)	Mener une étude de faisabilité complète et identifier les bailleurs de fonds potentiels



Développement des infrastructures physiques dans la région de l'IGAD, 2025 - 2030

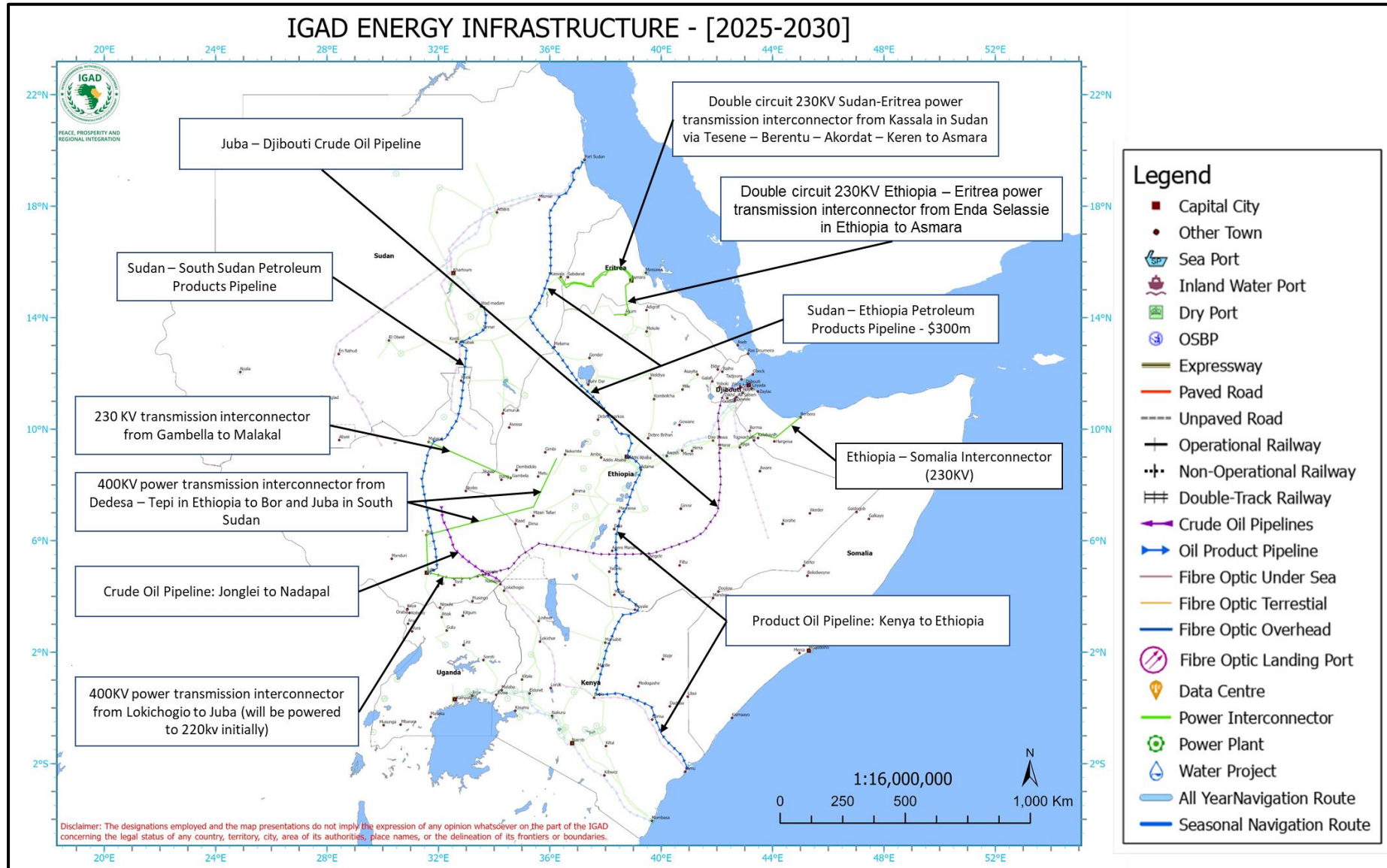


Tableau A2.6 : Projets d'infrastructures énergétiques à mettre en œuvre 2031-2050

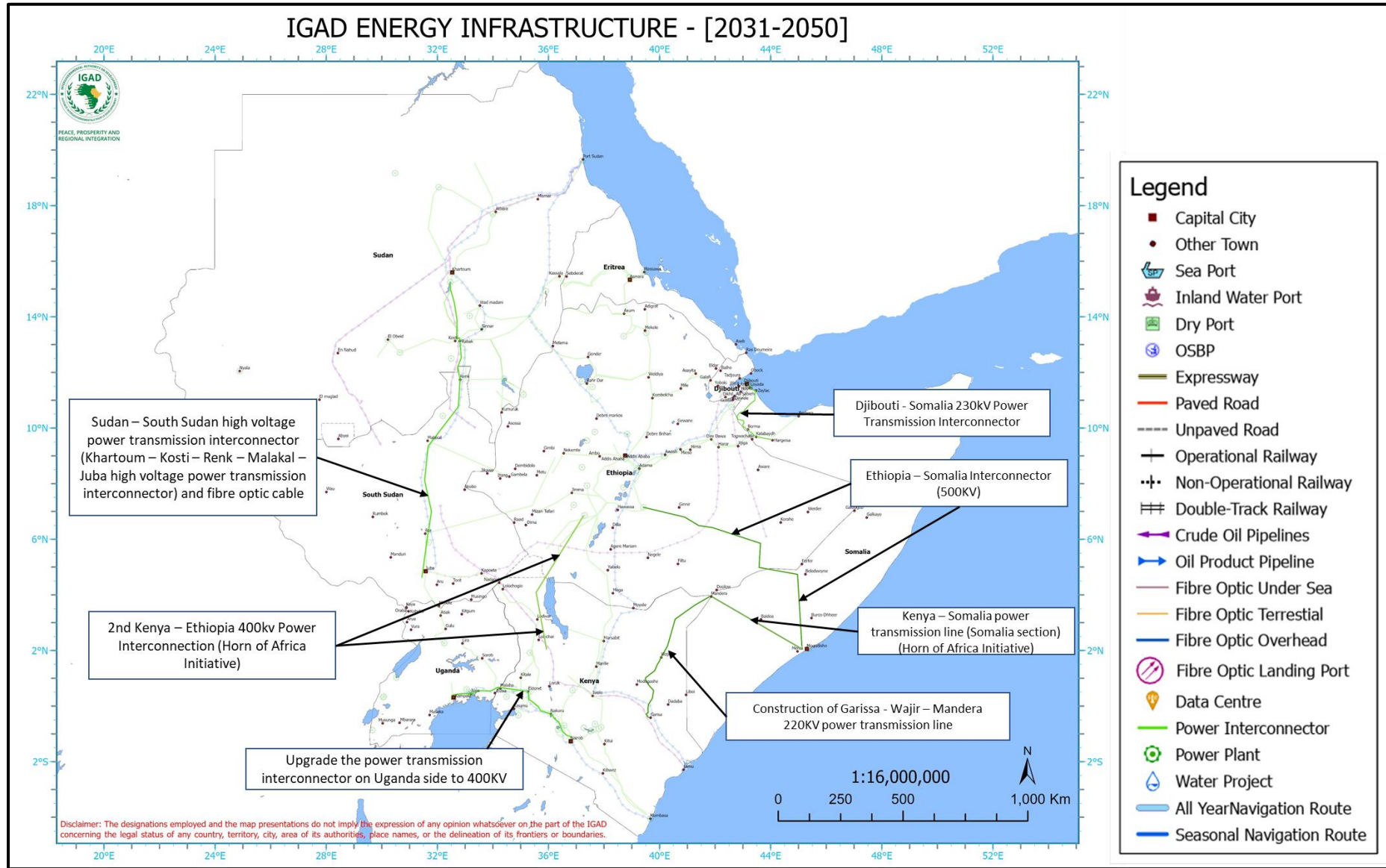
ID du projet	Dénomination	Type de sous-secteur	Corridor	Description	Étape	Coût (\$m)	Financement	Agence d'exécution	Prochaines étapes
EPIN34	Kenya - Ouganda : mise à niveau du côté ougandais à 400kV	Interconnexion électrique	Nord	Lorsque la demande sera suffisante, l'interconnexion de transport d'électricité devrait être portée à 400kV du côté ougandais ; elle est actuellement de 220kV	S1 Définition du projet	520	Financement concessionnel	Société de transport d'électricité de l'Ouganda	Projet de vision à long terme à développer dans la future révision de l'IRIMP
EPID34	Djibouti - Interconnexion de transport d'électricité en Somalie 230kV	Interconnexion électrique	Djibouti	L'interconnexion proposée emprunte une grande partie de la tension de la deuxième interconnexion de transport d'énergie électrique 230 kV Éthiopie - Djibouti, car Djibouti et la Somalie ne sont pas des producteurs d'électricité.	S1 Définition du projet	100	Financement concessionnel	Electricité de Djibouti (EDD)	Études de faisabilité
EPIP32	Interconnexion de transport d'électricité haute tension Soudan - Soudan du Sud	Interconnexion électrique	Port Soudan	Construction d'une ligne de transmission d'électricité à haute tension reliant Juba au Soudan.	S1 Définition du projet	1152	Financement concessionnel	Société d'électricité du Soudan du Sud (SSEC)	Projet de vision à long terme à développer dans la future révision de l'IRIMP
EPIL29	2e interconnexion électrique Kenya - Éthiopie 400kv (Initiative de la Corne de l'Afrique)	Interconnecteur d'énergie	LAPSSET	La construction d'une interconnexion électrique de 400KV de Lodwar - Lokitung à l'Éthiopie 400KV	S1 Définition du projet	111.5	PPP	KETRACO, EEPCo	Entreprendre une étude de faisabilité



				proposée dans le cadre de la Corne de l'Afrique.					
<b>EPIM020</b>	Kenya - Ligne de transport d'électricité en Somalie (section Somalie)	Interconnexion électrique	Massawa	Construction d'une ligne 220 KV de Manderà à Mogadiscio	S1 Définition du projet	620	Secteur privé	Ministère de l'Énergie de la Somalie	Mener des études de faisabilité
<b>EPIMo21</b>	Ligne de transmission Garissa - Wajir - Manderà 220KV	Interconnexion électrique	Mogadiscio	Construction d'une ligne de 220 KV de Garissa à Manderà en passant par Wajir	S1 Définition du projet	192	Gouv du Kenya	Kenya Electricity Transmission Company Ltd (KETRACO)	Mener des études de faisabilité



Développement des infrastructures physiques dans la région de l'IGAD, 2031 - 2050



Secteur des TIC

Tableau A2.7 : Projets d'infrastructures TIC à mettre en œuvre 2020-2024

ID du projet	Dénomination	Type de sous-secteur	Corridor	Description	Étape	Coût (\$m)	Financement	Agence d'exécution	Prochaines étapes
<b>IFON16</b>	Liaison par fibre optique Juba-Kampala (section du Soudan du Sud)	Câble à fibres optiques	Nord	Ce projet de câble à fibre optique reliant Juba à Kampala, soit environ 630 km, a été présenté dans le cadre du PIDA PAP 2020.	S1 Définition du projet	19	Subvention des bailleurs de fonds	Ministère des télécommunications et des services postaux du Soudan du Sud	Étude complète de faisabilité à réaliser
<b>IFON20</b>	Points de présence sous-marins transfrontaliers (PoP) et installation régionale de centre intelligent et centre de données	Câble à fibre optique et centre de données	Nord	Le projet encouragera les infrastructures d'interconnectivité aux points frontaliers qui comprendront des PoP de 400 Gbit / s et le centre de données Smart Hub de Mombasa n'est actuellement pas disponible. L'interconnexion du projet contribuera à la route transafricaine des TIC du Cap au Caire, au Couloir nord et au Couloir LAPSSET.	S1 Définition du projet	70	À définir	Ministères des TIC des États membres de l'IGAD	Étude complète de faisabilité à réaliser

<b>IFON21</b>	Centre de données national de Konza et installations de la ville intelligente	Centre de données TIC	Nord	Konza Technopolis sera un pôle technologique durable de classe mondiale et un moteur économique majeur dans la région de l'IGAD	S4B Construction	173	Autorité Konza Technopolis ; Ministère des TIC	Ministères des TIC des États membres de l'IGAD	Mise en service et opérationnalisation
<b>IFON22</b>	Adoption d'un réseau d'une région	Échange de trafic vocal	Nord	Adoption d'un réseau d'une zone pour réduire les frais d'appel dans toute la région	S1 Définition du projet	0.5	Financement gouvernemental, Secteur privé	Djibouti, Erythrée, Ethiopie, Kenya, Soudan, Soudan du Sud, Somalie, Ouganda Ministère des TIC	Entreprendre une étude de faisabilité
<b>IFOD13</b>	Djibouti Afrique Express régional (DARE)	Câble à fibres optiques		Câble sous-marin de 60 Tbit/s, d'une longueur totale de 4 763 km. Le Kenya considère qu'il s'agit d'une redondance pour les TEAM. Le secteur privé considère Djibouti comme une redondance pour les points d'atterrissage de Mombasa. DARE commencera à Djibouti et aura des points	S3A Structuration du projet	100	Secteur privé	Consortium de : Djibouti Telecom ; Africa Marine Express ; TeleYemen ; Telesom CompanyHormuud Telecom Somalia Inc ; Golis Telecom ;Groupe Somtel	Finaliser la structure du consortium, attribuer les parts, finaliser le contrat

				d'atterrissage à Berbera, Bossaso, Mogadiscio, Mombasa, Dar es Salaam et au Yémen.					
<b>IFOD14</b>	Installation de 681 km de câble à fibres optiques	Câble à fibres optiques	Djibouti	Installation de câbles pour stimuler le trafic le long des corridors routiers : Djibouti-Éthiopie (Djibouti-Galafi, Djibouti-Galilee et Tadjourah-Balho) ; Djibouti-Somalie (Djibouti-Loyada)	S3A Structuration du projet	32	Secteur privé	Djibouti Telecom	Finaliser le financement
<b>IFOD15</b>	Point d'échange internet du Soudan du Sud	Point d'échange Internet	Djibouti	Construction d'un point d'échange internet au Soudan du Sud	S1 Définition du projet	3	Financement gouvernemental	Ministère soudanais des TIC et des services postaux	Entreprendre une étude de faisabilité

<b>IFOD16</b>	Djibouti – Addis-Abeba – Juba –Lien fibre optique	Fibre optique	Djibouti	Construction d'une ligne de fibre optique de Djibouti à Juba pour compléter et transformer l'autoroute Djibouti – Kampala en un couloir intelligent	S1 Project Definition	30	Secteur privé	Djibouti, Ethiopie, Soudan du Sud ministères des TIC	Entreprendre une étude de faisabilité
<b>IFOD17</b>	Juba - Kampala Fibre Optique Lien	Fibre optique	Djibouti	Construction d'une ligne à fibre optique de Juba à Kampala pour compléter et transformer l'autoroute Djibouti – Kampala en un couloir intelligent	S1 Définition du projet	19	Secteur privé	Ministères des TIC du Soudan du Sud et de l'Ouganda	Entreprendre une étude de faisabilité
<b>IFOD18</b>	Adoption d'un réseau d'une région	Échange de trafic vocal	Djibouti	Adoption d'un réseau d'une zone pour réduire les frais d'appel dans toute la région	S1 Définition du projet	0.5	Financement gouvernemental, Secteur privé	Djibouti, Erythrée, Ethiopie, Kenya, Soudan, Soudan du Sud, Somalie, Ouganda Ministère des TIC	Entreprendre une étude de faisabilité



<b>IFOL09</b>	Câble à fibres optiques de Nadapal - Juba	Câble à fibres optiques	LAPSSSET	Plusieurs lignes de transmission de 220kV sont prévues pour alimenter le corridor, notamment : du barrage de Turkwel 100 MW à Lodwar et Lokichogio (66 millions de dollars) ; Kiambere - Maua - Isiolo (48 millions de dollars) ; Isiolo - Maralal (22 millions de dollars) ; Isiolo - Marsabit (41 millions de dollars) ; Marsabit - Loiyangalani (55 millions de dollars)	S2A Préfaisabilité	15	Subvention d'un bailleur de fonds - Banque mondiale	Ministère des télécommunications et des services postaux du Soudan du Sud	Le câble à fibre optique du côté du Kenya reliant Nandapal à Eldoret est terminé. Besoin d'assurer le financement du côté du Soudan du Sud.
<b>IFOL10</b>	Adoption d'un réseau d'une région	Échange de trafic vocal	LAPSSSET	Adoption d'un réseau d'une zone pour réduire les frais d'appel dans toute la région	S1 Définition du projet	0.5	Financement gouvernemental, Secteur privé	Djibouti, Erythrée, Ethiopie, Kenya, Soudan, Soudan du Sud, Somalie, Ouganda Ministère des TIC	Entreprendre une étude de faisabilité

<b>IFOB05</b>	Câble à fibres optiques de Berbera – Togochaale	Câble à fibres optiques		Le câble terrestre à fibre optique Berbera - Togochaale est un projet de TIC qui reliera les réseaux de télécommunications de la Somalie et de l'Éthiopie. La longueur estimée du câble sera de 260 km et de vingt-quatre paires avec une capacité estimée à 100G. La liaison sera conçue conformément aux normes de l'UIT, qui sont acceptées dans le monde entier. En outre, le projet se déroulera le long de la route Berbera - Togochaale.	S3A Structuration de projet	10	Secteur privé	Telesom	Soutien consultatif aux transactions
<b>IFOB06</b>	Adoption d'un réseau d'une région	Échange de trafic vocal	Berbera	Adoption d'un réseau d'une zone pour réduire les frais d'appel dans toute la région	S1 Définition du projet	0.5	Financement gouvernemental, Secteur privé	Djibouti, Erythrée, Ethiopie, Kenya, Soudan, Soudan du Sud, Somalie, Ouganda Ministère des TIC	Entreprendre une étude de faisabilité

<b>IFOMo0 4</b>	Liaison par fibres optiques entre Nairobi et Mogadiscio (section Kenya) et point de présence	Câble à fibres optiques	Mogadishu	Construction d'un réseau de câbles à fibres optiques reliant Nairobi à Mogadiscio	S1 Définition du projet	34	Secteur privé	Kenya ICT Authority et Liquid Telecom	Projet de vision à long terme à développer dans la future révision de l'IRIMP
<b>IFOMo0 5</b>	Point d'échange internet en Somalie	Point d'échange Internet	Mogadishu	Construction d'un point d'échange internet en Somalie à Mogadiscio	S1 Définition du projet	4	Financement concessionnel	Ministère somalien des TIC	Étude de faisabilité
<b>IFOMo0 6</b>	Adoption d'un réseau d'une région	Échange de trafic vocal	Mogadishu	Adoption d'un réseau d'une zone pour réduire les frais d'appel dans toute la région	S1 Définition du projet	0.5	Financement gouvernemental, Secteur privé	Djibouti, Erythrée, Ethiopie, Kenya, Soudan, Soudan du Sud, Somalie, Ouganda Ministère des TIC	Entreprendre une étude de faisabilité

<b>IFOK02</b>	Garissa - Liaison fibre optique Kismayo (section Kenya)	Câble de fibre optique	Kismayo	Construction d'un câble à fibre optique reliant Garissa au Kenya au port de Kismayo en Somalie	S1 Définition du projet	20	Secteur privé	Ministère des TIC Kenya,	Étude de faisabilité et conception technique détaillée
<b>IFOK04</b>	Adoption d'un réseau d'une région	Échange de trafic vocal	Kismayo	Adoption d'un réseau d'une zone pour réduire les frais d'appel dans toute la région	S1 Définition du projet	0.5	Financement gouvernemental, Secteur privé	Djibouti, Erythrée, Ethiopie, Kenya, Soudan, Soudan du Sud, Somalie, Ouganda Ministère des TIC	Entreprendre une étude de faisabilité



Développement des infrastructures physiques dans la région de l'IGAD, 2020 - 2024

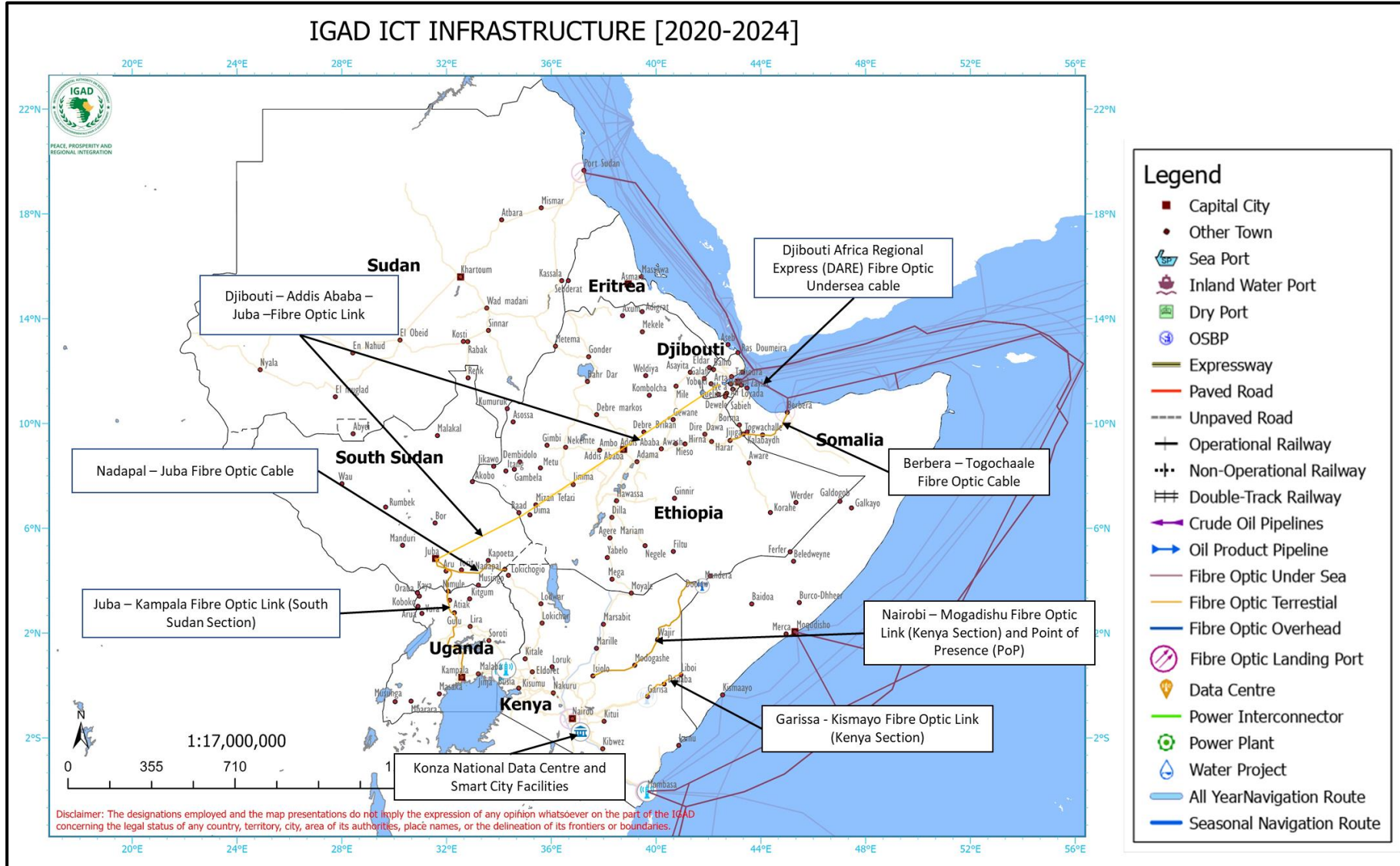


Tableau A2.8 : Projets d'infrastructures TIC à mettre en œuvre 2025-2030

ID du projet	Dénomination	Type de sous-secteur	Corridor	Description	Étape	Coût (\$m)	Financement	Agence d'exécution	Prochaines étapes
IFON16	Liaison par fibre optique Juba-Kampala (section du Soudan du Sud)	Câble à fibres optiques	Nord	Ce projet de câble à fibre optique reliant Juba à Kampala, soit environ 630 km, a été présenté dans le cadre du PIDA PAP 2020.	S1 Définition du projet	19	Subvention des bailleurs de fonds	Ministère des télécommunications et des services postaux du Soudan du Sud	Étude complète de faisabilité à réaliser
IFON20	Points de présence sous-marins transfrontaliers (PoP) et installation régionale de centre intelligent et centre de données	Câble à fibre optique et centre de données	Nord	Le projet encouragera les infrastructures d'interconnectivité aux points frontaliers qui comprendront des PoP de 400 Gbit / s et le centre de données Smart Hub de Mombasa n'est actuellement pas disponible. L'interconnexion du projet contribuera à la route transafricaine des TIC du Cap au Caire, au Couloir nord et au Couloir LAPSET.	S1 Définition du projet	70	À définir	Ministères des TIC des États membres de l'IGAD	Étude complète de faisabilité à réaliser

<b>IFON21</b>	Centre de données national de Konza et installations de la ville intelligente	Centre de données TIC	Nord	Konza Technopolis sera un pôle technologique durable de classe mondiale et un moteur économique majeur dans la région de l'IGAD	S4B Construction	173	Autorité Konza Technopolis ; Ministère des TIC	Ministères des TIC des États membres de l'IGAD	Mise en service et opérationnalisation
<b>IFON22</b>	Adoption d'un réseau d'une région	Échange de trafic vocal	Nord	Adoption d'un réseau d'une zone pour réduire les frais d'appel dans toute la région	S1 Définition du projet	0.5	Financement gouvernemental, Secteur privé	Djibouti, Erythrée, Ethiopia, Kenya, Soudan, Soudan du Sud, Somalie, Ouganda Ministère des TIC	Entreprendre une étude de faisabilité
<b>IFOD13</b>	Djibouti Afrique Express régional (DARE)	Câble à fibres optiques		Câble sous-marin de 60 Tbit/s, d'une longueur totale de 4 763 km. Le Kenya considère qu'il s'agit d'une redondance pour les TEAM. Le secteur privé considère Djibouti comme une redondance pour les points d'atterrissage de Mombasa. DARE commencera à Djibouti et aura des points d'atterrissage à Berbera, Bossaso, Mogadiscio,	S3A Structuration du projet	100	Secteur privé	Consortium de : Djibouti Telecom ; Africa Marine Express ; TeleYemen ; Telesom CompanyHormuud Telecom Somalia Inc ; Golis Telecom ;Groupe Somtel	Finaliser la structure du consortium, attribuer les parts, finaliser le contrat

				Mombasa, Dar es Salaam et au Yémen.					
<b>IFOD14</b>	Installation de 681 km de câble à fibres optiques	Câble à fibres optiques	Djibouti	Installation de câbles pour stimuler le trafic le long des corridors routiers : Djibouti-Éthiopie (Djibouti-Galafi, Djibouti-Galilee et Tadjourah-Balho) ; Djibouti-Somalie (Djibouti-Loyada)	S3A Structuration du projet	32	Secteur privé	Djibouti Telecom	Finaliser le financement
<b>IFOD15</b>	Point d'échange internet du Soudan du Sud	Point d'échange Internet	Djibouti	Construction d'un point d'échange internet au Soudan du Sud	S1 Définition du projet	3	Financement gouvernemental	Ministère sud-soudanais des TIC et des services postaux	Entreprendre une étude de faisabilité



<b>IFOD16</b>	Djibouti – Addis-Abeba – Juba –Lien fibre optique	Fibre optique	Djibouti	Construction d'une ligne de fibre optique de Djibouti à Juba pour compléter et transformer l'autoroute Djibouti – Kampala en un couloir intelligent	S1 Project Definition	30	Secteur privé	Djibouti, Ethiopie, Soudan du Sud ministères des TIC	Entreprendre une étude de faisabilité
<b>IFOD17</b>	Juba - Kampala Fibre Optique Lien	Fibre optique	Djibouti	Construction d'une ligne à fibre optique de Juba à Kampala pour compléter et transformer l'autoroute Djibouti – Kampala en un couloir intelligent	S1 Définition du projet	19	Secteur privé	Ministères des TIC du Soudan du Sud et de l'Ouganda	Entreprendre une étude de faisabilité
<b>IFOD18</b>	Adoption d'un réseau d'une région	Échange de trafic vocal	Djibouti	Adoption d'un réseau d'une zone pour réduire les frais d'appel dans toute la région	S1 Définition du projet	0.5	Financement gouvernemental, Secteur privé	Djibouti, Erythrée, Ethiopie, Kenya, Soudan, Soudan du Sud, Ouganda, Somalie, Ministère des TIC	Entreprendre une étude de faisabilité

<b>IFOL09</b>	Câble à fibres optiques de Nadapal - Juba	Câble à fibres optiques	LAPSSET	Plusieurs lignes de transmission de 220kV sont prévues pour alimenter le corridor, notamment : du barrage de Turkwel 100 MW à Lodwar et Lokichogio (66 millions de dollars) ; Kiambere - Maua - Isiolo (48 millions de dollars) ; Isiolo - Maralal (22 millions de dollars) ; Isiolo - Marsabit (41 millions de dollars) ; Marsabit - Loiyangalani (55 millions de dollars)	S2A Pré faisabilité	15	Subvention d'un bailleur de fonds - Banque mondiale	Ministère des télécommunications et des services postaux du Soudan du Sud	Le câble à fibre optique du côté du Kenya reliant Nadapal à Eldoret est terminé. Besoin d'assurer le financement du côté du Soudan du Sud.
<b>IFOL10</b>	Adoption d'un réseau d'une région	Échange de trafic vocal	LAPSSET	Adoption d'un réseau d'une zone pour réduire les frais d'appel dans toute la région	S1 Définition du projet	0.5	Financement gouvernemental, Secteur privé	Djibouti, Erythrée, Ethiopia, Kenya, Soudan, Soudan du Sud, Somalie, Ouganda Ministère des TIC	Entreprendre une étude de faisabilité

<b>IFOB05</b>	Câble à fibres optiques de Berbera – Togochoale	Câble à fibres optiques		Le câble terrestre à fibre optique Berbera - Togochoale est un projet de TIC qui reliera les réseaux de télécommunications de la Somalie et de l'Éthiopie. La longueur estimée du câble sera de 260 km et de vingt-quatre paires avec une capacité estimée à 100G. La liaison sera conçue conformément aux normes de l'UIT, qui sont acceptées dans le monde entier. En outre, le projet se déroulera le long de la route Berbera - Togochoale.	S3A Structuration de projet	10	Secteur privé	Telesom	Soutien consultatif aux transactions
<b>IFOB06</b>	Adoption d'un réseau d'une région	Échange de trafic vocal	Berbera	Adoption d'un réseau d'une zone pour réduire les frais d'appel dans toute la région	S1 Définition du projet	0.5	Financement gouvernemental, Secteur privé	Djibouti, Erythrée, Éthiopie, Kenya, Soudan, Soudan du Sud, Somalie, Ouganda Ministère des TIC	Entreprendre une étude de faisabilité

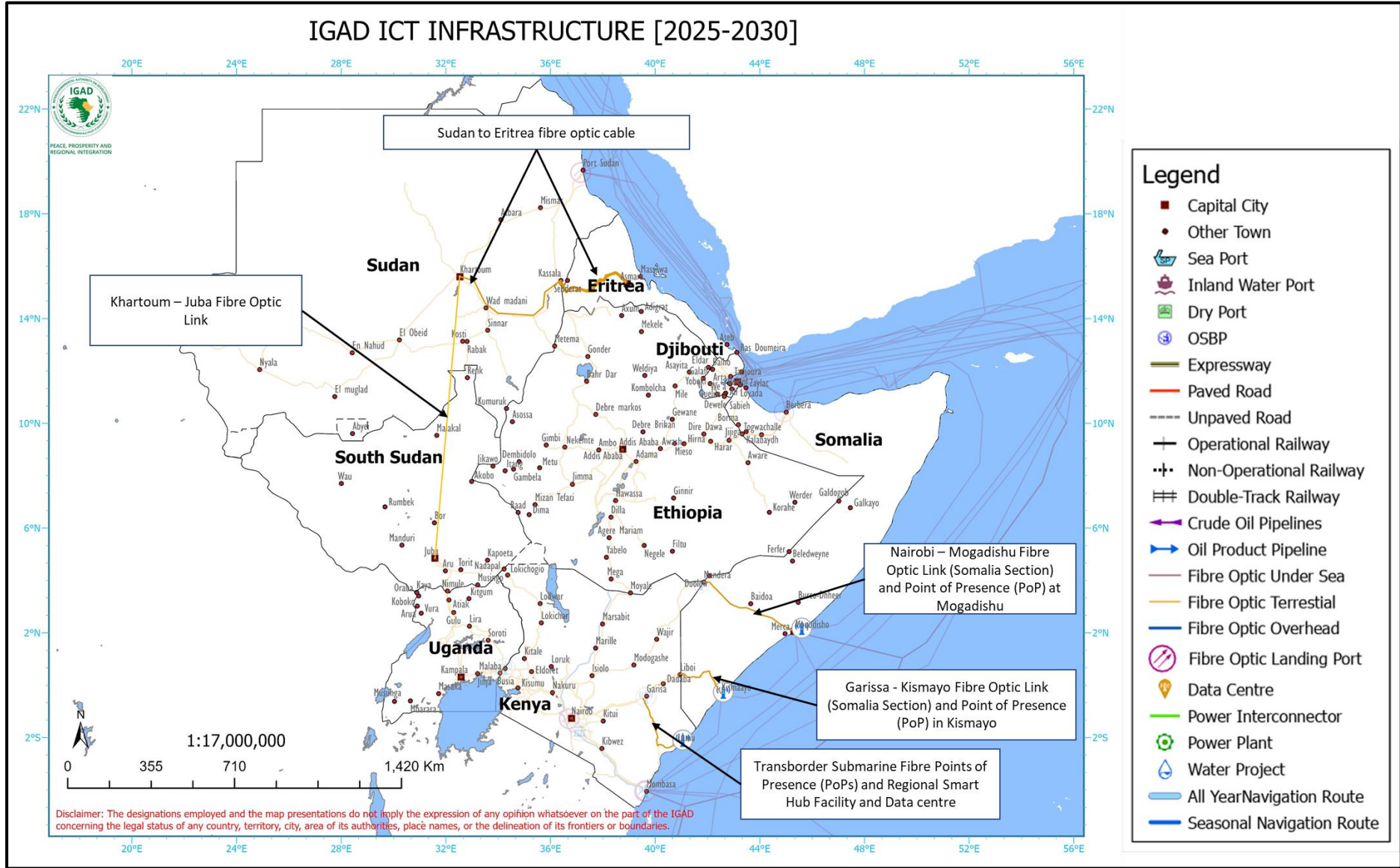
<b>IFOMo04</b>	Liaison par fibres optiques entre Nairobi et Mogadiscio (section Kenya) et point de présence	Câble à fibres optiques	Mogadishu	Construction d'un réseau de câbles à fibres optiques reliant Nairobi à Mogadiscio	S1 Définition du projet	34	Secteur privé	Kenya ICT Authority et Liquid Telecom	Projet de vision à long terme à développer dans la future révision de l'IRIMP
<b>IFOMo05</b>	Point d'échange internet en Somalie	Point d'échange Internet	Mogadishu	Construction d'un point d'échange internet en Somalie à Mogadiscio	S1 Définition du projet	4	Financement concessionnel	Ministère somalien des TIC	Étude de faisabilité
<b>IFOMo06</b>	Adoption d'un réseau d'une région	Échange de trafic vocal	Mogadishu	Adoption d'un réseau d'une zone pour réduire les frais d'appel dans toute la région	S1 Définition du projet	0.5	Financement gouvernemental, Secteur privé	Djibouti, Erythrée, Kenya, Soudan, Soudan du Sud, Ouganda Ministère des TIC	Entreprendre une étude de faisabilité

<b>IFOK02</b>	Garissa - Liaison fibre optique Kismayo (section Kenya)	Câble de fibre optique	Kismayo	Construction d'un câble à fibre optique reliant Garissa au Kenya au port de Kismayo en Somalie	S1 Définition du projet	20	Secteur privé	Ministère des TIC Kenya,	Étude de faisabilité et conception technique détaillée
<b>IFOK04</b>	Adoption d'un réseau d'une région	Échange de trafic vocal	Kismayo	Adoption d'un réseau d'une zone pour réduire les frais d'appel dans toute la région	S1 Définition du projet	0.5	Financement gouvernemental, Secteur privé	Djibouti, Erythrée, Ethiopia, Kenya, Soudan, Soudan du Sud, Somalie, Ouganda Ministère des TIC	Entreprendre une étude de faisabilité





Développement des infrastructures physiques dans la région de l'IGAD, 2025 - 2030



Secteur de l'eau

Tableau A2.10 : Projets d'infrastructures hydrauliques à mettre en œuvre 2020-2024

ID du projet	Dénomination	Type de sous-secteur	Corridor	Description	Étape	Coût (\$m)	Financement	Agence d'exécution	Prochaines étapes
<b>WMRN17</b>	Réservoir polyvalent transfrontalier de stockage d'eau de Kocholia	Réservoir polyvalent	Nord	Ce projet vise à développer un barrage et un réservoir polyvalents principalement pour l'irrigation à Kocholia.	S2A Pré faisabilité	55	Financement concessionnel - BAD et Korea Keim Bank	Département d'État kenyan pour l'irrigation ; Initiative du bassin du Nil	Étude complète de faisabilité à réaliser
<b>WMRN18</b>	Études du projet de ressources en eau polyvalentes de Nyimur	Réservoir polyvalent	Nord	Le schéma de base du projet consiste en un barrage de tête de 26 m et un réservoir sur la rivière Nyimur et cinq (5) modules de riz de plaine irrigué d'environ 5 105 ha. Une mini-centrale hydroélectrique d'une capacité de 350 kW est incluse dans la composante barrage	S2B Faisabilité	2	Fonds publics	Initiative du Bassin du Nil (NBI)/NELSAP Unite de Coordination, Gouvernements de l'Ouganda et du Soudan du Sud (Ministères de l'eau et des ressources naturelles)	Structuration de projet (plan de structuration financière)
<b>WMRN19</b>	Projet de développement polyvalent des ressources en eau d'Angololo	Réservoir polyvalent	Nord	Le projet consiste en un projet de barrage de 30 mètres de haut avec une capacité de réservoir de 43,0 millions de mètres cubes qui fournira de l'eau potable à 20000 personnes et	S2B Faisabilité	1.65	Donateur - Banque africaine de développement / Facilité africaine de l'eau NEPAD-IPPF et financement	Ministères de l'eau et des ressources naturelles - Kenya et Ouganda	Structuration de projet (plan de structuration financière)



				irriguera 3300 hectares (1180 ha au Kenya et 2120 ha en Ouganda). Le barrage produira de l'hydroélectricité de 1,75 MW.			des gouvernements du Kenya et de l'Ouganda		
<b>WMRMo2</b>	Barrage polyvalent de la rivière Dawa	Réservoir polyvalent	Mogadicio	Le projet de barrage de Dawa sera situé à environ 20 km en amont de la ville de Rhamu Dimtu dans le comté de Mandera et à 2 km en amont du centre de Boni en Éthiopie. La hauteur du barrage est estimée à environ 90 m avec une capacité d'environ 4,5 milliards de m3 et peut être utilisée pour produire 8,2 MW d'énergie hydroélectrique.	S2B Faisabilité	604	Financements concessionnels	Ministère de l'eau et de l'assainissement, Kenya ; ministère de l'eau, de l'irrigation et de l'électricité, Éthiopie ; ministère de l'énergie et des ressources en eau, Somalie	Finaliser l'étude de faisabilité, identifier le financement
<b>WWAP07</b>	Évaluation et de gestion de l'aquifère souterrain transfrontalier de Bagara	Gestion des aquifères	Port Soudan	Le Bagara est une ressource souterraine partagée qui, si elle est exploitée, a d'énormes Potential de promotion de la coopération entre les utilisateurs des ressources en eau	S3A Structuration du projet	2.7	Subvention d'un bailleur de fonds - Banque mondiale	Ministère de l'irrigation et des ressources en eau, Soudan ; Ministère de l'irrigation et des ressources en eau, Soudan du Sud	Définir les termes de référence et recruter les consultants



				partagées. Ce projet évaluera le potentiel de l'aquifère pour l'irrigation.					
--	--	--	--	---	--	--	--	--	--



Développement des infrastructures physiques dans la région de l'IGAD, 2020 - 2024

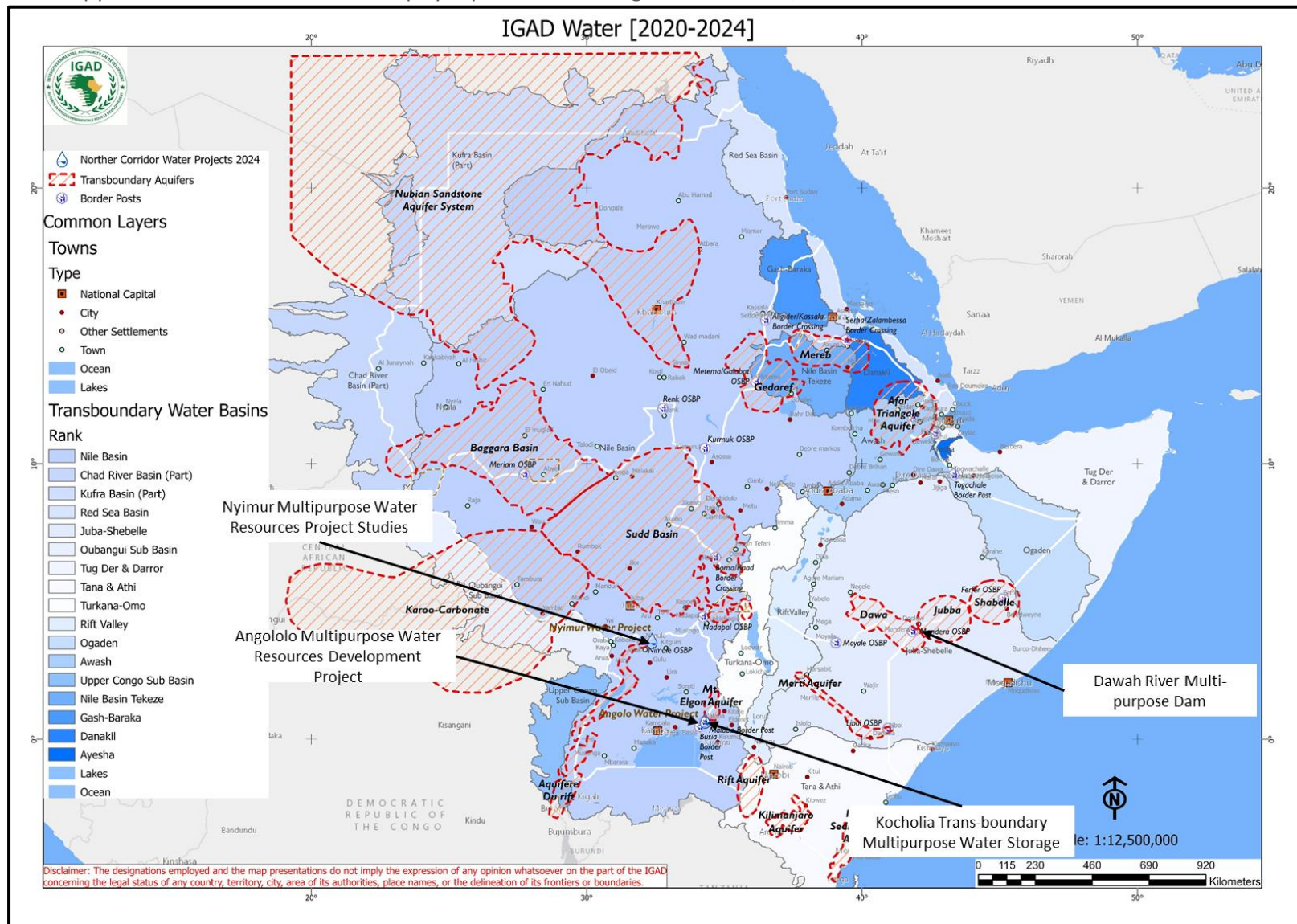
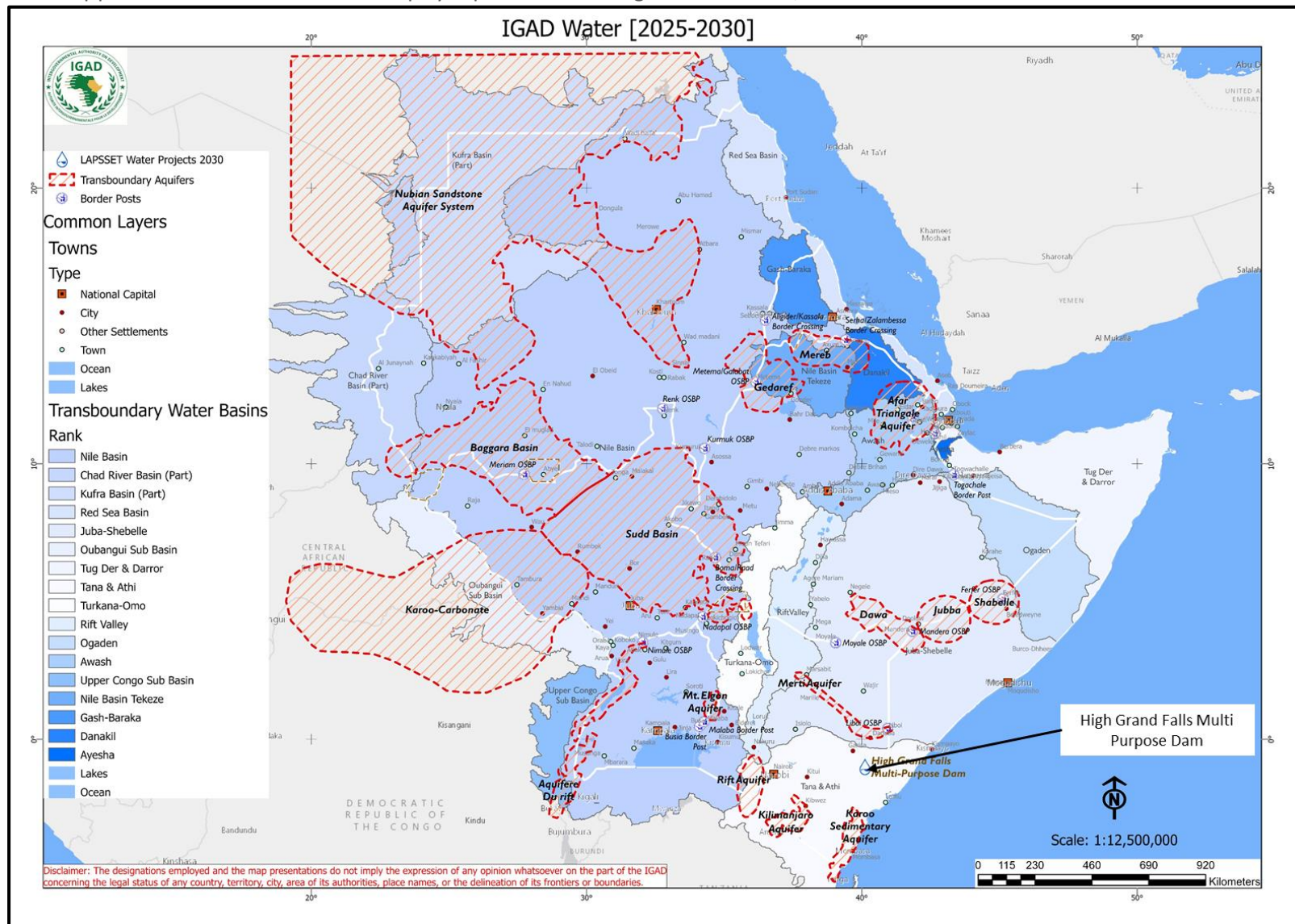


Tableau A2.11 : Projets d'infrastructures hydrauliques à mettre en œuvre 2025-2030

ID du projet	Titre	Type de sous-secteur	Corridor	Description	Étape	Coût (\$m)	Financement	Agence d'exécution	Prochaines étapes
WMRL17	Barrage polyvalent de High Grand Falls	Réservoir polyvalent	LAPSSSET	Le barrage polyvalent de High Grand Falls est un projet qui sera situé à 50 km en aval de la centrale hydroélectrique de Kiambere, le long de la rivière Tana, aux confins des comtés de Kitui, Embu et Tharaka-Nithi. La portée du projet est de 165 km <sup>2</sup> pour contenir plus de 5,6 milliards de m <sup>3</sup> d'eau. Le projet intègre trois principes d'utilisation de 700 MW de production d'énergie hydroélectrique ; les systèmes d'irrigation de la zone en aval de 250 000 Ha et l'approvisionnement en eau domestique et industrielle de la métropole de Lamu et des comtés en aval de LAPSSSET. Le barrage est un réservoir stratégique qui permet d'approvisionner les crues éclaircies pérennes qui se produisent dans la région du delta du Tana.	S2B Faisabilité	2,000	PPP par le biais d'un contrat de construction-exploitation-transfert (BOT) accompagné d'un contrat d'achat d'électricité (PPA) par Kenya Power Limited (KPL)	Kenya Power Limited	Réaliser une étude de faisabilité



### Développement des infrastructures physiques dans la région de l'IGAD, 2025 - 2030



# Annexe 3 :

## Études de cas



## Annexe 3 : Études de cas du secteur des infrastructures de l'IGAD

### Introduction

Les études de cas regroupent des projets d'infrastructure qui recèlent des enseignements fondamentaux pouvant être adoptés et reproduits pour des projets réussis ; elles illustrent et donnent un aperçu des raisons de l'échec des projets et de ce que les États membres de l'IGAD peuvent adopter. Les projets présentés dans les études de cas ont été largement discutés dans le rapport principal et cette section sert à donner un aperçu des défis et des leçons apprises pour chacun des projets.

### Résumé des études de cas

Les études de cas ont apporté des informations importantes sur la mise en œuvre de projets clés dans les différents pays, qui peuvent servir de leçons essentielles au secrétariat de l'IGAD pour plaider en faveur du développement des infrastructures. Ces études sont présentées en détail dans le tableau ci-dessous :

Étude de cas : Les facteurs déterminants de réussite et les défis	Enseignements potentiels pour l'IGAD
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Participation conjointe au montage de projets</b> – certains des projets transfrontaliers réussis sont le résultat d'une participation conjointe au montage de projets entre les pays participants.</li> <li>• <b>Collecte commune de fonds pour les infrastructures</b> – le lobbying commun pour le financement des infrastructures a été un facteur décisif pour obtenir des fonds à des conditions favorables pour la mise en œuvre de projets d'infrastructure transfrontaliers, ce qui a permis de mener à bien des projets transfrontaliers dans les deux pays participants. La ligne ferroviaire Ethiopie-Djibouti a été financée par l'Exim Bank of China après que l'Ethiopie et Djibouti aient conjointement fait pression pour sa construction auprès de l'Exim Bank of China qui a également garanti des conditions de prêt favorables pour le projet.</li> <li>• <b>Alignement du projet sur le Plan national de développement (PND)</b> – L'alignement du projet d'infrastructure sur le PND ou son inclusion dans ce dernier aide grandement à établir les priorités du projet d'infrastructure pour le développement. Le PND fournit des estimations de la croissance économique découlant du développement de l'infrastructure.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Coordination des projets</b> - Le secrétariat de l'IGAD devrait insister auprès des États membres sur l'importance de coordonner les projets interétatiques potentiels dès la conception, la mobilisation des ressources et la construction afin de bénéficier de la volonté des organismes de financement ou des partenaires potentiels (PPP) qui peuvent être plus disposés à participer lorsqu'ils sont convaincus des engagements pris par les États voisins.</li> <li>• Le secrétariat de l'IGAD devrait également s'attacher à <b>garantir l'engagement politique de tous les États membres en faveur du développement des infrastructures clés qui sont de nature transfrontalière</b>. Les projets d'infrastructure qui changent la donne et qui favorisent les objectifs de l'IGAD en matière de commerce et d'intégration devraient être approuvés au niveau des gouvernements nationaux et le soutien politique à l'harmonisation des réglementations devrait être impulsé par le secrétariat.</li> <li>• <b>L'IGAD devrait faire pression pour l'amendement des lois foncières et des lois générales lorsqu'elles sont restrictives au développement d'infrastructures</b>. La question des droits de passage devrait être traitée par la loi pour éviter que les</li> </ul>



- **Filtrage des acteurs du secteur privé dans la gestion des infrastructures** – Les leçons tirées de la concession des chemins de fer Kenya-Ouganda montrent qu'une gestion réussie des infrastructures critiques passe par un filtrage des acteurs du secteur privé afin de s'assurer que le partenariat public-privé génère un retour sur investissement positif. En ce qui concerne l'énergie, le projet d'énergie éolienne de Turkana décrit en détail un échec dans la structuration des accords du secteur privé en termes de responsabilités du secteur privé, ce qui a entraîné des pertes pour le gouvernement.
- **Prévisions systématiques** – L'analyse systématique des prévisions pour tous les secteurs d'infrastructure est cruciale. L'analyse des prévisions aide à déterminer le type d'infrastructure à développer, s'il faut s'appuyer sur l'ancienne voie de transport pour le secteur des transports ou sur le nombre de centrales à construire. Cela permet en outre de répondre à la demande d'infrastructures indispensables.
- **Participation et coordination des parties prenantes** – Le développement de projets d'infrastructure de base nécessite la participation et la coordination efficace des parties prenantes. La participation des parties prenantes est en outre facilitée par des cadres clairs assortis d'une feuille de route jusqu'à la fin de la mise en œuvre du projet
- **Des relations diplomatiques favorables** – des relations diplomatiques favorables sont essentielles pour soutenir le développement de projets d'infrastructures clés et pour convenir d'initiatives clés visant à protéger les ressources partagées. Les relations diplomatiques tendent à soutenir et à renforcer les acquis du développement des infrastructures
- **Manque de personnel qualifié suffisant** – le manque de personnel qualifié suffisant en termes d'ingénieurs de pointe dans des secteurs tels que l'électricité, le rail, les routes, les techniciens, les opérateurs, les planificateurs et les gestionnaires constitue un défi pour le développement des infrastructures au niveau local. Il en résulte souvent une dépendance à l'égard du savoir-  
spéculateurs n'encaissent des indemnités pour des propriétés qui ne valent pas ce que ces spéculateurs demandent à être payés car cela tend à gonfler le coût du projet.
- **Le Secrétariat devrait plaider en faveur du renforcement des capacités** - Le renforcement des capacités du personnel local dans les États membres de l'IGAD devrait être une priorité afin que ce personnel soit disponible avant ou peu après l'achèvement du projet afin d'éviter la dépendance à l'égard des cadres externes engagés. Le transfert de connaissances et le développement des compétences des travailleurs des États membres de l'IGAD devraient être inscrits dans les termes du contrat avec le promoteur, et les agences régionales devraient travailler avec les universités nationales pour renforcer le personnel de formation et de certification
- Sur la base de l'expérience de la concession, **le secrétariat de l'IGAD devrait formuler des lignes directrices sur les PPP pour adoption par les États membres** afin de régler les questions relatives à la sécurité, au financement des infrastructures, aux exigences de certification au niveau régional pour les services de fret et de passagers et à la fourniture de statistiques communes sur les infrastructures.
- Le Secrétariat devrait conduire l'établissement de normes et de systèmes techniques intégrés pour la région et de lignes directrices complètes pour les politiques du secteur des infrastructures
- Le secrétariat devrait plaider pour le renforcement des liens qui créent des opportunités pour les communautés locales dans les États membres où des projets d'infrastructure sont entrepris. Les projets d'infrastructure ont tendance à favoriser le développement d'enclaves économiques avec peu de liens et de possibilités d'emploi pour l'économie locale. La population locale tend donc à être sceptique quant au projet et à l'impact qu'il aura sur sa communauté.



faire étranger, ce qui handicape la main-d'œuvre locale et peut ne pas répondre aux spécifications du pays concerné en matière d'infrastructure.

**Politiques**

*Politiques favorables* – les investissements dans les projets d'infrastructure nécessitent des politiques favorables et propices qui attireront les investisseurs pour développer les infrastructures. Des politiques favorables permettent le développement durable des infrastructures et l'exploitation des ressources


*Volonté politique et soutien des gouvernements pour développer des projets d'infrastructures transfrontalières* – Le poids politique est nécessaire pour le développement de projets. La volonté politique permet aux gouvernements impliqués dans le développement de projets d'infrastructures transfrontalières d'accélérer le processus en créant les environnements et les politiques favorables nécessaires pour soutenir les infrastructures





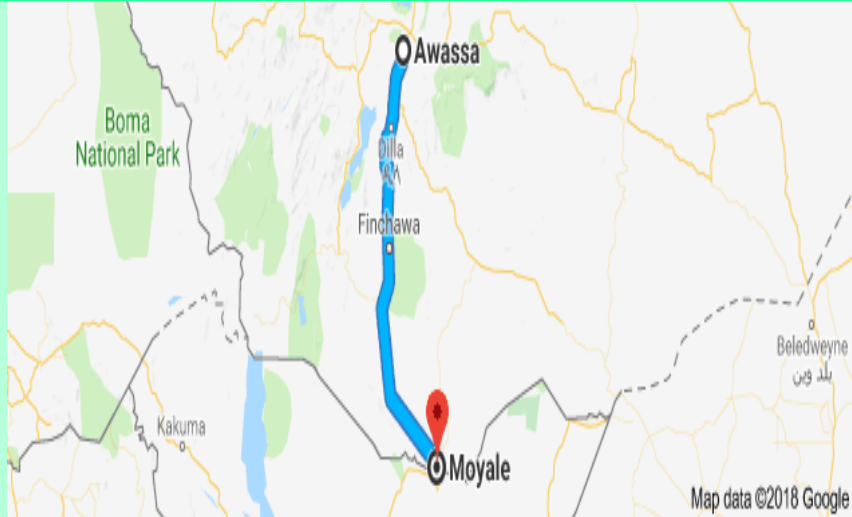

## Études de cas sur le secteur des transports

### Étude de cas n° 1 : autoroute Isiolo - Moyale

<b>Titre du projet</b>	<b>Modernisation de la route Isiolo/Moyale aux normes du bitume</b>																						
<b>Emplacement</b>	Kenya																						
<b>Estimation des coûts</b>	US\$420 Million																						
<b>Pays liés</b>	Kenya et Ethiopie																						
<b>Pouvoir adjudicateur</b>	Autorité nationale des autoroutes du Kenya (KeNHA)																						
<b>Carte</b>																							
<b>Description</b>	<p>Ce projet consistait à améliorer la route transafricaine d'Isiolo à Moyale pour en faire une route bitumée. Il a été divisé en trois tronçons, à savoir : (Merile River/Marsabit, Marsabit/Turbi et Turbi/Moyale. Comme il était nécessaire d'achever l'ensemble de la liaison routière pour en tirer pleinement parti, les conceptions, le financement et la passation des marchés ont été synchronisés entre les trois tronçons et le tronçon Moyale/Agremariam en Éthiopie.</p> <p>Les détails du projet routier sont les suivants :</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Tronçon routier</th> <th>Longueur (Km)</th> <th>Coût (Million US\$)</th> <th>Date d'achèvement</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Isiolo – Merile</td> <td>136</td> <td>62.0</td> <td>2011</td> </tr> <tr> <td>Merille – River Marsabit</td> <td>123</td> <td>137.0</td> <td>2017</td> </tr> <tr> <td>Marsabit – Turbi)</td> <td>121</td> <td>130.0</td> <td>2017</td> </tr> <tr> <td>Turbi – Moyale</td> <td>128</td> <td>12.0</td> <td>2016</td> </tr> </tbody> </table>			Tronçon routier	Longueur (Km)	Coût (Million US\$)	Date d'achèvement	Isiolo – Merile	136	62.0	2011	Merille – River Marsabit	123	137.0	2017	Marsabit – Turbi)	121	130.0	2017	Turbi – Moyale	128	12.0	2016
Tronçon routier	Longueur (Km)	Coût (Million US\$)	Date d'achèvement																				
Isiolo – Merile	136	62.0	2011																				
Merille – River Marsabit	123	137.0	2017																				
Marsabit – Turbi)	121	130.0	2017																				
Turbi – Moyale	128	12.0	2016																				
<b>Résultat et impact (quels ont été les résultats de l'étude de cas en question ? Ou qu'est-ce qu'elle vise à atteindre) ?</b>	<p>Voici les principaux résultats de la construction de cette route :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Transport terrestre fluide entre Nairobi et Addis-Abeba ;</li> <li>• Réduction de la durée du trajet entre Nairobi et Moyale (ville frontalière entre le Kenya et l'Éthiopie), qui est passée d'environ 3 (trois) jours à environ 8 (huit) heures ;</li> <li>• Stabilisation de la sécurité au sein des communautés locales, ce qui a permis de réduire les conflits intercommunautaires ;</li> <li>• Augmentation des échanges commerciaux entre le Kenya et l'Éthiopie et le reste de la région de l'IGAD ;</li> <li>• Amélioration de l'accès des produits agricoles et de l'élevage aux marchés nationaux et transfrontaliers ; et</li> <li>• Amélioration des services gouvernementaux, y compris la sécurité</li> </ul>																						
<b>Facteurs déterminants pour</b>	Les facteurs favorables suivants ont contribué à la réussite de la construction de la route :																						

<p><b>la réussite (qu'est-ce qui explique la réussite de ce projet ?)</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Les facteurs favorables suivants ont contribué à la réussite de la construction de la route :</li> <li>• Le montage du projet conjointement avec ceux de l'Éthiopie voisine, où la conception, la mobilisation des ressources, les appels d'offres et la construction ont été synchronisés pour que l'ensemble du réseau routier soit achevé entre Isiolo au Kenya et Awasa en Éthiopie.</li> <li>• Le financement a été assuré par la Banque africaine de développement pour le segment Marsabit/Moyale au Kenya et le segment éthiopien (Moyale/Agremariam) tandis que le tronçon restant (liaison Merille River/Marsabit) a été financé par l'Union européenne.</li> <li>• Cette route constitue également un tronçon important du corridor LAPSSET qui a été considéré comme hautement prioritaire pour le Kenya, l'Éthiopie et le Soudan du Sud</li> </ul>
<p><b>Défis (quelles difficultés ont été rencontrées dans la mise en œuvre ou l'opérationnalisation du projet ?)</b></p>	<p>Cette route comportait quatre tronçons, tous mis en œuvre par des entrepreneurs différents, dont les principaux défis étaient les suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Les retards dans la réalisation des tronçons de la rivière Merile à Marsabit et de Marsabit à Turbi, causés par les hostilités liées à l'insécurité entre les communautés nomades ; et</li> <li>• De longues distances pour l'approvisionnement en matériaux de construction pour les tronçons Merile River/Marsabit et Marsabit/Turbi.</li> </ul>
<p><b>Quels enseignements peut-on tirer de l'étude de cas pour la conception et la mise en œuvre des projets transfrontaliers de l'IGAD ?</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Les principaux enseignements tirés de la construction de ce tronçon routier ont été la volonté des institutions de crédit et des partenaires de développement d'apprécier les projets interétatiques coordonnés où l'infrastructure de transport est prévue pour une interconnexion sans faille.</li> <li>• La BAD a financé les trois tronçons éthiopiens et deux autres tronçons au Kenya (Moyale/Turbi et Turbi/Marsabit) tandis que l'Union européenne a financé le tronçon restant au Kenya (Marsabit/Merile River) pour achever la liaison interétatique entre Isiolo et Awassa.</li> <li>• Il est nécessaire de coordonner les projets interétatiques potentiels dès la conception, la mobilisation des ressources et la construction afin de bénéficier de la volonté des organismes de financement ou des partenaires potentiels (PPP) qui peuvent être plus disposés à participer lorsqu'ils sont convaincus des engagements pris par les États voisins.</li> </ul>
<p><b>Autres commentaires</b></p>	<p>Cette route fait partie du réseau d'autoroutes transafricaines et reliera les corridors Nord, LAPPSET et Kismayu</p>



Étude de cas n° 2 : la route Moyale - Agremariam

<b>Titre du projet</b>	<b>Route Moyale - Agremariam</b>												
<b>Emplacement</b>	Éthiopie												
<b>Estimation des coûts</b>	Éthiopie et Kenya												
<b>Pays liés</b>	Autorité éthiopienne des routes												
<b>Pouvoir adjudicateur</b>	La BAD et le Gouvernement éthiopien												
<b>Carte</b>	 												
<b>Description</b>	<p>La route Moyale - Agremariam a été construite dans les années 1970, mais elle avait besoin d'être réhabilitée et sa capacité augmentée pour atteindre les normes recommandées par le TAH. En outre, une disposition a été prise pour la construction d'un OSBP.</p> <p>La réhabilitation de la route a permis de réduire les coûts d'exploitation des véhicules et le coût du transport des marchandises et des passagers. La nouvelle route devait également améliorer la connectivité des transports terrestres entre le Kenya et l'Éthiopie.</p> <p>La route a été construite dans le cadre des trois contrats suivants :</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Tronçon routier</th> <th>Longueur (Km)</th> <th>Coût (Million US\$)</th> <th>Date d'achèvement</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Moyale-Mega</td> <td>109</td> <td>70.0</td> <td>2017</td> </tr> <tr> <td>Mega – Yabelo</td> <td>98</td> <td>62.0</td> <td>2014</td> </tr> </tbody> </table>	Tronçon routier	Longueur (Km)	Coût (Million US\$)	Date d'achèvement	Moyale-Mega	109	70.0	2017	Mega – Yabelo	98	62.0	2014
Tronçon routier	Longueur (Km)	Coût (Million US\$)	Date d'achèvement										
Moyale-Mega	109	70.0	2017										
Mega – Yabelo	98	62.0	2014										

	Yabelo – Agremariam	94	58.0	2014
<b>Résultats et impact</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>La route relie la partie sud de l'Éthiopie, une importante région productrice de café, à la capitale régionale Awassa et à la capitale nationale Addis-Abeba.</li> <li>La réhabilitation de la route s'inscrit dans la continuité des efforts du gouvernement éthiopien pour améliorer le niveau des autoroutes transafricaines et de ses corridors d'import-export afin de minimiser les coûts de transport du trafic de transit intérieur.</li> <li>Au niveau régional et continental, la réhabilitation de cette route ainsi que la construction du poste frontière à arrêt unique (OSBP) à Moyale ont complété la liaison entre le Cap et le Caire qui était en suspens depuis plus de quarante ans.</li> <li>Aux niveaux national et local, la route ouvre des opportunités commerciales dans l'État d'Oromia et permet d'accéder à Addis-Abeba et à d'autres régions d'Éthiopie. Elle assure également la connectivité avec la ligne ferroviaire desservant une partie de l'Éthiopie par la ville de Modjo qui se trouve sur la ligne SGR Djibouti/Addis Abeba. Elle offre également des possibilités de tourisme dans les régions du sud de l'Éthiopie.</li> <li>Pendant la construction, les sous-traitants et les fournisseurs locaux ont été mis à contribution et des possibilités d'emploi ont été offertes aux travailleurs qualifiés et non qualifiés le long du tracé de la route. La route facilite également un meilleur environnement commercial pour les agriculteurs et les éleveurs afin qu'ils puissent recevoir des intrants et accéder aux marchés pour leurs produits.</li> </ul>			
<b>Facteurs déterminants pour la réussite</b>	<p>Les facteurs favorables suivants ont contribué à la réussite dans la construction de cette route :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Il existait déjà une route pavée construite dans les années 1960, mais elle n'était pas conforme aux normes des réseaux routiers régionaux ;</li> <li>Le projet a été mené conjointement avec ceux du Kenya voisin, où la conception, la mobilisation des ressources, les appels d'offres et la construction ont été synchronisés pour que l'ensemble du réseau routier entre Isiolo au Kenya et Awasa en Éthiopie soit achevé ; et</li> <li>La Banque africaine de développement a financé le tronçon éthiopien ainsi que le tronçon Marsabit-Moyale au Kenya, tandis que le reste de la liaison Isiolo-Marsabit a été financé par l'Union européenne.</li> <li>Cette route constitue également un tronçon important du corridor LAPSSET qui a été considéré comme hautement prioritaire pour le Kenya, l'Éthiopie et le Soudan du Sud.</li> </ul>			
<b>Défis (quelles difficultés ont été rencontrées dans la mise en œuvre ou l'opérationnalisation du projet ?)</b>	<p>Alors que la route Awassa-Moyale avait déjà été construite selon les normes relatives aux routes en bitume dans les années 1970, les spécifications n'étaient pas conformes aux normes des routes régionales et elle était déjà délabrée, nécessitant donc une réhabilitation.</p> <p>Voici les principaux défis rencontrés lors de la réhabilitation de la route :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>L'indemnisation des propriétaires a retardé la dernière partie de l'OSBP de Moyale ;</li> <li>Les propriétaires ont déposé des injonctions pour empêcher l'achèvement des travaux et l'entrepreneur a dû quitter le site avant l'achèvement d'une liaison avec l'OSBP ; et</li> </ul>			

	<ul style="list-style-type: none"> <li>Les travaux de construction de la route ont été interrompus par un certain nombre d'incidents liés à l'insécurité le long de l'itinéraire, en particulier vers la frontière</li> </ul>
<p><b>Quels enseignements peut-on tirer de l'étude de cas pour la conception et la mise en œuvre des projets transfrontaliers de l'IGAD ?</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Les principaux enseignements tirés de la construction de ce tronçon routier ont été la volonté des institutions de prêt et des partenaires de développement d'apprécier les projets interétatiques coordonnés où l'infrastructure de transport est prévue pour une interconnexion sans faille.</li> <li>La BAD a financé cette route en Éthiopie, l'OSBP à Moyale et deux tronçons de la route Isiolo/Moyale au Kenya. L'Union européenne a financé le tronçon Merile River-Marsabit, complétant ainsi toutes les liaisons manquantes pour le TAH4</li> <li>Il serait souhaitable que les pays de l'IGAD mettent l'accent sur la coordination des projets interétatiques potentiels dès la conception, la mobilisation des ressources et la construction afin de bénéficier de la volonté des organismes de financement ou des partenaires potentiels (PPP) qui peuvent être plus disposés à participer lorsqu'ils sont convaincus des engagements des États voisins.</li> </ul>
<p><b>Autres commentaires</b></p>	<p>Le tronçon réhabilité complète les tronçons restants du TAH du Cap au Caire en Éthiopie et permet à la partie sud de l'Éthiopie d'accéder au corridor LAPPSET et au commerce avec le Kenya.</p>

Étude de cas n° 3 : Chemin de fer à écartement normal de Nairobi - Mombasa

<b>Titre du projet</b>	<b>Construction du chemin de fer à écartement normal de Mombasa/Nairobi (SGR)</b>
<b>Emplacement</b>	Kenya
<b>Estimation des coûts</b>	US\$ 3.4 Milliards
<b>Pays liés</b>	Kenya, Ouganda, et Soudan du Sud
<b>Pouvoir adjudicateur</b>	Banque Exim de Chine et Gouvernement du Kenya
<b>Carte</b>	Société des chemins de fer du Kenya
<b>Titre du projet</b>	
	
<b>Description</b>	<p>Le projet de chemin de fer à écartement normal (SGR) de Mombasa-Nairobi a été la première ligne SGR mise en œuvre dans le cadre du plan directeur des chemins de fer d'Afrique de l'Est. Il s'agit d'une ligne à voie unique de 485 kilomètres de long et d'un écartement de 1,435 mètre. La ligne part du port de Mombasa et relie Nairobi à des gares principales à Mombasa, Mariakani, Miasenyi, Voi, Mtito-Andei, Kibwezi, Emali, Athi River et Nairobi, ainsi qu'à des gares de passage secondaires.</p>

	<p>Suite à la signature d'un protocole d'accord entre le gouvernement du Kenya et la China Road and Bridge Corporation (CRBC) en 2011, le Kenya a négocié un financement avec la China Exim Bank. Les négociations ont été finalisées en mai 2014. Le projet a coûté 3,6 milliards de dollars US et l'Exim Bank of China a accordé un prêt pour 90 % du coût du projet, les 10 % restants provenant du Gouvernement kenyan, dont une partie a été collectée par le biais d'une taxe sur les marchandises passant par le port de Mombasa.</p> <p>Le système de traction est assuré par des locomotives diesels-électriques. La pose de la voie a commencé en 2014 et s'est achevée en décembre 2016. Après des essais initiaux, les services passagers ont été inaugurés le 31 mai 2017. Les services commerciaux de fret ont commencé le 1er janvier 2018.</p>
<p><b>Résultat et impact</b> <i>(quels ont été les résultats de l'étude de cas en question ? Ou qu'est-ce qu'elle vise à atteindre) ?</i></p>	<p>La construction du SGR a eu les principaux résultats suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Reprise de services réguliers et fiables de fret et de passagers entre Mombasa et Nairobi, qui avaient connu un déclin considérable au cours des deux décennies précédentes ;</li> <li>• Réduction du temps de voyage des passagers entre Nairobi et Mombasa de plus de 15 heures à 5 heures ;</li> <li>• Le temps de transit du fret sur le secteur Mombasa/Nairobi est passé de plus de 24 heures à 8 heures ;</li> <li>• Réduction de la saturation du terminal à conteneurs du port de Mombasa</li> <li>• Amélioration de la sécurité dans les transports publics</li> </ul>
<p><b>Facteurs déterminants pour la réussite</b></p>	<p>Les facteurs favorables suivants ont contribué à la réussite de la construction du chemin de fer :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Des prêts accordés à des conditions favorables par l'Exim Bank of China et un financement national de contrepartie obtenu grâce à la taxe ferroviaire ;</li> <li>• Mobilisation rapide par l'entrepreneur du matériel nécessaire et du personnel expatrié ou local qualifié ;</li> <li>• Ce chemin de fer constitue également un tronçon important du corridor LAPSET qui a été considéré comme hautement prioritaire pour le Kenya, l'Éthiopie et le Soudan du Sud</li> </ul>
<p><b>Défis</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Dès son lancement, le projet a fait l'objet d'intenses critiques de la part du public, avec des débats qui reposaient davantage sur des penchants politiques que sur des évaluations rigoureuses des avantages économiques et sociaux du SGR ;</li> <li>• La question des droits de passage a constitué un défi car les propriétaires fonciers, dont certains étaient des spéculateurs, ont exigé de lourdes compensations ;</li> <li>• Alors que le réseau de voies ferrées a été achevé en un temps record, en fait avant la date prévue, d'autres installations auxiliaires telles que des liaisons intermodales avec la route pour évacuer le fret et les passagers sur le dernier kilomètre n'étaient pas en place ;</li> <li>• le personnel qualifié en termes d'ingénieurs, de techniciens, d'opérateurs, de planificateurs et de gestionnaires du secteur ferroviaire était insuffisant, car le personnel des anciens chemins de fer avait pris sa retraite ou s'était retiré de nombreuses années auparavant et le renforcement des capacités, même à l'école de formation ferroviaire, avait presque cessé</li> <li>• Bien que la formation ait commencé, en particulier pour le personnel</li> </ul>




	<p>technique qui est emmené en Chine, il faudra entreprendre de nombreuses formations supplémentaires pour le personnel technique, opérationnel et de gestion afin de fournir suffisamment de personnel local pour exploiter le réseau ferroviaire en expansion dans le pays.</p>
<p><b>Leçons pertinentes pour la conception et la mise en œuvre des projets interétatiques de l'IGAD</b></p>	<p>Les projets SGR de Mombasa/Nairobi fournissent de nombreux enseignements pour la conception et la mise en œuvre de projets similaires au sein de l'IGAD et d'autres régions du continent, et les suivants sont pertinents :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• La conception de projets ferroviaires où l'itinéraire évite les terminaux de fret ou les gares de passagers existants devrait tenir compte de questions telles que les liaisons intermodales pour la livraison de fret à partir des nouveaux terminaux et le flux de passagers ;</li> <li>• Les projets devraient également prendre en compte de manière approfondie les sources de traction actuelles et potentielles et intégrer la traction électrique pour éviter les coûts supplémentaires d'installation de cette traction dans un avenir proche, une fois les omissions constatées ;</li> <li>• La question des droits de passage devrait être réglée par la loi afin d'éviter que les spéculateurs n'encaissent des indemnités pour des biens qui ne valent pas ce qu'ils demandent d'être payés ;</li> <li>• Le renforcement des capacités du personnel local devrait être une priorité afin que ce personnel soit disponible avant ou peu après l'achèvement du projet, afin d'éviter la dépendance vis-à-vis des gestionnaires externes engagés.</li> <li>• Le développement de nouveaux réseaux ferroviaires devrait être structuré en synchronisation avec les projets intermodaux de contrepartie tels que les routes et les trains de banlieue, de manière à ce qu'ils soient prêts au moment de la mise en service du projet ou immédiatement après celle-ci, afin d'éviter l'encombrement des nouveaux terminaux ou des gares de voyageurs ; et</li> <li>• Le renforcement des capacités pour assurer le transfert des compétences et des connaissances de la main-d'œuvre nationale devrait être une priorité absolue et devrait inclure l'identification et le financement de centres d'excellence qui peuvent assurer la formation et la certification d'experts pour des groupes de pays.</li> </ul>
<p><b>Autres commentaires</b></p>	<p>D'autres extensions sont prévues de Nairobi - Naivasha - Kisumu à Malaba pour relier et connecter les réseaux prévus en Ouganda et au Soudan du Sud</p>





Étude de cas n° 4 : Chemin de fer à écartement normal entre l'Éthiopie et Djibouti

<b>Titre du projet</b>	<b>Construction du chemin de fer à écartement normal Éthiopie-Djibouti (SGR)</b>
<b>Emplacement</b>	Djibouti, Ethiopie
<b>Estimation des coûts</b>	US\$3.0 Milliards
<b>Pays liés</b>	Djibouti, Ethiopie, Soudan du Sud, Soudan et Ouganda
<b>Pouvoirs adjudicateurs</b>	Banque Exim de Chine, Banque de développement de Chine, Banque industrielle et commerciale de Chine ainsi que le Gouvernement de Djibouti et le Gouvernement d'Ethiopie
<b>Carte</b>	Société éthiopienne des chemins de fer
<b>Titre du projet</b>	 
<b>Description</b>	<p>Le projet de chemin de fer à écartement normal Ethiopie/Djibouti (SGR) a été le premier réseau à écartement normal à être construit dans la région de l'Est et de la Corne de l'Afrique. La ligne part du port de Djibouti pour rejoindre Addis-Abeba, la capitale éthiopienne. Elle est longue de 759 kilomètres avec un écartement de 1,435 mètre. Alors que la ligne est principalement à voie unique, le tronçon Addis-Abeba-Adama est à double voie.</p> <p>L'alignement de la ligne est principalement parallèle à l'ancien rail à écartement étroit. Les principales gares de Djibouti sont Doraleh, Nagad et Al Sabieh tandis</p>



	<p>qu'en Ethiopie, elles comprennent Dewele, Dire Dawa, Awash, Adama, Moijo et Sebeta (Addis-Abeba). La capacité nominale est d'environ 25,0 millions de tonnes de fret par an, avec un volume de 6 millions de tonnes attendu d'ici 2023.</p> <p>Le chemin de fer a été construit dans le cadre de trois contrats avec deux tronçons en Éthiopie et un à Djibouti sous contrat avec différentes compagnies chinoises. Le projet a coûté 3,0 milliards de dollars US, dont 2,4 milliards de dollars US du côté éthiopien et 0,6 milliard de dollars US du côté djiboutien. Le financement a été assuré par l'Exim Bank of China avec des fonds supplémentaires de la Banque de développement de Chine et de la Banque industrielle et commerciale de Chine. La traction est assurée par des locomotives électrifiées. La pose de la voie a commencé en 2011 et la ligne a été mise en service en octobre 2016. Après des essais, les services ferroviaires commerciaux complets ont commencé le 1er janvier 2018.</p>
<p><b>Résultats et impact</b></p>	<p>La construction du SGR a eu les principaux résultats suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Reprise de services réguliers et fiables de fret et de passagers entre Djibouti et Addis-Abeba, qui avaient cessé après la défaillance de larges segments du chemin de fer à voie étroite initial ;</li> <li>• Le temps de voyage des passagers sur l'ensemble du réseau a été réduit, le temps total entre Djibouti et Addis-Abeba étant passé de plus de 36 heures à environ 11 heures ;</li> <li>• Le temps de transit du fret sur le Djibouti et Addis-Abeba a été réduit de plus de 72 heures à 12 heures ;</li> <li>• Les retards pour le fret éthiopien au port de Djibouti ont été réduits de manière significative ; et</li> <li>• La sécurité des transports publics a été améliorée dans les deux pays</li> </ul>
<p><b>Facteurs déterminants pour la réussite</b></p>	<p>La réussite du projet de construction du chemin de fer a été renforcée par les facteurs favorables suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• La construction du chemin de fer reposait sur le plan de croissance et de transformation (PCT), un plan national quinquennal qui fixait des objectifs élevés de croissance économique et accordait donc une grande priorité au développement des infrastructures ;</li> <li>• Des prêts accordés à des conditions favorables par l'Exim Bank of China et un financement national de contrepartie obtenu grâce à la taxe sur les chemins de fer ;</li> <li>• Une mobilisation rapide par l'entrepreneur avec l'équipement nécessaire ainsi qu'un personnel expatrié et local qualifié ; et</li> <li>• Les propriétaires étaient largement satisfaits de la compensation accordée et, par conséquent, les droits de passage pour l'infrastructure ferroviaire n'ont pas été largement contestés.</li> </ul>
<p><b>Défis</b></p>	<p>Bien que le chemin de fer ait été construit comme un projet clé en main, les infrastructures connexes clés n'ont pas été suffisamment prévues et, lors de la remise du projet, le chemin de fer n'était pas prêt, en particulier pour les opérations commerciales de fret. Les principaux défis à relever sont les suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• La ligne ne comprenait pas de routes d'accès adéquates, d'embranchements, de lignes secondaires, d'installations de stockage, d'installations de manutention des marchandises ou de ports secs ;</li> <li>• Les États bénéficiaires ont décidé de construire d'abord la ligne principale et</li> </ul>



	<p>de mettre progressivement en place les autres infrastructures d'intégration nécessaires ;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• De nombreuses gares ferroviaires ont été construites loin des centres-villes et même en dehors des villes qu'elles devaient desservir ;</li> <li>• Les terminaux principaux, tels que ceux de Dire Dawa et d'Addis-Abeba, n'ont pas bénéficié de lignes d'embranchement et les infrastructures de manutention des marchandises en vrac et des carburants ont été supprimées.</li> <li>• Le budget alloué à la construction du chemin de fer n'a pas été suffisant pour achever les infrastructures auxiliaires nécessaires pour permettre le lancement d'une exploitation complète dès la mise en service</li> </ul>
<p><b>Leçons pertinentes pour la conception et la mise en œuvre des projets interétatiques de l'IGAD</b></p>	<p>Le projet Ethio/Djibouti SGR apporte de nombreuses leçons pour la conception et la mise en œuvre de projets similaires dans la région de l'IGAD et dans d'autres régions du continent, et les suivantes sont pertinentes :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• La question des droits de passage devrait être abordée par la loi pour éviter que les spéculateurs n'encaissent des compensations pour des biens qui ne valent pas ce que ces spéculateurs exigent d'être payés ;</li> <li>• Le renforcement des capacités du personnel local devrait être une priorité afin que ce personnel soit disponible avant ou peu après l'achèvement du projet, afin d'éviter la dépendance vis-à-vis des gestionnaires externes engagés.</li> <li>• Le développement de nouveaux réseaux ferroviaires devrait être structuré en synchronisation avec les projets intermodaux de contrepartie tels que les routes et les trains de banlieue, de manière à ce qu'ils soient prêts au moment de la mise en service du projet ou immédiatement après celle-ci, afin d'éviter l'encombrement des nouveaux terminaux ou des gares de voyageurs ; et</li> <li>• Le renforcement des capacités pour assurer le transfert des compétences et des connaissances de la main-d'œuvre nationale devrait être une priorité absolue et devrait inclure l'identification et le financement de centres d'excellence qui peuvent assurer la formation et la certification d'experts pour des groupes de pays.</li> </ul>
<p><b>Autres commentaires</b></p>	<p>Le chemin de fer doit être exploité par l'Ethio-Djibouti Standard Gauge Rail Transport S.C., une société détenue conjointement par Djibouti et l'Éthiopie et dont le siège est à Addis-Abeba. Le capital social de la société est détenu à 75% par l'Éthiopie et à 25% par Djibouti.</p>

Étude de cas n° 5 : Concession des chemins de fer du Kenya et de l'Ouganda

<b>Titre du projet</b>	<b>Concession du transport à voie étroite entre le Kenya et l'Ouganda</b>
<b>Emplacement</b>	Kenya
<b>Estimation des coûts</b>	NA
<b>Pays liés</b>	Kenya et Ouganda
<b>Pouvoirs adjudicateurs</b>	Société des chemins de fer du Kenya
<b>Carte</b>	
<b>Description</b>	<p>Les accords de concession (Accord de concession du Kenya Accord de concession de l'Ouganda) sont entrés en vigueur le 7 avril 2006. Les autres accords entre les parties auxquels la concession était subordonnée étaient l'accord d'interface et les accords directs avec les prêteurs.</p> <p>En novembre 2006, le Kenya et l'Ouganda ont tous deux accordé une concession de 25 ans pour le transport de marchandises et de 5 ans pour le transport de passagers au Kenya aux Rift Valley Railways (RVR).</p> <p>La longueur totale des lignes concédées était de 1 920 km, dont la ligne principale : Nairobi-Mombasa - Malaba 1 083 km comme ligne d'exploitation vers l'Ouganda. Les principales lignes secondaires au Kenya : Ligne Nairobi - Nanyuki 235 km, ligne Nakuru - Kisumu 217 km.</p> <p>Au début de la concession, l'inventaire des locomotives et du matériel roulant remis au concessionnaire était constitué de 139 lignes principales, 49 lignes légères, 43 locomotives de manœuvre. Le parc de wagons en état de marche comprenait 3 212 wagons. Les voitures de voyageurs étaient au nombre de 175. Il y avait également le seul ferry de wagons en état de marche.</p> <p>L'historique des performances de la concession se présente comme suit ;</p> <p>De novembre 2006 à juin 2010, la part de marché du transport ferroviaire est passée de 10 % à 8 % ;</p> <p>La RVR a réalisé des investissements insignifiants et la maintenance a été sérieusement négligée pendant cette période ;</p> <p>La RVR n'a pas respecté la plupart des dispositions du contrat de concession et la concession était sur le point d'être résiliée ;</p>

	<p>Pour remédier à cette situation, le Kenya et l'Ouganda ont convenu de restructurer la concession afin de remédier aux mauvais résultats. L'actionnaire principal, Shetland, a transféré ses actions à la société égyptienne Qalaa Holdings. À l'entrée, Qalaa contrôlait 80 % de la RVR. La concession a été restructurée et appuyée comme suit :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Les prêteurs ont apporté 164 millions d'USD pour l'investissement dans les actifs concédés, et une injection de capitaux propres de 82 millions d'USD a été effectuée par les actionnaires. Les accords de prêt ont été signés le 2 août 2011. ;</li> <li>• La gestion de la concession a été renforcée en engageant America Latino Logistica (ALL) comme partenaire technique ;</li> <li>• La dette de la concession a été restructurée pour être payée sur 12 mois ; et</li> <li>• Les objectifs de performance ont été adaptés.</li> </ul>
<p><b>Résultats et impact</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Le réseau ferroviaire du Kenya et de l'Ouganda représentait près de 20 % de la part de marché des transports dans le pays avant la concession. Toutefois, cette part est tombée à 2 % lorsque la concession du réseau ferroviaire a échoué.</li> <li>• La capacité d'exploitation totale du réseau ferroviaire du Kenya et de l'Ouganda a été compromise par le mauvais état des infrastructures et du matériel roulant, ainsi que par une mauvaise surveillance de l'exploitation de la concession.</li> </ul>
<p><b>Facteurs déterminants pour la réussite (qu'est-ce qui explique la réussite du projet ?)</b></p>	<p>La réussite de l'accord de concession repose sur les facteurs suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Les deux gouvernements avaient supporté une lourde charge financière pour soutenir les services ferroviaires en perte de vitesse. L'industrie ferroviaire ne s'y est guère opposée, car la plupart de ses effectifs avaient déjà été réduits</li> <li>• Les échecs criants de la concession ont été les suivants :</li> <li>• défaut de maintien des actifs aux normes requises</li> <li>• Non-respect des objectifs en matière de volume de fret.</li> <li>• Le concessionnaire n'a pas pu fournir des services efficaces et fiables</li> <li>• Les faibles revenus ne pouvaient pas garantir l'autosuffisance financière.</li> <li>• Des décisions de conseil d'administration peu judicieuses en matière d'investissement et de services de main-d'œuvre (capital humain)</li> </ul>
<p><b>Défis</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Les principaux défis de la concession étaient :</li> <li>• L'incapacité des concédants et des conseillers en transaction à évaluer efficacement la capacité du concessionnaire à exploiter les services ferroviaires de manière durable ;</li> <li>• Les conditions de la concession ne prévoyaient pas d'indicateurs de performance clairs et vérifiables pour les services ;</li> <li>• Mauvais services de conseil en matière de transactions ; et</li> <li>• Manque de capacité des concédants à négocier avec les concessionnaires ;</li> </ul>
<p><b>Quels enseignements peut-on tirer de l'étude de cas pour la</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La concession était essentiellement un contrat à coût net avec un investissement qui n'a pas atteint ses objectifs. Dès le départ, la structure de la concession était déficiente, notamment sur les plans juridique et</li> </ul>

<p><b>conception et la mise en œuvre des projets transfrontaliers de l'IGAD ?</b></p>	<p>réglementaire et pour le suivi des résultats de la concession.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Sur la base de l'expérience de la concession, il est nécessaire à l'avenir d'adopter des lignes directrices pour le sous-secteur ferroviaire afin de garantir la sécurité, le financement des infrastructures, les exigences de certification au niveau régional pour les services de fret et de passagers et la fourniture de statistiques ferroviaires communes.</li> <li>• Il est nécessaire d'établir des normes techniques intégrées pour les systèmes ferroviaires nationaux et régionaux ainsi que des lignes directrices globales pour la politique commune des transports concernant tous les modes de transport.</li> <li>• En ce qui concerne l'intégration du sous-secteur ferroviaire, pour la concession RVR, il y a de sérieux chevauchements dans les cadres juridiques des deux pays et, par conséquent, une harmonisation vers un cadre juridique commun pour les opérations commerciales en ce qui concerne le transit et la facilitation des échanges serait nécessaire.</li> </ul>
<p><b>Autres commentaires</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Au fur et à mesure que les réseaux ferroviaires seront adaptés à l'écartement normal au Kenya et en Ouganda, les questions d'exploitation se poseront et le libre accès des opérateurs nécessitera des accords de concession appropriés qui devront être négociés et supervisés pour atteindre les niveaux de performance requis</li> <li>• Les questions juridiques et réglementaires devront être réglées ;</li> <li>• Il faudra développer les capacités de contrôle et de réglementation des concessions</li> </ul>

Étude de cas n° 6 : Le port de Lamu

<b>Titre du projet</b>	<b>Port de Lamu</b>
<b>Emplacement</b>	Comté de Lamu, Kenya
<b>Estimation des coûts</b>	US \$480 Millions
<b>Source de financement</b>	Gouvernement du Kenya
<b>Pays à desservir</b>	Kenya, Ethiopie et Soudan du Sud
<b>Carte</b>	
	
<b>Description</b>	<p>Le port en eau profonde de Lamu, dans la baie de Manda, dans le comté de Lamu, a été proposé pour la première fois en 1975 par la Société des ports d'Afrique de l'Est. Une première étude de faisabilité a été entreprise dans le cadre de l'étude de développement des ports d'Afrique de l'Est, mais le développement des installations portuaires n'a pas été poursuivi jusqu'à ce qu'il soit relancé et intégré aux projets prioritaires du NEPAD en 2003. Il a ensuite été adopté comme un projet clé dans la Vision 2030 du Kenya, lancée en 2008.</p> <p>À la suite d'une étude de faisabilité réalisée pour le corridor LAPSSET, le potentiel</p>

	<p>portuaire a été estimé à une capacité de 32 postes d'amarrage comprenant 6 postes pour conteneurs, 21 postes pour marchandises diverses, 4 postes pour vrac sec et 1 poste pour vrac liquide, et aura la capacité de traiter 23 millions d'EVP par an d'ici 2030 - ce qui en fait le deuxième plus grand port à conteneurs d'Afrique subsaharienne et le plus grand d'Afrique de l'Est.</p> <p>Le port est l'un des projets phares du programme de corridor LAPSSET (Lamu Port-Soudan-Sud-Ethiopie), qui comprend les éléments suivants Le port de Lamu ; les routes ; le chemin de fer SGR ; les oléoducs de pétrole brut et de produits pétroliers ; les aéroports internationaux ; les villes de villégiature à Lamu, Isiolo et au lac Turkana ; le barrage polyvalent de High Grand Falls ; et la zone économique spéciale de Lamu.</p> <p>L'Autorité de développement du corridor LAPSSET (LCDA) a été créée en mars 2013 pour planifier, coordonner et gérer la mise en œuvre de LAPSSET.</p> <p>L'étude de faisabilité et un plan directeur pour le port ont été achevés en 2010 et le premier coup de pioche a été donné en 2012, suivi par l'appel d'offres et une EIES en 2013. L'attribution du contrat à la China Communication Construction Company (CCCC) et la mobilisation pour la construction des trois premiers postes à quai ont été entreprises en 2015 et les travaux ont commencé sur le site en octobre 2016. Cette phase du projet est financée par le Gouvernement du Kenya à travers le budget national et est gérée par l'Autorité portuaire du Kenya (KPA).</p> <p>Les travaux étaient terminés à 55 % en octobre 2018 et leur achèvement est prévu pour septembre 2020. Les phases ultérieures devraient être financées par des promoteurs du secteur privé par le biais d'un appel d'offres concurrentiel. Des négociations sont en cours entre la KPA et le consortium portuaire de Lamu dirigé par Transnet et la Development Bank of Southern Africa (DBSA) pour exploiter les trois premiers postes à quai et développer les trois postes suivants.</p> <p>Le coût des trois premiers postes à quai est d'environ 480 millions de dollars. Les phases ultérieures seront développées et financées par le secteur privé, l'élément déclencheur du développement étant l'occupation à 80 % des postes d'amarrage existants.</p>
<p><b>Résultats et impact (quels ont été les résultats de l'étude de cas en question ? Ou qu'est-ce qu'elle vise à atteindre?)</b></p>	<p>Une fois achevés, le port de Lamu et le corridor LAPSSET donneront accès à un réseau de transport efficace à plus de 100 millions de personnes, il deviendra un point de manutention clé pour les marchandises en provenance du Soudan du Sud, de l'Éthiopie et de la ZES de Lamu, et servira de plate-forme de transbordement pour les régions de l'Est et de la Corne de l'Afrique. Il permettra également d'accroître la capacité de transport, ce qui est indispensable, en plus des ports de Mombasa (pour le Kenya et le Soudan du Sud) et de Djibouti (pour l'Éthiopie). Actuellement, l'Éthiopie dépend du port de Djibouti pour 95 % de ses importations et exportations, tandis que le Soudan du Sud et le Kenya dépendent du port de Mombasa et du corridor Nord. Les capacités de tirant d'eau des postes à quai des ports de Djibouti et de Mombasa ne sont pas suffisantes pour accueillir la nouvelle génération de porte-conteneurs tels que le nouveau Panamax et l'Ultra Large Container Vessel (ULCV). Le tirant d'eau maximum des postes à quai de Mombasa et de Djibouti est de 14,5 mètres et 12 mètres respectivement. Les nouveaux navires Panamax ont un tirant d'eau de 15 mètres.</p> <p>Le port de Lamu disposera de postes à quai pour conteneurs d'un tirant d'eau de 18 mètres, soit un espace suffisamment grand pour accueillir les plus grands</p>



	<p>porte-conteneurs actuellement en service. Ainsi, il est proposé que Lamu serve de centre de transbordement pour la région, ce qui augmentera la compétitivité de la région.</p> <p>Au niveau national, il est envisagé que le port serve de projet d'ancrage pour une nouvelle ville portuaire pouvant accueillir jusqu'à 1 million de personnes, ainsi que de corridor économique s'étendant sur 50 km de part et d'autre du corridor d'infrastructure. Ce corridor économique comprendra les trois villes de villégiature, ainsi que des zones économiques spéciales, des parcs industriels, des usines agroalimentaires, des systèmes d'irrigation, des activités minières et de l'économie bleue (pêche et maritime). Ainsi, le développement du port agira comme un catalyseur pour le développement économique du nord du Kenya, une région qui est actuellement sous-développée mais avec un important potentiel inexploité.</p> <p>Pendant la phase de construction, le port procure de l'emploi à 800 travailleurs kenyans et créera davantage de possibilités d'emploi une fois qu'il sera terminé. On estime au total que 425 000 nouveaux emplois seront créés dans la nouvelle ville portuaire de Lamu, dont 60 % dans le secteur manufacturier. Il y aura d'autres impacts indirects sur l'emploi et les salaires dans les chaînes de valeur agricoles et minières qui fourniront des intrants aux entreprises manufacturières de la ZES.</p>
<p><b>Facteurs déterminants pour la réussite (qu'est-ce qui explique la réussite du projet ?)</b></p>	<p>Le port en est encore à ses débuts et la réussite du projet dépendra de plusieurs facteurs parmi lesquels on peut citer les suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Convaincre des investisseurs du secteur privé appropriés pour la prochaine phase de développement et de gestion des opérations portuaires ;</li> <li>• L'achèvement dans les délais des autres projets d'infrastructure du corridor LAPSET - en particulier les routes et les chemins de fer ;</li> <li>• Structuration, échelonnement et montage efficaces des investissements d'infrastructure pour s'assurer qu'ils sont économiquement viables et attrayants pour les investisseurs ; - L' Autorité de développement du corridor LAPSET a un rôle essentiel à jouer dans la coordination des actions des différents acteurs impliqués dans le projet - y compris en Éthiopie et au Soudan du Sud - pour s'assurer que chacun remplit ses rôles et responsabilités et que tous travaillent ensemble pour développer et gérer efficacement le corridor ;</li> <li>• L'Éthiopie et le Soudan du Sud sont censés générer une grande partie de la demande pour le port, il est donc essentiel que toutes les barrières commerciales entre ces pays et le Kenya soient également abordées afin de garantir que les marchandises puissent circuler sans problème le long du corridor et que les coûts soient minimisés</li> <li>• Le développement du port et d'autres projets de corridors peuvent stimuler l'économie d'une région qui est actuellement sous-développée et souffre d'une instabilité chronique. Pour maximiser son impact, il est essentiel d'établir des liens solides avec les économies locales et de créer des opportunités d'emploi pour les travailleurs locaux. Cela nécessitera une planification stratégique, une formation et un développement des capacités des entreprises et des travailleurs locaux afin de s'assurer qu'ils sont en mesure de tirer parti des nouvelles opportunités.</li> </ul>



<p><b>Défis (quelles difficultés ont été rencontrées dans la mise en œuvre ou l'opérationnalisation du projet ?)</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La nature nouvelle du site du projet a présenté quelques difficultés pour attirer les investisseurs pour développer la phase initiale du projet, en raison des niveaux élevés de risque et d'incertitude impliqués. En conséquence, le gouvernement du Kenya a dû financer la construction des trois premiers postes à quai sur le budget national ;</li> <li>• Le projet a dû faire face à de longues clameurs de la part de propriétaires fonciers spéculatifs qui ont exigé des compensations élevées pour leurs terrains dans la zone portuaire et le long des routes et chemins de fer proposés ;</li> <li>• Il y a également eu de fortes revendications des écologistes qui se sont opposés au développement du port en invoquant la préservation de Lamu en tant que site touristique et patrimoine naturel ;</li> <li>• Le transport d'équipements et de matériaux de construction a été un défi en raison de l'éloignement du site portuaire. La nouvelle autoroute qui reliera le port au réseau routier national devrait être achevée en 2019 ;</li> <li>• Le Kenya ne dispose pas, à l'heure actuelle, d'un nombre suffisant de travailleurs pour remplir les fonctions hautement qualifiées du projet (ingénieurs, planificateurs, gestionnaires, etc.) et la majorité de ces travailleurs sont actuellement engagés dans l'extension du port de Mombasa ;</li> <li>• Malgré les lacunes apparentes en matière de compétences, il n'existe actuellement aucun programme officiel pour transférer les compétences et les connaissances des entrepreneurs chinois aux travailleurs kenyans locaux ;</li> <li>• Compte tenu de la nature stratégique du projet à long terme et au niveau national, il faut s'attendre à ce qu'avec le temps, la proportion de postes (y compris les postes hautement qualifiés et techniques) occupés par des travailleurs kenyans augmente, de sorte que, par exemple, la construction du quai 10 soit réalisée en grande majorité par des travailleurs kenyans.</li> </ul>
<p><b>Quels enseignements peut-on tirer de l'étude de cas pour la conception et la mise en œuvre des projets transfrontaliers de l'IGAD ?</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• En raison de la nature complexe et ambitieuse du projet, et de son développement sur un nouveau site vierge sans infrastructure préexistante, le projet a rencontré plusieurs défis à ce jour, dont on peut tirer des leçons et les appliquer au développement futur du port, ainsi qu'à d'autres projets d'infrastructure :</li> <li>• Lors de l'élaboration de projets d'infrastructure sur des sites vierges, il peut être difficile d'attirer des investisseurs pour développer la première phase en raison du niveau élevé d'incertitude et de risque qu'elle comporte. Le projet de port de Lamu a surmonté cette difficulté grâce au financement de la première phase de construction par le gouvernement du Kenya sur le budget national, ce qui a suscité un intérêt accru de la part des acteurs du secteur privé.</li> <li>• Pour des projets similaires à l'avenir, il pourrait être plus efficace d'établir un partenariat public-privé (PPP), le gouvernement fournissant des garanties ou un financement partiel du projet afin de réduire l'incertitude et le risque pour les investisseurs privés.</li> <li>• Il est conseillé de planifier l'échelonnement des projets complémentaires de manière à ce qu'ils commencent et se terminent simultanément, de sorte que l'appel d'offres pour l'ensemble des investissements ait le même effet.-</li> <li>• Pour les phases ultérieures, il est recommandé que le transfert de connaissances et le développement des compétences des travailleurs kenyans soient inscrits dans les termes du contrat avec le promoteur, et que la KPA travaille avec les</li> </ul>



	<p>universités nationales pour développer le personnel de formation et de certification.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Des efforts supplémentaires doivent être consentis pour renforcer les liens et créer des opportunités pour la communauté locale. Actuellement, le port et les infrastructures associées se développent comme une enclave économique avec peu de liens et d'opportunités d'emploi créées pour l'économie locale du comté de Lamu. La population locale est donc sceptique quant au projet et à l'impact qu'il aura sur sa communauté.</li> <li>• Il aurait pu être avantageux de construire la route pavée avant de commencer la construction du port pour faciliter et rendre moins coûteux le transport des matériaux de construction.</li> </ul>
<p><b>Autres commentaires</b></p>	<p>Compte tenu de l'expérience acquise avec les coûts élevés des indemnités foncières, il est important d'élaborer une politique claire sur l'évaluation des terrains qui découragera ceux qui achètent des terrains à des fins purement spéculatives.</p>

Étude de cas n° 7 : Poste frontière à arrêt unique de Moyale (OSBP)

<b>Titre du projet</b>	<b>Étude de cas du projet d'OSBP de Moyale</b>
<b>Emplacement</b>	Ethiopie, 771 KM au sud-est de la capitale éthiopienne, Addis-Abeba
<b>Carte</b>	
<b>Description</b>	<p>L'OSBP de Moyale a été récemment achevé et est opérationnel. Il a été conçu en 2011 lorsque l'Éthiopie et le Kenya ont signé un accord bilatéral pour développer le point frontalier et la route commune afin de renforcer les relations commerciales bilatérales. L'OSBP est situé sur le corridor Hawassa-Mombasa qui offre à l'Éthiopie un accès terrestre au port de Mombasa comme alternative au port de Djibouti. Le corridor et l'OSBP de Moyale desservent la partie sud de l'Éthiopie, une zone au potentiel commercial inexploité.</p> <p>Les organisations chargées de la mise en œuvre sont l'Autorité des routes d'Éthiopie (ERA) et l'Autorité des recettes du Kenya (KRA). Une société de conseil régionale, LASA Consult PLC, a été engagée pour s'assurer que les résultats visés sont atteints. La société indienne JMC est l'entrepreneur de la route de Hawassa à Moyale et de la mise en œuvre/construction du projet OSBP. Le projet OSBP, le premier de ce type en Éthiopie, comporte trois volets :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• La construction de la route de Hawassa à Moyale (496 KM),</li> <li>• La construction des installations de l'OSBP, et</li> <li>• La construction de la cour d'attente qui se trouve à environ 7 KM du bâtiment de l'OSBP.</li> </ul> <p>Les travaux ont commencé avec la construction des trois composantes en 2014. Le projet a été financé par la Banque africaine de développement.</p> <p>La construction de la route qui relie l'OSBP de Moyale et le réseau routier principal du Kenya a été achevée un an avant la route correspondante du côté éthiopien. Le tronçon de la route de Hawassa à Dilla à Bule Hora (196 Km) est en grande partie achevé ; une courte section de la route n'est pas terminée et/ou goudronnée en plus, et la route de Yirgachefie à Dilla (38 KM) nécessite une grande attention. La route de Bule Hora à Moyale (300 KM) est terminée (goudronnée). Conformément à l'accord entre les deux pays, la construction de la route sera achevée au début de 2019. Les routes d'accès au poste frontière sont terminées.</p> <p>La construction du bâtiment de l'OSBP comprend une salle de serveurs sécurisée, un générateur de secours et l'installation du système SYDONIA monde. La sécurité du poste frontalier est renforcée par l'installation de la télévision en circuit fermé, les ordinateurs, les imprimantes et le matériel de</p>



	<p>bureau sont distribués et la cour d'attente est prête pour la mise en service, bien que certaines contraintes comme le problème de qualité du bâtiment, par exemple la fissuration du sol et des murs, les fuites de canalisations dans la salle de repos et la salle des pompes anti-incendie, ne soient pas encore terminées (elles devraient l'être dans les 20 jours au mois de novembre) et les services publics ne sont pas encore équipés dans la cour d'attente. Dans le cadre de la gestion du poste frontalier, la réunion des différentes parties prenantes des deux pays s'est tenue au mois de septembre 2018 dans la province de Mersa et a examiné la gestion du poste frontalier.</p>
<p><b>Résultat et impact</b> <i>(quels ont été les résultats de l'étude de cas en question ? Ou qu'est-ce qu'elle vise à atteindre) ?</i></p>	<p>Il est encore trop tôt pour procéder à une évaluation complète de l'impact de l'OSBP de Moyale sur les délais de transit, les délais de passage des frontières, les coûts, le volume des échanges et les exigences en matière de documents de dédouanement. Toutefois, les progrès considérables réalisés dans la construction des OSBP, ainsi que l'engagement ferme des parties prenantes respectives, à savoir les agences frontalières et gouvernementales, à mettre en œuvre les installations portuaires d'accompagnement dans les opérations frontalières, indiquent que le résultat du projet est susceptible d'être atteint. Par exemple, la route Hawassa-Moyale constituera un lien important et efficace entre le parc industriel de Hawassa - le plus grand parc industriel spécialisé dans le textile et l'habillement en Afrique - et l'OSBP de Moyale, facilitant ainsi l'exportation. Cela stimulera à son tour l'économie des populations locales le long de la route grâce à l'emploi, au commerce de leurs propres produits, etc.</p>
<p><b>Facteurs déterminants pour la réussite</b> <i>(qu'est-ce qui explique la réussite du projet ?)</i></p>	<p>Les facteurs déterminants pour la réussite de l'OSBP sont notamment les suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• L'engagement politique et le soutien du sommet rendraient tout possible.</li> <li>• Tirer les leçons des meilleures pratiques et de l'évaluation comparative de projets similaires.</li> <li>• Tout développement comme l'OSBP devrait être mis en œuvre selon une approche progressive afin d'assurer la cohérence et le contrôle.</li> <li>• L'aménagement en temps voulu des installations restantes, en particulier l'installation des scanners (le montage devrait être achevé au bout de deux mois), la mise à disposition des services publics pour le maintien de la cour et l'achèvement des routes dans le cadre des composantes de l'OSBP.</li> <li>• Une gestion efficace des postes frontières est possible grâce à l'accomplissement des responsabilités des parties prenantes du projet par les deux pays de la région.</li> <li>• Développer la capacité de la communauté locale et des entreprises afin de tirer profit des opportunités émanant du projet OSBP.</li> </ul>
<p><b>Défis (quelles difficultés ont été rencontrées dans la mise en œuvre ou l'opérationnalisation du projet ?)</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Il est à noter que le défi de résoudre le problème, lié à la démolition des deux maisons d'hôtel autour du pont à bascule où la route de contournement pour le virage des camions chargés et l'entrée dans le pont à bascule, n'est pas réglé, donc la route de contournement n'est pas encore construite même si les compensations ont été touchées pour les maisons. Sans une telle route de contournement, il est probable qu'il y aura un retard dans la concrétisation de tous les avantages de l'OSBP.</li> </ul>



	<ul style="list-style-type: none"> <li>• L'installation des scanners a pris du retard, bien que les fondations soient en cours de construction.</li> <li>• La région est sujette à l'insécurité, ce qui est mis en évidence par le fait que l'une des principales raisons du retard du projet est le conflit qui a éclaté entre les habitants de Moyale pour diverses raisons. Ainsi, le personnel de l'entrepreneur a quitté la ville à la recherche de sécurité pour arrêter le projet et est resté jusqu'à ce que la paix soit rétablie.</li> <li>• Le manque d'attention et de suivi de l'avancement du projet par les parties prenantes, en particulier l'ERA, le ministère des transports et le bureau des douanes.</li> <li>• Manque de renforcement des capacités du personnel des douanes et des agences frontalières en ce qui concerne le concept et la pratique de l'OSBP, ce qui est attendu des entrepreneurs indiens dans le cadre du transfert de compétences et de connaissances.</li> <li>• Le personnel important du Kenya et de l'Éthiopie qui travaille sur le fonctionnement de l'OSBP n'est pas présent dans ses bureaux, notamment le ministère de l'agriculture, le service des normes et la banque, tandis que les services de l'immigration, de la quarantaine sanitaire et des enquêtes de la police fédérale sont présents dans leurs bureaux pour les équiper.</li> </ul>
<p><b>Quels enseignements peut-on tirer de l'étude de cas pour la conception et la mise en œuvre des projets transfrontaliers de l'IGAD ?</b></p>	<p>Les enseignements spécifiques du projet OSBP sont notamment les suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Le soutien manifeste du gouvernement est une condition préalable à la concrétisation des progrès, ce soutien devant se manifester par la résolution des problèmes soulevés dans le cadre du projet, comme la prise de décision dans le cas de la démolition des maisons d'hôtel après l'octroi de compensations appropriées.</li> <li>• Compte tenu de l'insécurité locale, le gouvernement devrait fournir des garanties pour les risques encourus en raison des conflits avant l'arrêt des projets.</li> <li>• Il est conseillé de résoudre les problèmes liés au projet avant de procéder à la construction du port plutôt que de résoudre les problèmes après la construction de certains éléments du port.</li> <li>• Les efforts de renforcement des capacités, y compris pour la communauté locale, doivent faire partie du projet et l'accord sur ce point avec l'entrepreneur doit être contraignant.</li> <li>• Toutes les parties prenantes doivent pouvoir recevoir des informations en temps réel sur leur rôle et l'avancement du projet et, à cet effet, il doit y avoir un mécanisme de communication efficace entre les parties pour les informer de leurs responsabilités.</li> <li>• Un système de contrôle prudent doit être mis en place pour suivre l'évolution du projet.</li> </ul>



Étude de cas n° 8 : Développement d'un marché unique du transport aérien en Afrique (SAATM)

<b>Projet</b>	<b>Développement d'un marché unique du transport aérien en Afrique -SAATM</b>
<b>Secteur</b>	Transport
<b>Sous-secteur</b>	Aviation civile
<b>Emplacement</b>	Union Africaine
<b>Estimation des coûts</b>	NA
<b>Pays à desservir</b>	Union Africaine
<b>Financement</b>	CUA
<b>Pouvoirs adjudicateurs</b>	CUA

**Carte**

**SINGLE AFRICAN AIR TRANSPORT MARKET (SAATM)**  
**AU Agenda 2063 Flagship Project**  
 AU HoDG Declaration on the establishment of the SAATM (Doc EX/CL/67/0009)

**Institutions of the SAATM**  
 - AUC Executive Council  
 - SAC (SAC)  
 - Ministerial Working Group  
 - Monitoring Body of YD (MBC)  
 - Regional Agency of YD (RAYC)  
 - Regional Economic Communities (RECs)  
 - Member States

17 Countries have signed the solemn commitment for the Single African Air Transport Market  
 ✓ Total population of these countries: 600 million  
 ✓ Total GDP (2015): \$450 Billion US Dollars  
 ✓ Potential passengers greater than 200 million per year  
 ✓ Cover 75% of Intra African Air Transport

**Benefits of the Single African Air Transport Market**  
 ✓ Air Service connectivity  
 ✓ Over 25% Lower Fares  
 ✓ Creation Jobs for the Youths  
 ✓ Integration – Bringing African Together  
 ✓ Convenience  
 ✓ Time Saving  
 ✓ Enhanced Intra-African Trade (CFTA)  
 ✓ Contribution to tourism growth  
 ✓ The survival of African Airlines  
 ✓ Contribution to National GDP  
 ✓ Contribution to African Integration

**Beneficiaries:** Africans, Airlines, Airports, Air Traffic Control Services, Tourism Industry, Shippers, Users and Passengers.

**Support the free movement of People and Goods in Africa!**  
 Solemn Commitment States  
 States not yet committed

States that have signed the solemn commitment have committed with immediate effect to the full implementation of the Yamoussoukro Decision (YD) towards the establishment of SAATM (Assembly/AUC/Commitment/XXIV)  
 Launch Date: June 2017

Produced by the Department of Infrastructure and Energy – African Union Commission  
 V1.00/January 2017

**Description**

L'idée d'établir un marché unique du transport aérien en Afrique (SAATM) fait partie d'un programme plus large visant à établir la zone de libre-échange continentale africaine (ZLECA) et l'union douanière africaine dans le cadre du programme d'intégration régionale africaine qui est basé sur le traité d'Abuja.

L'idée d'établir une zone continentale africaine de libre-échange a été énoncée lors de la première conférence des peuples africains convoquée par Kwame Nkrumah en avril 1958.

Le projet de l'Union africaine est basé sur une motivation similaire à celle du projet de l'Union européenne fondé sur le Traité de Rome de 1956 qui avait en réalité les mêmes objectifs, à savoir unir leurs continents respectifs

**Résultats et impact (quels ont été les résultats de**

Voici les résultats obtenus dans la mise en place du marché aérien africain unique :

- Création de l'Association des compagnies aériennes africaines - AFRAA en 1968
- L'adoption de la déclaration de Yamoussoukro sur le transport aérien de 1988




<p><b>l'étude de cas en question ? Ou qu'est-ce qu'elle vise à atteindre) ?</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La décision de Yamoussoukro de 1999 pour mettre en œuvre la déclaration ci-dessus</li> <li>• Les règlements de 1999 du COMESA sur la libéralisation des services de transport aérien</li> <li>• L'adoption de l'engagement solennel des chefs d'État et de gouvernement de l'UA de 2018 à mettre en œuvre le SAATM ; et</li> <li>• La formulation et l'adoption des lois sur la concurrence et la protection des consommateurs de 2018 par les chefs d'État et de gouvernement de l'UA en 2018.</li> </ul>
<p><b>Facteurs déterminants pour la réussite</b></p>	<p>Le programme de libéralisation du transport aérien n'a pas atteint le niveau de succès que les États attendaient après l'adoption de la décision de Yamoussoukro. Voici les facteurs essentiels qui auraient assuré la réussite de sa mise en œuvre :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• La volonté des États de s'accorder mutuellement les droits de trafic aérien appropriés ;</li> <li>• Création et renforcement des capacités d'un organisme de surveillance continental, comme prévu dans la décision de Yamoussoukro.</li> <li>• La croissance soutenue du marché du transport aérien régional ne s'est pas produite à un rythme suffisant pour justifier les investissements et l'expansion des compagnies aériennes ;</li> <li>• Les compagnies aériennes d'État ont souvent été gérées par les gouvernements par le biais du mécénat et les décisions prises en matière d'investissement et de gestion des compagnies aériennes n'ont pas été favorables pour la compétitivité du secteur ;</li> <li>• Des relations commerciales interétatiques actives qui créent une demande de voyages pour les hommes d'affaires et les touristes ; et</li> <li>• La suppression des restrictions à la propriété des compagnies aériennes et des entreprises liées au transport aérien par des ressortissants d'autres pays</li> </ul>
<p><b>Défis</b></p>	<p>Voici les défis à relever pour la mise en œuvre de la décision de Yamoussoukro, qui pourraient également entraver le programme SAATM ;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• La réticence des États dotés de petites compagnies aériennes à accorder des droits de trafic étendus aux compagnies régionales par crainte que leurs compagnies nationales ne soient concurrencées sur le marché ;</li> <li>• Les restrictions de voyage entre les pays africains imposées par le biais de l'obligation de visa et d'autres goulots d'étranglement pour voyager ;</li> <li>• Restrictions concernant l'octroi de participations dans des compagnies aériennes nationales par des compagnies régionales ou internationales plus importantes ou par des ressortissants étrangers, empêchant ainsi les compagnies aériennes africaines de bénéficier de l'accès aux capitaux, aux réseaux commerciaux mondiaux et à l'expérience de l'expertise dans le secteur ;</li> <li>• Si la décision de Yamoussoukro prévoyait la création d'un organe de contrôle pour surveiller sa mise en œuvre, il a fallu de nombreuses années pour désigner l'AFCAC pour remplir ce mandat et, une fois que cela a été fait, l'AFCAC n'a pas été dotée de ressources suffisantes pour s'acquitter de ses fonctions ; et</li> </ul>



	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Il a fallu beaucoup de temps pour élaborer les instruments juridiques et réglementaires appropriés pour améliorer la gouvernance dans la mise en œuvre de la DY.</li> </ul>
<p><b>Leçons pertinentes pour la conception et la mise en œuvre des projets interétatiques de l'IGAD</b></p>	<p>La libéralisation du transport aérien en Afrique fournit de nombreux enseignements pour les initiatives régionales et continentales.</p> <p>Si le désir de coopérer est présent, il faut un engagement et une allocation de ressources pour que ces projets atteignent les objectifs visés</p> <p>Voici les enseignements spécifiques qui peuvent être tirés de cet important programme continental :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Il est nécessaire que le programme soit régi par des principes communs et qu'il soit bien réglementé. La libéralisation doit être fondée sur un cadre juridique qui intègre les notions de partenariat franc et d'assistance mutuelle ;</li> <li>• Mise en place des institutions internationales nécessaires pour superviser le processus de libéralisation ;</li> <li>• La mise en œuvre doit être progressive et souple afin que toutes les nations puissent y participer, sur une base équitable et de préférence dans le cadre d'un partenariat ;</li> <li>• Les pays doivent accepter et apprécier certaines inégalités initiales liées à la maturité des marchés, au niveau de développement technologique, aux capacités commerciales et techniques ainsi qu'au savoir-faire ; et</li> <li>• Nécessité de prévoir les ressources nécessaires pour financer les mesures d'accompagnement de manière à assurer le succès complet du processus de libéralisation.</li> </ul>
<p><b>Autres observations</b></p>	<p>Il faudra encore un effort concerté de la part de l'AFCAC et de la CUA pour superviser la mise en œuvre du SAATM et des différents États parties, pour appliquer la législation, les dispositions et les règlements d'habilitation, y compris l'incorporation de la loi sur la concurrence et la protection des consommateurs déjà adoptée par le sommet de l'UA</p>



Étude de cas n° 9 : Phase I du deuxième terminal à conteneurs du port de Mombasa

<b>Projet</b>	<b>Phase I du deuxième terminal à conteneurs du port de Mombasa</b>
<b>Secteur</b>	Transports
<b>Sous-secteur</b>	Ports
<b>Emplacement</b>	Port de Mombasa
<b>Estimation des coûts</b>	US\$ 280 Millions
<b>Pays à desservir</b>	Corridor Nord
<b>Financement</b>	Prêt du gouvernement japonais
<b>Pouvoirs adjudicateurs</b>	Autorité portuaire du Kenya
<b>Carte</b>	
<b>Description</b>	<p>La première phase du second terminal à conteneurs du port de Mombasa a été construite pour décharger le port de la congestion vexatoire qui avait encombré ses opérations suite à l'épuisement de la capacité de l'ancien terminal à conteneurs.</p> <p>L'ancien terminal et le Terminal intérieur de conteneurs de Nairobi (ICD) ont été construits au milieu des années 1980 suite à l'augmentation de la conteneurisation mondiale qui a également touché le continent africain.</p> <p>La capacité nominale de l'ancien terminal était de 250 000 EVP par an, mais cette capacité a été dépassée en 2001 lorsque le débit a atteint 290 500 EVP. En 2011, lorsque la construction de la phase I a commencé, le débit annuel de conteneurs au port avait atteint 903 500 EVP.</p> <p>La capacité nominale du terminal de la phase I est de 550 000 EVP, ce qui porte la capacité totale à 800 000 EVP par an. Les postes à quai du terminal ont un tirant d'eau de 11 mètres et peuvent accueillir des navires Post Panamax de 60 000 TPL</p> <p>Le terminal a été mis en service en septembre 2016. La phase II du second terminal à conteneurs, actuellement en construction, apportera une capacité supplémentaire de 450 000 EVP.</p>
<b>Résultats et impact</b>	<p>Voici les résultats obtenus:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Augmentation de la capacité de 550 000 EVP par an, ce qui porte la capacité totale à 800 000 EVP par an ;</li> </ul>

<p><b>(quels ont été les résultats de l'étude de cas en question ? Ou qu'est-ce qu'elle vise à atteindre ?)</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Les navires de plus grande taille, y compris les navires Post Panamax, peuvent être manutentionnés au port de Mombasa ;</li> <li>• Connexion au réseau ferroviaire SGR à plus grande capacité ;</li> <li>• Deux points d'accès routiers supplémentaires de grande capacité par la route de l'aéroport de Miritini et de Port Retz ; et</li> <li>• Réduction des retards des navires et de l'encombrement des terminaux</li> </ul>
<p><b>Facteurs déterminants pour la réussite</b></p>	<p>Le développement des installations portuaires a bénéficié du soutien apporté à l'Afrique par le Japon dans le cadre de l'initiative de la Conférence internationale de Tokyo sur le développement de l'Afrique (TICAD) ;</p> <p>La Kenya Ports Authority a préparé un plan directeur complet de développement portuaire qui a identifié les infrastructures portuaires essentielles nécessaires pour répondre aux niveaux de trafic croissants prévus ;</p> <p>Le prêt japonais est assorti de conditions favorables dans le cadre des Conditions spéciales pour le partenariat économique (STEP), avec un taux d'intérêt de 0,2 % et une période de remboursement de 40 ans, y compris une période de grâce de 10 ans ;</p> <p>La passation des marchés a été effectuée de manière transparente et la supervision de la construction a été effectivement assurée par un consortium de sociétés de conseil japonaises et kenyanes</p>
<p><b>Défis</b></p>	<p>Avant son lancement, le projet a dû faire face aux défis suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Litige sur l'indemnisation et la relocalisation des propriétaires afin de prévoir une nouvelle route d'accès et un nouveau chemin de fer pour desservir le terminal ;</li> <li>• Les lobbies écologistes s'opposant à l'exploitation du sable pour fournir du matériel de remplissage pour le quai et les installations du terminal ;</li> <li>• Une fois toutes les installations du terminal terminées, les routes d'accès ont été retardées en raison d'injonctions des tribunaux déposées par les propriétaires qui contestaient l'indemnisation fournie ;</li> <li>• Alors que la politique officielle était de confier l'exploitation du terminal au secteur privé, la passation de marché de l'opérateur était grevée par les litiges des soumissionnaires qui affirmaient avoir été injustement exclus du processus d'appel d'offres. Les procédures judiciaires qui ont suivi ont retardé le processus de passation de marché et le terminal était prêt avant que l'opérateur ne soit identifié ; et</li> <li>• La concession du terminal a été violemment contestée par le syndicat des travailleurs portuaires qui a affirmé que ses travailleurs perdraient leur emploi et leurs avantages si un opérateur privé devait l'exploiter à côté du terminal existant qui était exploité par l'entreprise publique en place.</li> </ul>
<p><b>Leçons pertinentes pour la conception et la mise en œuvre des projets interétatiques de l'IGAD</b></p>	<p>Le développement du deuxième terminal à conteneurs permet de tirer des enseignements qui doivent éclairer les projets futurs en ce qui concerne les questions suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Le financement des projets, la passation de marchés et la supervision des travaux ;</li> <li>• Les droits de passage et l'indemnisation des propriétaires ;</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>• les questions juridiques et réglementaires relatives à la structuration et à la passation de marchés avec les concessionnaires dans le cadre des lois nationales sur les PPP ; et</li> <li>• Le traitement des parties intéressées telles que les syndicats de travailleurs et les utilisateurs du port</li> </ul>
<p><b>Autres observations</b></p>	<p>Si le deuxième terminal à conteneurs a considérablement réduit la congestion du port, c'est après de nombreuses années d'inaction, alors même que les décideurs étaient conscients que les niveaux de trafic portuaire dépassaient depuis longtemps la capacité des installations portuaires existantes.</p> <p>Les retards dans la mise en place de la nouvelle installation avaient sérieusement compromis l'efficacité du port, ce qui avait entraîné des coûts pour le commerce maritime en raison de l'encombrement des navires à quai, de l'encombrement des cargaisons et des retards au niveau du terminal.</p>





## Études de cas sur le secteur de l'énergie

### Étude de cas n° 1 : Initiative du Bassin du Nil : Interconnexion transfrontalière entre l'Éthiopie et le Soudan

<b>Titre du projet</b>	<b>Initiative du Bassin du Nil : Interconnexion transfrontalière entre l'Éthiopie et le Soudan</b>
<b>Emplacement</b>	Ethiopie, Soudan
<b>Carte</b>	
<b>Description</b>	<p>L'Initiative du Bassin du Nil (IBN) vise à interconnecter les réseaux électriques des pays des lacs équatoriaux du Nil avec des lignes de transport de 1 000 km de long. Le courant passe soit à 220 kV, soit à 400 kV. Les interconnexions prioritaires pour ces lignes sont :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Interconnexion Kenya-Ouganda - 254 km</li> <li>Interconnexion Ouganda-Rwanda - 172 km</li> <li>Rwanda-Burundi - 200 km</li> <li>Burundi-RDC - Rwanda - 545 km</li> </ul> <p>Interconnexion Éthiopie-Soudan - Mis en service en 2013, ce projet a permis d'ériger 296 km de lignes d'une capacité de transmission de 1200 MW. Environ 1,4 million de ménages - 8 millions de personnes - devraient bénéficier d'un accès à une énergie moins chère. Le commerce de l'électricité a permis d'augmenter les recettes en devises de l'Éthiopie de 8,8 millions de dollars par an. Les consommateurs soudanais bénéficient de tarifs moins élevés (0,05 USD par kWh pour l'électricité importée, contre 0,096 USD par kWh pour l'électricité produite dans le pays).</p> <p>Interconnexion Zambie-Tanzanie-Kenya - Cela permettra de relier le PEAE au PEA</p> <p>L'objectif de développement du projet est de promouvoir la capacité de l'Éthiopie à générer des revenus grâce à l'exportation d'électricité en développant des opportunités commerciales régionales dans le cadre de l'effort régional de l'Initiative du Bassin du Nil. Le projet comporte deux volets :</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>a) la construction d'une interconnexion de transmission de la centrale hydroélectrique de GERD à Khartoum, au Soudan, via Rabek, et</li> </ol>



- b) renforcer la capacité institutionnelle de l'Ethiopian Electric Power Corporation (EEPCo) à promouvoir et à mettre en œuvre l'intégration régionale de l'énergie.

L'interconnexion de transport entre l'Éthiopie et le Soudan est un projet prioritaire du PIDA et fait partie du grand corridor de transport d'électricité nord-sud. Cela implique la construction d'une interconnexion de 580 km à double circuit de 500 kV. L'interconnexion aura une capacité de 4 GW. Le coût du projet est estimé à 1,81 milliard de dollars et est actuellement en phase de structuration. La construction de la ligne de transmission et des sous-stations devrait être achevée d'ici 2021[2]

#### **Interconnexion de transport entre l'Éthiopie et le Soudan (tronçon éthiopien)**

L'interconnexion de 16 km à 500 kV du côté éthiopien commence au Grand barrage de la Renaissance éthiopienne (GERD). Le GERD est un projet hydroélectrique de 6GW et de 4,7 milliards de dollars construit sur le Nil bleu. Sa construction a suscité des réactions négatives sur trois points principaux, à savoir :-

- L'impact socio-environnemental
- la réinstallation des personnes

L'Égypte craint que le barrage ne réduise ses 55,5 milliards de mètres cube d'eau du Nil.

Deux lignes de transmission de 500 kV chacune seront installées entre le GERD et la ville soudanaise de Rabak, distante de 350 km. La sous-station de Rabak a une capacité de 500 kV.

#### **Interconnexion de transport entre l'Éthiopie et le Soudan (partie soudanaise)**

Dans la partie soudanaise, deux nouvelles sous-stations à capacité de 500 kV à Rabak (220 kV) et à Jebel Aulia (220 kV) et des extensions de lignes électriques se connectent à la ligne de 500kV du GERD. Actuellement, l'Éthiopie importe environ 200 MW de l'Éthiopie. Pendant la saison estivale (de fin avril à fin juillet), elle en importe 300 MW pour faire face aux fréquentes coupures de courant qui durent jusqu'à 8 heures par jour [3].

Ligne de transmission transfrontalière existante : l'Éthiopie a commencé à vendre de l'électricité au Soudan en 2012, après l'achèvement du projet de ligne de transmission Ethio-Soudan de 296 km et de 230 kV. La ligne a été construite pour un coût de 41 millions de dollars. Elle comporte trois sections à Bahir Dar-Gondar, Gondar-Shehedie et Shehedie-Metema qui sont reliées à une ligne de transmission dans la ville frontalière soudanaise de Gedaref. Le contrat d'achat d'électricité des deux pays comporte une clause de "prendre ou payer" selon laquelle le Soudan doit payer l'électricité et l'Éthiopie doit produire et fournir de l'électricité au Soudan, que celui-ci l'utilise ou non. Pour développer l'interconnexion du côté éthiopien, le gouvernement éthiopien s'est associé à la société d'État chinoise du réseau électrique (SGCC) dans le cadre d'un accord de partenariat public-privé. La SGCC développera l'infrastructure du côté éthiopien et partagera les revenus générés par l'utilisation de la ligne.

La Fig 1 présente un schéma unifilaire de l'interconnexion

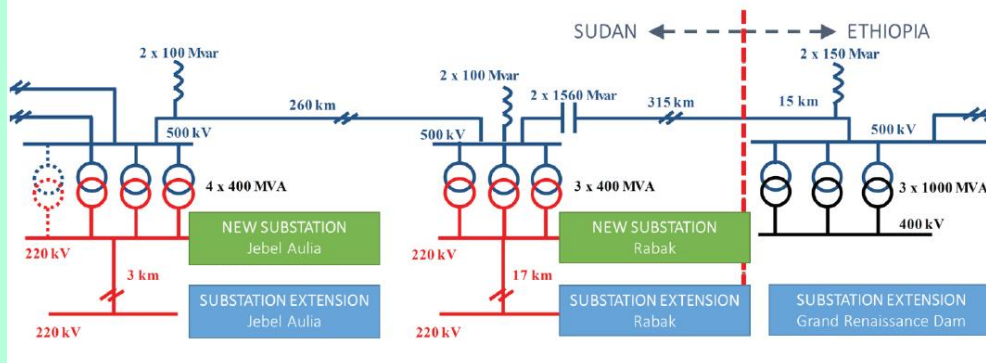


Fig 1: Schéma unifilaire de l'interconnexion Ethio-Soudan

On notera que l'interconnexion Ethio-soudan n'est qu'une des nombreuses interconnexions prévues avec les pays voisins. Parmi ces interconnexions, on peut citer (Fig 2):

Éthiopie-Soudan - actuellement connectée grâce à une interconnexion de 230 kV avec un courant électrique pouvant atteindre 250 MW. La deuxième interconnexion, qui est abordée dans cette étude de cas, transportera 3 GW dans un double circuit AC

Ethiopie-Djibouti - actuellement connectée par une interconnexion de 230 kV. Elle a un courant de 90 MW. Une deuxième interconnexion entre Dicheto, en Éthiopie, et le nord de Djibouti fait l'objet d'une étude de faisabilité.

Nouvelle interconnexion Éthiopie-Kenya - 2 GW, HVDC (construction devant être achevée en 2019). Dans la phase initiale, elle permettra de transférer 400 MW sur environ 1 200 km de Wolayta/Sodo à Longonot, au Kenya.

Nouvelle interconnexion Éthiopie-Soudan - étude de faisabilité de 3 GW achevée

Il existe également des plans d'interconnexion avec le Soudan du Sud et la Somalie (parties nord et sud)

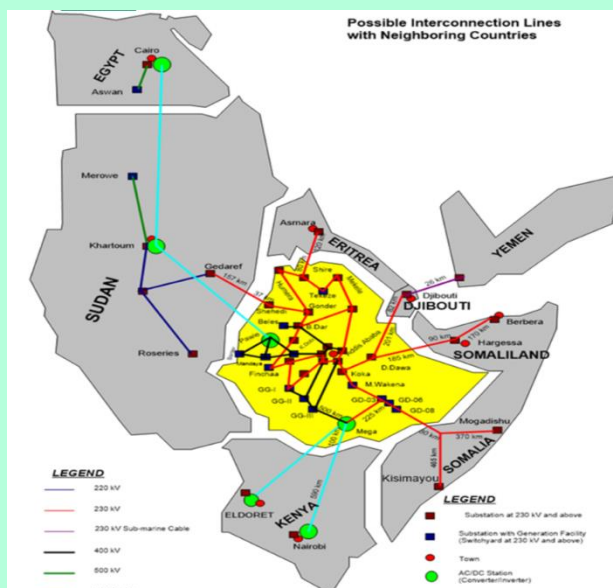


Fig 2: Interconnexions électriques transfrontalières potentielles

L'aspect le plus marquant de l'interconnexion Ethio-Soudan est le recours à l'accord





bilatéral sur le commerce de l'électricité (BTPA) comme modèle de revenus. Le BTPA permet deux choses : -

- a) Le commerce d'électricité de manière réciproque, indépendamment de la centrale électrique qui a produit l'électricité, c'est-à-dire quelque chose qui s'apparente au comptage net
- b) Les deux parties peuvent agir en tant qu'acheteurs et acquéreurs en fonction des écarts de prix et des besoins du marché.

L'avantage d'un BTPA est qu'elle comporte moins d'exigences qu'un AAE puisqu'elle ne comporte pas explicitement de clauses ou de conditions relatives à des centrales électriques spécifiques et qu'elle ne garantit pas la bancabilité de certains actifs.

L'interconnexion Ethio-Soudan aura le schéma de coûts suivant pour les lignes de transport uniquement

Description	Quantité	Coût unitaire, USD ('000)	Ethiopie USD\$ ('000)	Soudan USD\$ ('000)	Total USD\$ ('000)
500kV double circuit OHL De GERD à Rabak	330 km	600	9,000	189,000	198,000
500 kV double circuit OHL, Rabak à Jebel Aulia	260 km	600	-	156,000	156,000
Les condensateurs en série des sous-stations	2 lots	31,000		62,000	62,000
Prolongement de la ligne 500 kV de la sous-station du GERD	2 lots	2,500	5,000		5,000
Prolongement de la ligne 500 kV de la sous-station de Jebel Aulia	2 lots	2,500		5,000	5,000
Prolongement de la ligne 500 kV de la sous-station de Rabak	4 lots	2,500		10,000	10,000
Montant des coûts CAPEX			14,000	422,000	436,000

Projections de l'offre et de la demande

Actuellement, l'Ethiopie échange environ 100 MW avec le Soudan, 65MW avec Djibouti en utilisant la ligne de 220 kV. Le pays a également signé un contrat de 400 MW

**Résultat et impact (quels ont été les résultats de l'étude de cas en question ? Ou qu'est-ce qu'elle vise à atteindre?)**

Le projet aura 6 impacts clairs

- Promouvoir la stabilité du système électrique dans les pays concernés ;
- Promouvoir la connectivité énergétique entre les pays en les aidant à intégrer leurs réseaux respectifs et à développer ainsi leur capacité à mettre en place des projets énergétiques de plus grande envergure pour répondre aux besoins de







	<p>marchés régionaux plus importants ;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Développer la capacité à négocier de meilleures conditions pour l'acquisition d'équipements électriques et l'assistance technique ;</li> <li>• réduire le coût de l'électricité dans les deux pays ;</li> <li>• à long terme, l'intégration complète des systèmes électriques en Égypte et au Soudan ; et</li> <li>• Créer des emplois productifs et un développement économique au-delà des frontières.</li> </ul> <p>Un des résultats du projet comprend la fourniture d'infrastructures de transmission pour assurer les futures interconnexions au réseau d'autres pays, la promotion de la coopération régionale par le partage des ressources de production d'électricité et la facilitation de l'électrification rurale et l'amélioration du niveau de vie de la population dans les zones du projet. En outre, l'intégration de GERD dans le réseau électrique soudanais augmentera la fiabilité et la disponibilité du système à un coût moindre par rapport à la production thermique.</p>
<p><b>Facteurs déterminants pour la réussite</b> <i>(qu'est-ce qui explique la réussite du projet ?)</i></p>	<p>Les facteurs déterminants pour la réussite des lignes de transport d'électricité en ce qui concerne l'interconnexion transfrontalière sont les suivants</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Augmentation des courants de court-circuit : -             <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ L'augmentation de la capacité de production installée du GERD ainsi que l'augmentation des niveaux de charge ont tendance à augmenter les courants de court-circuit, ce qui menace la sécurité du réseau électrique. Des disjoncteurs devront être installés pour éliminer efficacement les défaillances [2]</li> </ul> </li> </ul>
<p><b>Défis (quelles difficultés ont été rencontrées dans la mise en œuvre ou l'opérationnalisation du projet ?)</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Le plus grand défi pour la région est l'acquisition de financements pour le développement et/ou la réhabilitation des infrastructures</li> <li>• Une autre est l'évaluation des capacités potentielles de production d'énergie.</li> <li>• Enfin, il y a le manque de capacité technique des pays membres de l'IGAD à développer leurs ressources humaines pour construire des projets d'infrastructure énergétique. Il convient de noter que dans de nombreux cas, le financement du projet est lié à l'entreprise de construction qui est liée au pays qui fournit le financement.</li> </ul>
<p><b>Quels enseignements peut-on tirer de l'étude de cas pour la conception et la mise en œuvre des projets transfrontaliers de l'IGAD ?</b></p>	<p>Diverses leçons se dégagent en termes d'interconnectivité des réseaux. Ces défis peuvent se présenter sous les formes suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Financement des projets transfrontaliers - le projet du GERD de 4,7 milliards de dollars US est entièrement financé par des fonds nationaux ; aucun investissement étranger. Les États membres de l'IGAD peuvent considérer que certains projets peuvent être financés par des fonds nationaux.</li> <li>• Une autre approche du financement des projets d'infrastructure est le recours à des partenariats plutôt qu'à des prêts. Par exemple, la section éthiopienne de l'interconnexion a été construite dans le cadre d'un PPP avec le SGCC, qui partage</li> </ul>

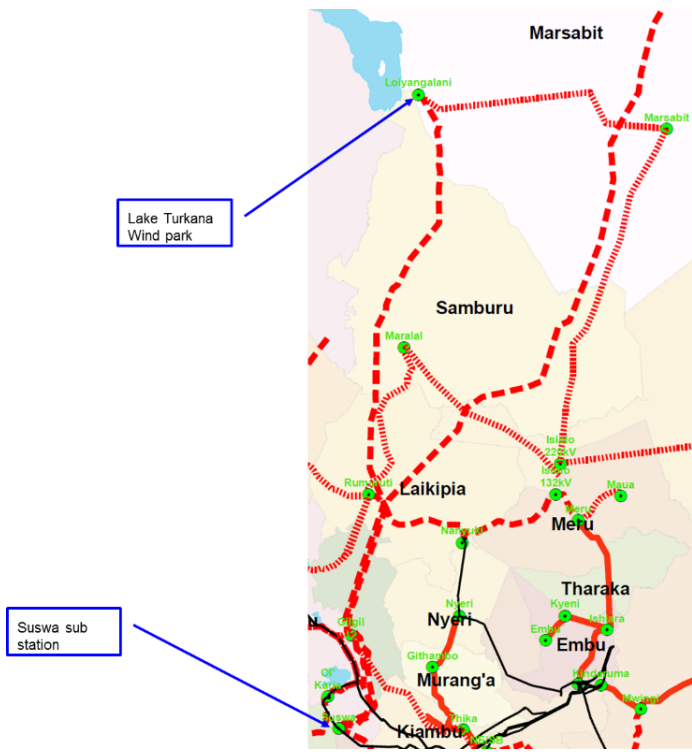




	<p>ensuite les revenus générés par l'utilisation de la ligne. Sachant que l'Éthiopie a généré 73,4 millions de dollars grâce à l'exportation d'électricité vers Djibouti, le Soudan et le Kenya, un tel modèle est alors plus logique.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• En développant des projets transfrontaliers - des coûts de roulement simplifiés sans taxes telles que la taxe de transit, la taxe sur la valeur ajoutée, l'impôt sur les sociétés, l'exonération de l'impôt sur l'amortissement, ainsi qu'un corridor libre passages d'interconnexion et l'achat d'actions dans la société gérant l'interconnexion ne sont que quelques-uns des facteurs clés qui rendent l'interconnexion transfrontalière conviviale pour les investisseurs.</li> <li>• En février 2018, l'Éthiopie a promulgué une proclamation qui réglementera les accords de partenariat public-privé (PPP), dans un effort pour attirer les investissements et en reconnaissance du fait que le secteur privé est essentiel pour soutenir la croissance économique du pays et améliorer la qualité des services publics, en particulier dans les infrastructures. Les États membres de l'IGAD peuvent en tirer des enseignements</li> <li>• Enfin, l'utilisation de l'accord bilatéral sur le commerce de l'électricité (BTPA) comme modèle de revenus devrait être examinée plus avant, en complément du système de marché du pool énergétique d'Afrique de l'Est</li> </ul>
--	--



Étude de cas n° 2 : l'interconnexion Éthiopie-Kenya en ce qui concerne le parc éolien du lac Turkana

Titre du projet	l'interconnexion Éthiopie-Kenya en ce qui concerne le parc éolien du lac Turkana
Emplacement	Nord du Kenya
Carte	
Description	<p>Le projet du lac Turkana est situé dans le district de Loyangalani, dans le nord du Kenya. Il s'agit du plus grand parc éolien d'Afrique subsaharienne et comprend 365 éoliennes d'une capacité de production maximale de 850 kW chacune pour une capacité totale installée de 310,25 MW et un facteur de capacité de 62 %. Une ligne de transmission à double circuit de 400 kV de 428 km, partant de Loyangalani, évacue l'électricité vers la sous-station de Suswa. Cette même station est celle qui est reliée à l'interconnexion Éthiopie-Kenya (<b>Error! Reference source not found.</b>). Le projet a coûté 630 millions d'euros (72 milliards de Kes), dont 475 millions (54,9 milliards de Kes) de dette. Le parc éolien devrait fournir 1 250 GWh par an d'énergie verte et compenser 16 millions de tonnes d'émissions de CO<sub>2</sub>.</p> <p>Le parc éolien (Tableau 0-1) améliorera l'interconnexion à partir de l'interconnexion 500 HV DC de l'Éthiopie tout en fournissant également de l'énergie supplémentaire pour la ligne Isinya-singida prévue qui fait partie de l'interconnexion Zambie-Tanzanie-Kenya (ZTK). L'interconnexion ZTK relie le Kenya au Pool d'énergie d'Afrique australe (SAPP). Le parc éolien ajoute environ 18 % de la capacité installée actuelle du Kenya, soit 1 600 MW. D'ici la mi-2019, l'interconnexion Éthiopie-Kenya deviendra opérationnelle et ajoutera environ 400 MW. D'ici 2020, la capacité existante aura atteint 3,9 GW, ce qui signifie que l'énergie éolienne représentera environ 12,5 % de la capacité totale installée.</p> <p>Tableau 0-1: Caractéristiques techniques du parc éolien du lac Turkana</p>

Description	Parc éolien du lac Turkana	
Superficie du parc éolien (km <sup>2</sup> )	162	
Année de mise en service	Septembre 2018	
Débit moyen annuel (m <sup>3</sup> /sec)	38	
Vitesse du vent	4 m/s	
Vitesse nominale du vent (m/s)	14	
Vitesse d'amorçage du vent (m/s)	25	
Type de turbine	Vestas V52 (turbine à vitesse variable à pas régulé contre le vent)	
Nombre de turbines	365	
Puissance nominale / turbine (kW)	850	
Capacité installée des parcs éoliens (MW)	310.25	
Hauteur du moyeu (m)	44	
Diamètre du rotor (m)	52	
Générateur	365 unités de générateur asynchrone doublement alimenté 690 V, avec une fréquence de réseau de 50 Hz.	
Transformateur	Transformateur élévateur 0,6kV / 33kV.	
Capacité moyenne des exploitations (MW)	303	
Facteur de charge moyen prévu	55%	
Énergie annuelle produite à un facteur de charge de 55% (GWh)	1,388	
Tarif d'alimentation à 55 % des facteurs de charge (Eur cts / kWh)	7.22	
Revenu annuel moyen (en millions d'euros)	104.1	

<b>Résultat et impact</b> <i>(quels ont été les résultats de l'étude de cas en question ? Ou qu'est-ce qu'elle vise à atteindre ?)</i>	L'ajout de 300 MW dans le réseau - améliore la capacité du Kenya afin de moins dépendre de son voisin et d'être un exportateur net d'électricité grâce aux interconnexions électriques. Il est prévu que d'ici 2020, la capacité totale installée passe à 3,9 GW, et la capacité excédentaire moyenne à 583 MW, si la demande augmente modestement (Tableau 0-2).
	Tableau 0-2 : Prévisions de la demande d'énergie au Kenya

	Fourchettes		2017	2037
<b>Demande de pointe réelle (MW)</b>	1,586MW	1,656	MW (Juin 2016)	
		1,710	MW (Déc. 2017)	
<b>Scénario de base</b>	1,754MW	4,763MW		
	10,465 GWh	27,945GWh		
<b>Scénario de référence</b>	1,754MW	6,638MW		
	10,465 GWh	39,187 GWh		
<b>Scénario optimiste</b>	1,754MW	9,790MW		
	10,465 GWh	57,990 GWh		

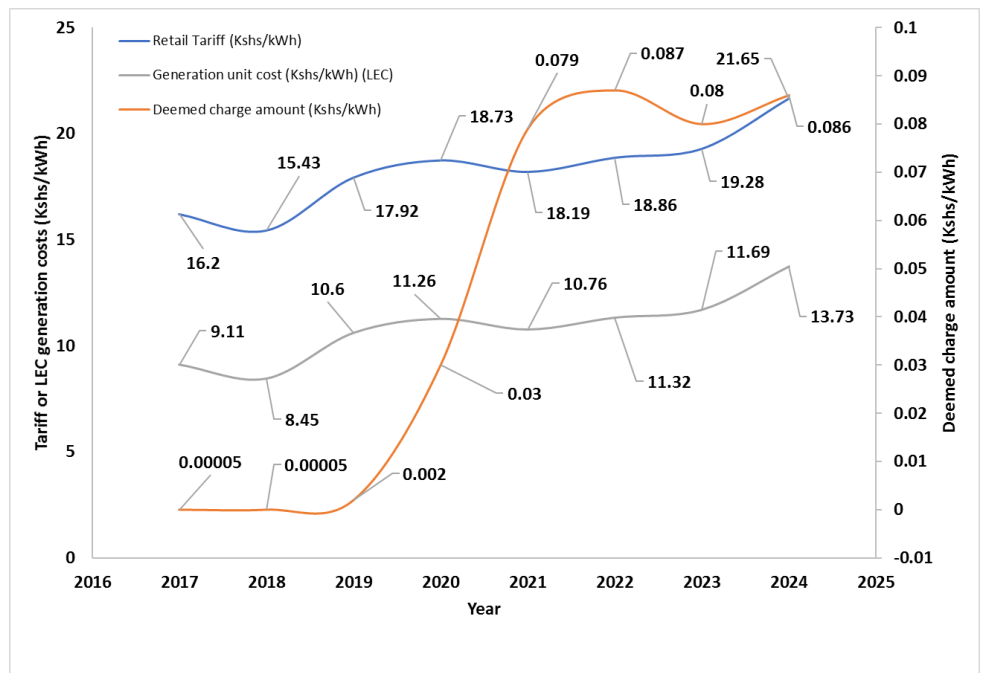
■ Toutefois, l'ajout de la centrale au charbon de Lamu de 981,5 MW en 2024



entraînera une marge excédentaire de 32 % au-dessus de 1,5 GW. Cela aura un impact sur le coût moyen actualisé de l'électricité (LEC), qui passera de 16,20 Kshs / kWh en 2017 à 21,65 Kshs / kWh en 2024 (soit une augmentation de 24 %).

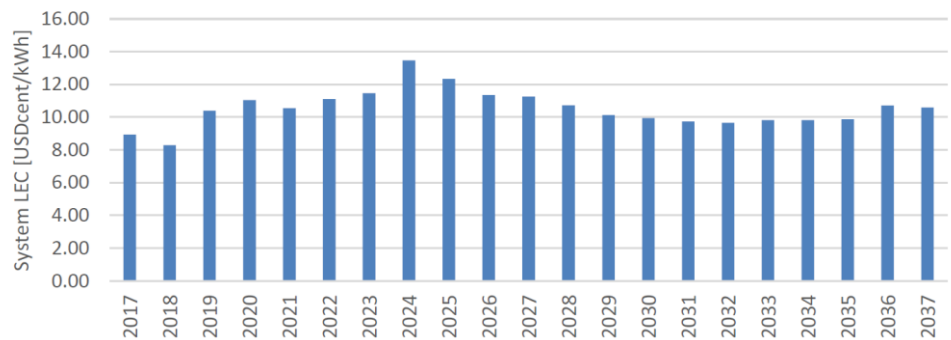
- D'année en année jusqu'en 2024, le LEC pour la production, ainsi que les tarifs de détail augmenteront progressivement pour atteindre un pic en 2024 (). Cela est principalement dû (a) au montant de la charge présumée (clause " prendre ou payer " dans de nombreux contrats IPP) ainsi que (b) aux redevances du tarif FiT (Fig 3).

Fig 3: Prévisions des coûts de l'énergie jusqu'en 2024 2024



En extrapolant la Fig 3 au moyen terme (jusqu'en 2037), le LEC (coût moyen actualisé) du système diminue légèrement, passant de 13,73 Kshs / kWh (13,73 USD centimes/kWh) en 2024 à 10,5 Kshs / kWh en 2037, ce qui reste supérieur aux coûts de 2017 (Fig 4).

Fig 4 : Prévisions du LEC pour le système dans le cadre du scénario de demande élevée



- Cela aura un impact sur la quantité d'énergie importée, notamment par l'interconnexion Ethiopie-Kenya (Tableau 0-3)



		Tableau 0-3: Analyse des tendances du bilan des importations et des exportations d'énergie au Kenya				
		2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17
	Importations de l'EPCO (GWh)		2.1	2.8	2.6	3.4
	Importations de l'UETCL (GWh)	41	83	76	65	180
	Importations en provenance de Tanzanie (GWh)	1.2	1.3	0.6	0	0
	Exportations vers l'UETCL (GWh)	30	37	38	43	20
	Exportations vers la Tanzanie (GWh)	1	2	2	2	2
	Importations nettes effectives (GWh)	11.2	47.4	39.4	22.6	161.4
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Le Tableau 0-3 montre que, au fil des ans, les importations nettes effectives ont suivi une tendance à la baisse. L'anomalie accrue en 2016/17 pourrait être attribuée à une diminution de l'hydrologie/des précipitations au cours de cette période, qui a entraîné l'achat de plus d'électricité en Ouganda.</li> </ul>					
<b>Facteurs déterminants pour la réussite</b>  <b>(qu'est-ce qui explique la réussite du projet ?)</b>	<p>Les facteurs déterminants pour la réussite des centrales électriques à énergie renouvelable reliées au réseau en ce qui concerne l'interconnexion sont les suivants</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Développement des interconnexions : - <ul style="list-style-type: none"> <li>Le développement d'une ligne d'évacuation entre la sous-station et la centrale d'énergie renouvelable (sous-station Lolangalani-Suswa) doit être correctement pris en compte et construit en temps utile pour éviter des pénalités contractuelles.</li> <li>La nécessité de moderniser l'interconnexion Ouganda-Kenya, dont certains composants sont peut-être déjà assez anciens</li> </ul> </li> <li>Un tarif de rachat attractif qui attire les investisseurs</li> <li>Une synchronisation programmée et rigoureusement mise en œuvre de la construction des centrales de production et de transmission pour non seulement éviter le coût associé à la non production des centrales électriques en raison de l'absence de demande dans le système.</li> <li>Une analyse prévisionnelle systématique du type et de la quantité de centrales à construire, à retirer ou à utiliser comme réserve afin d'éviter des changements importants au moindre coût de l'énergie.</li> </ul>					
<b>Défis (quelles difficultés ont été)</b>	<p>L'un des défis de la mise en œuvre du projet était la clause dite " prendre ou payer " - cela signifiait essentiellement qu'une fois que le parc éolien était prêt, le preneur</p>					

<p><b>rencontrées dans la mise en œuvre ou l'opérationnalisation du projet ?)</b></p>	<p>(KPLC) devait évacuer l'électricité ou payer pour qu'elle ne soit pas produite. Cette situation s'est produite à la mi-2017 - en raison du fait que la transmission Lolangalani-Suswa n'était pas prête. Un total de 46 millions d'euros a dû être versé par le gouvernement au parc éolien du lac Turkana</p> <p>Modification du coût de l'électricité le plus bas en raison de la mise en service de centrales plus coûteuses</p>
<p><b>Quels enseignements peut-on tirer de l'étude de cas pour la conception et la mise en œuvre des projets transfrontaliers de l'IGAD ?</b></p>	<p>Divers enseignements se dégagent en termes d'interconnectivité des centrales de production aux interconnexions. Ces défis peuvent se présenter sous trois angles différents</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• L'économie et l'impact des tarifs de rachat : - il est révélateur que le moindre coût actualisé pour le développement de l'énergie pour 2017-2022 recommande l'élimination progressive des projets solaires et éoliens à moyen terme engagés qui relèvent de la politique de FiT, tout en accélérant l'opérationnalisation du marché des enchères énergétiques pour les nouvelles centrales à capacité intermittente. Cela est évidemment dû en partie aux conséquences financières du projet, bien que l'électricité produite soit relativement peu coûteuse.</li> <li>• Synchronisation des projets de production et de transport : - L'un des principaux enseignements tirés du projet d'énergie éolienne de Turkana est la nécessité de faire correspondre étroitement la construction de la ligne de transport avec celle de la ligne de production afin d'éviter la clause " prendre ou payer " théoriquement acceptée dans les projets énergétiques. Cela permettra d'éviter de supporter les coûts de l'énergie présumée produite résultant de la non-évacuation de la production de certaines centrales.</li> </ul> <p>À l'heure actuelle, le gouvernement du Kenya a versé 46 millions d'euros à Lake Turkana Wind power pour non-utilisation de l'énergie produite, le solde de 81 millions d'euros devant être payé sur une période de 6 ans avec une légère augmentation des tarifs.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Éviter les revendications négatives des citoyens : - Il convient de noter qu'en dépit des dispositions légales sur l'acquisition de terres pour le développement, les communautés de Laisamis et de Karan ont porté plainte pour acquisition illégale de leurs terres, où se trouve le parc éolien actuel. Le plan de développement de l'électricité dans cette perspective, prévoit que le ministère de l'énergie fasse pression pour la promulgation de la législation sur l'acquisition obligatoire de terres afin de faciliter la mise en œuvre de projets nationaux stratégiques tels que l'infrastructure électrique. Il est édifiant de constater que dans certains pays comme l'Éthiopie, les terres sont détenues par l'État et ne peuvent être détenues par le secteur privé comme au Kenya. Il est donc plus facile pour lui de développer des projets d'infrastructures électriques.</li> </ul> <p>Une vitrine exemplaire : - le développement d'un projet complexe aussi important que le projet d'énergie éolienne du lac Turkana démontre la capacité du Kenya en tant que pays à entreprendre de tels projets, en plus de sa capacité à honorer ses</p>

obligations contractuelles (y compris la clause "prendre ou payer") - ce qui est assez attrayant pour les investisseurs qui pourraient être disposés à investir dans des projets plus transfrontaliers.

- Inclusion du secteur privé dans les projets de production d'énergie transfrontaliers - Le cas particulier du projet d'énergie éolienne démontre l'inclusion du secteur privé dans les projets énergétiques transfrontaliers. Cela permet de garantir le financement, la construction et l'exploitation de ces projets.

En général, les prévisions de [1] indiquent une diminution du volume des importations d'électricité en provenance des trois principales interconnexions (Éthiopie-Kenya, Ouganda-Kenya et Tanzanie-Kenya) jusqu'en 2023. Au-delà de cette période, la mise en service de la centrale à charbon de près de 1GW installée, entraînera une augmentation effective du LEC à 16,87 KES / kWh. Quatre enseignements peuvent être tirés de cette expérience

- **Leçon 1 :** Une analyse appropriée doit être effectuée pour savoir quand mettre en service la centrale à charbon pour la production afin d'éviter une situation de pression provenant des centrales géothermiques ou entraînant une augmentation des tarifs de l'électricité
- **Leçon 2 :** Une révision / introduction / élargissement des tarifs liés à l'heure de consommation aux consommateurs domestiques et autres groupes de consommateurs, ainsi que des tarifs interruptibles pour les charges d'irrigation peuvent encourager l'équilibrage de la consommation des ménages en déplaçant la charge de pointe vers des heures plus précoces ou plus tardives
- **Leçon 3 :** En général, l'ajout de nouveaux systèmes d'énergie renouvelable (éolienne) et de centrales à charbon dans le bouquet énergétique actuel entraînera une augmentation de 13,14 % du LEC, ce qui pourrait augmenter les tarifs de détail de > 20 % [1]. Ainsi, des approches telles que les changements de tarifs (temps d'utilisation, fourniture interruptible) peuvent devenir intéressantes
- **Leçon 4 :** Certains pays peuvent tirer plus de bénéfices commerciaux en facturant des frais de passage pour permettre à l'électricité de transiter par leur pays vers les voisins plutôt que de consommer réellement l'électricité. C'est probablement le cas du Kenya.

L'une des principales leçons tirées du couplage des systèmes d'approvisionnement intermittent (énergie renouvelable) à l'interconnexion est la nécessité de disposer d'une réserve (dans le cas du Kenya, 35 %) en cas d'approvisionnement réduit. Celle-ci sera principalement couverte par l'hydroélectricité, le charbon, le pétrole, le gaz naturel et, dans une certaine mesure, la géothermie.

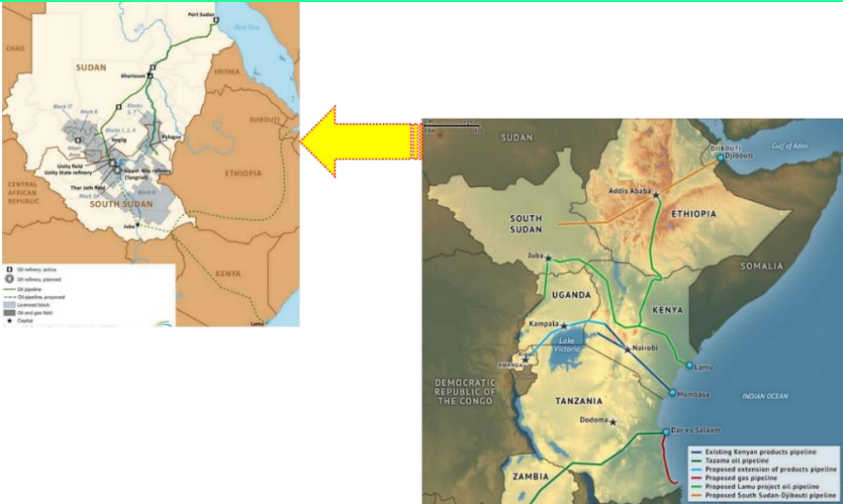
En optant pour le charbon, une leçon tirée d'autres pays développés comme la Chine, il est nécessaire d'incorporer une certaine forme de technologies de capture et de stockage du carbone pour aider à atténuer les impacts environnementaux. Si le projet est entièrement un PIP, il peut être réalisé au moyen d'une forme quelconque de



mécanismes d'échange de droits d'émission de carbone.



Étude de cas n° 3 : Interconnexions pétrolières au sein de l'IGAD

Titre du projet	Interconnexion pétrolière
Emplacement	Pays membres de l'IGAD
Carte	
Description	<p>Les réserves probables et prouvées<sup>14</sup> de pétrole et de gaz de la CER de l'IGAD se trouvent principalement au Kenya, en Ouganda, au Soudan du Sud et en Tanzanie. Cependant, des ressources fossiles éventuelles et potentielles se trouvent en Somalie, en Éthiopie et à Djibouti.</p> <p><b>Oléoducs et gazoducs transfrontaliers existants</b></p> <p>Actuellement, au sein des États membres de l'IGAD, seuls deux grands pipelines sont opérationnels. Il s'agit de :</p> <p>L'oléoduc kényan de produits pétroliers de Mombasa à Nairobi, d'où il se ramifie vers Kisumu et Eldoret. Au départ, l'oléoduc devait transporter les produits de la raffinerie de Mombasa. La raffinerie, qui a depuis été fermée et transformée en entrepôt pour les produits raffinés, a servi à raffiner environ 80 000 barils/jour de pétrole brut.</p> <p>L'oléoduc part de la région d'Abyei au Soudan du Sud et va jusqu'au port du Soudan. Le Soudan dispose de deux principaux oléoducs d'exportation :</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>L'oléoduc Petrodar, long de 1 368 km, transporte le brut des champs pétrolifères de Palogue et d'Adar Yale dans le bassin de Melut jusqu'au terminal de la Bashayer Marine à Port Soudan. D'une capacité de 500 000 barils par jour, il doit être chauffé afin de transporter le mélange Dar (gravité 25° API, 0,11% de soufre) de pétrole brut.</li> <li>L'oléoduc du bassin de Muglad à Khartoum transporte le mélange de pétrole brut Fula du bassin de Muglad à la raffinerie de Khartoum où il est transformé pour l'usage domestique et l'exportation.</li> <li>L'oléoduc de la Greater Nile petroleum Operating Company transporte le mélange de pétrole brut du Nil (gravité de 33,9° API, 0,06% de soufre) des champs pétrolifères de Heglig (au Soudan), Thar jath et Mala au Soudan du Sud vers le terminal maritime de Bashayer à Port Soudan pour l'exportation et vers deux</li> </ol>

<sup>14</sup> Les réserves prouvées sont celles qui présentent une "certitude raisonnable" (un minimum de 90% de confiance) d'être récupérables dans les conditions économiques et politiques existantes. Alors que les réserves probables sont des quantités de pétrole et de gaz avec un niveau de certitude de récupération de 50 % [Society of Petroleum Engineers].

raffineries à El-Obeid et Khartoum pour être raffiné et distribué sur le marché intérieur

- d) Le tronçon de 160 km de Thar jath-Heglig au Soudan du Sud a une capacité de 200 000 barils par jour, tandis que les 1 497 km de Heglig-Port Soudan ont une capacité nominale de 450 000 barils par jour.
- e) Il convient de noter que la Chine est la première destination des exportations de pétrole brut du Soudan et du Soudan du Sud. En 2016, la Chine représentait 94% et 100% des exportations de pétrole brut du Soudan et du Soudan du Sud respectivement. Toutefois, l'Inde et le Japon importent également des volumes relativement faibles de pétrole brut du Soudan et du Soudan du Sud.
- f) Le Soudan est le seul pays de la région à disposer d'une infrastructure de raffinage capable de traiter le mélange de brut du Nil et du Dar. Actuellement, tout le pétrole brut produit au Soudan du Sud est exporté via Bab el-Mandeb directement vers l'Asie

(Bien qu'il ne soit pas strictement dans la région de l'IGAD), il existe un oléoduc de 1 700 km reliant la ville portuaire tanzanienne de Dar es Salaam à la Zambie. Il transporte du pétrole brut en Zambie. Construit en 1968, l'oléoduc s'est gravement détérioré, ne transportant que 12 000 barils/jour au lieu des 22 000 barils/jour précédemment. En outre, la demande de brut a également diminué sur le marché zambien, puisque le pays importe la plupart de ses produits raffinés par camion en provenance d'Afrique du Sud.

#### Projets d'oléoducs et de gazoducs transfrontaliers prévus

Les activités récentes d'exploration pétrolière et gazière ont toutefois entraîné la planification de divers projets d'oléoducs et de gazoducs transfrontaliers et l'extension de ceux qui existent déjà.

- Extension de l'oléoduc de produits pétroliers d'Eldoret, au Kenya, à Kampala, en Ouganda. Son coût est estimé à 300 millions de dollars. Selon les dernières indications, l'Ouganda souhaiterait que l'oléoduc soit converti en pipeline à double canal pour transporter également du pétrole de l'Ouganda à Mombasa
- Construction en cours du gazoduc de 532 km de la concession de Mnazi Bay dans le sud de la Tanzanie jusqu'au centre économique de Dar es salaam. Il transportera 22 millions de mètres cubes de gaz naturel par jour. D'un coût de 1,2 milliard de dollars, le projet est financé par la Banque d'import-export de Chine
- LAPPSET (Lamu Port and South Soudan Ethiopia Transport Project) qui comprend un oléoduc de pétrole brut associé à un oléoduc de produits.
  - a) L'oléoduc de pétrole brut représente une voie alternative au Soudan du Sud pour l'exportation de son pétrole. L'oléoduc de 1 700 km et coûtant 3 milliards de dollars passerait près du lac Turkana, au Kenya, où le pétrole est actuellement extrait. Il est conçu pour transporter environ 500 000 barils de pétrole brut par jour.
  - b) L'oléoduc de 2,8 milliards de dollars, long de 450 km, transportera 100 000 barils/jour de produits de raffinerie d'Isiolo, au Kenya, à Addis-Abeba, en Éthiopie. Une nouvelle raffinerie doit être construite à Bargoni, près de Lamu. La raffinerie aura une capacité de 120.000 barils/jour
- En Ouganda, la découverte de pétrole près du lac Albert a conduit à des alliances avec la Tanzanie pour construire un oléoduc de pétrole brut est-africain (EACOP)



de 1 445 km et d'une valeur de 3,5 milliards de dollars. 80 % des coûts de l'oléoduc seront consacrés à la section tanzanienne de 1 147 km de long, tandis que la section ougandaise de l'EACOP de 296 km, de Hoima, en Ouganda, à Masaka-Bukoba, à la frontière tanzanienne, devrait coûter 700 millions de dollars. Actuellement, l'Ouganda construit une raffinerie de 30 000 barils/jour. Les principales caractéristiques techniques de l'oléoduc sont présentées ci-dessous :

- a. Le pipeline devrait transporter environ 216 000 barils par jour
  - b. Sur le plan opérationnel, le pétrole brut sera partiellement raffiné en Ouganda pour alimenter le marché local, tandis que le reste sera exporté vers le marché international. Une structure de titrisation (SPV) sous la forme d'une société d'oléoduc construira et exploitera l'oléoduc. La SPV sera détenue par l'Uganda National Oil company, la Tanzania Petroleum Development Corporation et trois compagnies pétrolières - CNOOC, TOTAL et Tullow
  - c. En raison de la nature visqueuse et cireuse du pétrole brut ougandais, l'oléoduc devra être chauffé tout au long de son parcours - ce qui en fait le plus long pipeline chauffé électriquement au monde.
  - d. Le premier pétrole est attendu fin 2020 et le projet devrait créer 10 000 emplois pendant la construction
  - e. La canalisation a un diamètre de 24 pouces et sera enterrée à 1,2 mètre, isolée et thermiquement tracée.
  - f. Un système de chauffage intégré maintiendra la température du pétrole brut au-dessus de 50°C afin que la cire reste en solution. Il comprendra des câbles électriques de 6,6 kV à traçage thermique (EHT), fournissant chacun 30 W/m de chaleur, alimentés par des câbles souterrains de 33 kV
  - g. La section ougandaise du gazoduc sera installée avec 230 km de câbles électriques de 33 kV et 296 km de câbles à fibres optiques, tandis que la section tanzanienne comprendra l'installation de 3 465 km de câblage EHT monophasé de 6,6 kV et de 939 km de câblage électrique de 33 kV.
  - h. l'oléoduc comprendra 27 stations de chauffage, une plateforme de chargement à Kabaale et une installation pour charger le pétrole brut dans des pétroliers à Chongoleani. Le projet comprendra également la construction de 96,5 km de routes d'accès temporaires et permanentes, dix camps de construction et 15 sous-stations de traçage électrique en Tanzanie
- Un protocole d'accord a été signé pour la construction d'un oléoduc de 3 milliards de dollars américains reliant le Soudan du Sud à Djibouti en passant par l'Éthiopie.
  - L'oléoduc de la Corne de l'Afrique : l'oléoduc multi-carburant de la Corne de l'Afrique, d'un coût de 1,55 milliard de dollars et long de 550 km, de Damerjog (Djibouti) à Awash (Éthiopie), devrait être achevé avant 2018. Il transportera du diesel, de l'essence et du carburacteur du port de Djibouti au centre de l'Éthiopie jusqu'à un parc de stockage intermédiaire à Awash, au centre de l'Éthiopie. La canalisation est d'un diamètre de 20 pouces et a une capacité de transport de 240 000 barils par jour. Le parc de stockage intermédiaire d'Awash peut stocker 950 000 barils
  - Oléoduc Ouganda-Kenya : - l'oléoduc de 325 km ira d'Eldoret à Kampala, en Ouganda, en passant par Malaba. Il s'agit d'un pipeline de 14 pouces. La





construction de l'oléoduc comprend également le développement d'un dépôt de produits et d'un terminal à Kampala, ainsi qu'une ligne d'embranchement vers Jinja. Le terminal comprendra la construction de deux réservoirs d'une capacité de 32 500 m<sup>3</sup> pour les produits MPS, deux réservoirs d'une capacité de 5 654 m<sup>3</sup> pour les produits BIK, deux réservoirs d'une capacité de 10 544 m<sup>3</sup> pour les produits JET, et deux autres réservoirs d'une capacité de 22 570 m<sup>3</sup> pour les produits AGO. Il comprendra également la construction de quatre réservoirs d'interface d'une capacité de 904 m<sup>3</sup>

- L'oléoduc du bassin de Melut, de Palouge à Port Soudan [7] :- un pipeline de 32 pouces qui transporte 500 000 barils par jour sur une distance de 1 380 km.

### Ressources et réserves actuelles de pétrole et de gaz au sein des États membres de l'IGAD

Les ressources et réserves actuelles de la région de l'IGAD sont les suivantes :

Tableau 0-4: Ressources et réserves fossiles dans les États de l'IGAD

Pays	Réserves prouvées de pétrole ou de gaz	Ressources potentielles	Recettes potentielles des réserves
<b>Ouganda Bassin du lac Albert</b>	~1,7 milliard de barils de pétrole	2 milliards de barils de pétrole (d'autres sources l'évaluent à 6,5 milliards de barils[3])	Over USD 2 billion per year for over 20 years
<b>Tanzanie</b>	~0,21 milliard de mètres cubes de gaz naturel	1,43 trillion de mètres cubes de gaz naturel non liés aux champs pétrolifères	~ USD 3 milliards par an
<b>Soudan du Sud (opérationnel)</b>	3,5 milliards de barils de pétrole		
<b>Kenya</b>	~600 millions de barils de pétrole	~4 milliards de barils	
<b>Soudan (opérationnel)</b>	1,5 milliard de barils de pétrole		
<b>Soudan (gaz naturel)</b>	84,95 milliards de mètres cubes de gaz naturel -	Associé aux champs pétrolifères et donc brûlé ou réinjecté	

Avec les ressources et le pipeline existants, le besoin de valeur ajoutée pour le secteur pétrolier a alimenté l'existence et/ou le développement d'un certain nombre de raffineries et d'usines de fractionnement au Soudan, tandis que le Soudan du Sud, le Kenya et l'Ouganda envisagent de les construire (Tableau 0-5)

Tableau 0-5: Raffineries dans la région de l'IGAD

Pays	Capacité (000 barils par jour)	État d'avancement
<b>Khartoum (al-Jaili), Soudan</b>	100 (il est proposé de porter la capacité à 100)	Raffinerie opérationnelle complète,



<b>Port Soudan</b>	<b>Soudan,</b>	21.7 (il est proposé de porter la capacité à 100)	Raffinerie complète, non opérationnelle
<b>El Obeid, Soudan</b>		10	Usine de fractionnement, opérationnelle
<b>Shajirah, Soudan</b>		10	Usine de fractionnement, Non opérationnelle
<b>Abu Soudan</b>	<b>Gabra,</b>	2	Usine de fractionnement, Non opérationnelle
<b>État de (Bentiu), du Sud</b>	<b>l'Unité Soudan</b>	5	Raffinerie complète, en construction
<b>Upper Nile (Thiangria)</b>		10	Raffinerie complète, suspendue
<b>Hoima, Uganda</b>		30	Raffinerie complète, en construction
<b>Lamu, Kenya</b>		120	Raffinerie complète, prévue

**Résultats et impact (quels ont été les résultats de l'étude de cas en question ? Ou qu'est-ce qu'elle vise à atteindre ?)**

Le Soudan, le Soudan du Sud, le Kenya et l'Ouganda sont les seuls pays d'Afrique de l'Est à disposer de réserves pétrolières prouvées. Pour ce qui est de l'échelle, les 10,754 milliards de barils de cette région représentent 22,23 % des réserves de la Libye et seulement 0,63 % de toutes les réserves prouvées dans le monde (Tableau 0-2).

Tableau 0-6: Production de pétrole brut

	Réserves (milliards de barils)	Production (000 de barils par jour)	Durée de vie (années)
<b>Kenya</b>	0.754	80	25.8
<b>Ouganda</b>	6.5	60	296.8
<b>Soudan du Sud</b>	3.5	118	27.4
<b>Soudan</b>	1.5	500	3000
<b>Total Afrique de l'Est</b>	10.74	490	60.13
<b>% Afrique de l'Est</b>	8.39%	6.21%	

Le Soudan du Sud produit actuellement 118 000 barils par jour, tandis que le Kenya et l'Ouganda visent une production totale de 80 000 et 60 000 barils par jour. Ainsi, les réserves du Kenya seront épuisées en 25 ans seulement, contre 27 ans pour l'Ouganda et 296,8 ans pour le Soudan du Sud.

- Sur la base des statistiques ci-dessus, les 6,5 milliards de barils de l'Ouganda pourraient attirer des investissements importants, ce qui lui donnerait un taux de production supérieur à celui du Kenya.
- - Si l'on ajoute à cela le fait que la fourchette des taux de production futurs est déterminée par la taille de la réserve, ce qui en soi déterminera l'ampleur des investissements dans une réserve donnée.
- - Ainsi, il est possible que des États membres de l'IGAD comme le Kenya, dont les réserves sont moins importantes, trouvent beaucoup plus rentable d'utiliser leurs réserves pour la consommation intérieure et donc d'économiser sur les taux de change que sur l'exportation.



- Cela dépendra toutefois des taux auxquels les réserves sont extraites. (Tableau 0-3).

Table 0-7: Crude oil consumption within the IGAD region

Pays	Demande ('000 barils par jour)
Kenya	93
Ethiopie	65
Ouganda	27
Soudan du Sud	11
Soudan	1
<b>Demande globale de l'IGAD</b>	<b>197</b>

- La sécession du Soudan du Sud en 1999 a eu un impact considérable sur l'économie soudanaise, puisque près de 75% de ses champs de production de pétrole ont été perdus au profit du Soudan du Sud. Cela n'est pas seulement dû aux frais de transit et de traitement que le Soudan du Sud payait au Soudan, mais aussi à l'accès au pétrole moins cher. Cela a poussé le Soudan à négocier avec l'Arabie Saoudite pour lui fournir du pétrole pendant les 5 prochaines années, grâce à un prêt de la Banque de développement saoudienne. En vertu de cet accord, l'Arabie saoudite fournira au Soudan 1,8 million de tonnes de pétrole la première année, avec une augmentation de 7 % de la quantité chaque année successive.
- La situation sécuritaire et l'augmentation insuffisante des investissements étrangers qui en découle pour faire face à la baisse des niveaux de production ainsi que la réhabilitation des infrastructures ont fait chuter les niveaux de production cumulés du Soudan du Sud et du Soudan à 257 000 barils par jour en 2016, soit moins que le pic de 486 000 barils par jour atteint en 2010. En 2017, la production était de 102 000 et 150 000 barils par jour respectivement pour le Soudan et le Soudan du Sud.

**Facteurs déterminants pour la réussite**  
*(qu'est-ce qui explique la réussite du projet ?)*

Les facteurs déterminants pour la réussite des gazoducs et des oléoducs en matière d'interconnectivité sont les suivants

Développement des interconnexions de pipelines : -

- Disponibilité des réserves prouvées : - Une quantité plus importante de pétrole et des réserves cibles attireront des investissements relativement plus élevés. C'est pourquoi l'oléoduc Lamu-Soudan du Sud est toujours à la recherche de financement, tandis que l'oléoduc Hoima-Tanga (Ouganda-Tanzanie) a fait l'objet d'une décision d'investissement financier et que les travaux de construction devraient commencer bientôt.
- Politique régionale : - La meilleure option pour la réalisation de l'oléoduc kenyan est de le relier aux champs pétrolifères du Soudan du Sud. Mais il devra faire face à une concurrence énorme de la part du Soudan.
- Coût du chauffage de l'oléoduc - Les réserves pétrolières de l'Ouganda, du Kenya et de certaines régions du Soudan du Sud ont besoin de chauffage pour être transportées. À cet égard, l'Ouganda envisage d'exploiter le potentiel en gaz naturel de la Tanzanie pour chauffer le gazoduc EACOP [9]. L'oléoduc Soudan du Sud-Kenya devra envisager cette option, car le chauffage à l'électricité sera plus





	<p>coûteux. Cependant, avec les gisements de charbon à venir en 2024, cela pourrait également être une possibilité.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• L'économie du marché de l'exportation de pétrole - Alors que les réserves du Kenya ne sont pas comparativement énormes comme celles du Soudan du Sud ou de l'Ouganda. Le facteur clé pour la réussite est d'évaluer le potentiel d'utilisation du pétrole extrait pour répondre à la demande intérieure, car vu les complexités de l'approvisionnement du marché international, une si petite quantité peut ne pas fournir autant de devises étrangères que les économies réalisées en devises étrangères en n'important pas de pétrole.</li> <li>• Développement des raffineries - La région peut obtenir beaucoup en investissant davantage dans les raffineries - puisque les sous-produits de la raffinerie ajouteront de la valeur à la chaîne de valeur industrielle</li> <li>• L'accent est mis sur le gaz naturel comme combustible de cuisson - il s'efforce de remplacer la biomasse non durable comme source de combustible de cuisson, l'utilisation du gaz naturel offre une meilleure alternative moins coûteuse. Cela peut signifier envisager des gazoducs transfrontaliers pour le gaz naturel ainsi que d'éviter le brûlage à la torche du gaz naturel trouvé dans les champs pétrolifères.</li> </ul>
<p><b>Défis (quelles difficultés ont été rencontrées dans la mise en œuvre ou l'opérationnalisation du projet ?)</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Le plus grand défi pour la région est l'acquisition de financements pour le développement des infrastructures et/ou la réhabilitation du pipeline</li> <li>• Les pipelines sont principalement développés au niveau national bilatéral - Ouganda-Tanzanie, Soudan du Sud - Kenya, Kenya-Éthiopie et Éthiopie-Djibouti. Cela rend difficile l'acquisition de financements et l'approvisionnement de routes alternatives redondantes. Si une sorte de pipeline circulaire reliant tous les pays de l'IGAD pouvait être mis en place, cela permettrait d'obtenir un meilleur système d'infrastructures</li> </ul>
<p><b>Quels enseignements peut-on tirer de l'étude de cas pour la conception et la mise en œuvre des projets transfrontaliers de l'IGAD ?</b></p>	<p>Diverses leçons se dégagent en termes d'interconnectivité des pipelines. Ces défis peuvent se présenter sous les formes suivantes</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Durée de vie des champs pétrolifères - Selon le taux de production, les champs pétrolifères du Kenya ont une durée de vie de 25 ans, ceux du Soudan du Sud (25 ans) et de l'Ouganda (300 ans). Par conséquent, les États membres de l'IGAD devront :             <ul style="list-style-type: none"> <li>○ décider de la manière de gérer / limiter leur production afin de permettre une plus longue période de disponibilité du pétrole.</li> <li>○ Les contraintes financières sont inversement liées à la quantité de réserves dont dispose un pays de l'IGAD et à la situation sécuritaire du pays. Un pays sûr avec des réserves plus importantes attire plus de financement - la quantité résiduelle de réserves dépend également des taux de production</li> </ul> </li> <li>• Rôle de la Chine dans le développement du secteur des pipelines et des raffineries - .</li> <li>○ Il est à noter que plus de 98% des exportations de pétrole de la région de l'IGAD (principalement situées au Soudan et au Soudan du Sud) sont destinées à la Chine. Ainsi, dans le cadre du mouvement "une ceinture, une route", la Chine est prête à financer des infrastructures qui lui permettent d'acheminer davantage de pétrole brut vers ses côtes.</li> </ul>



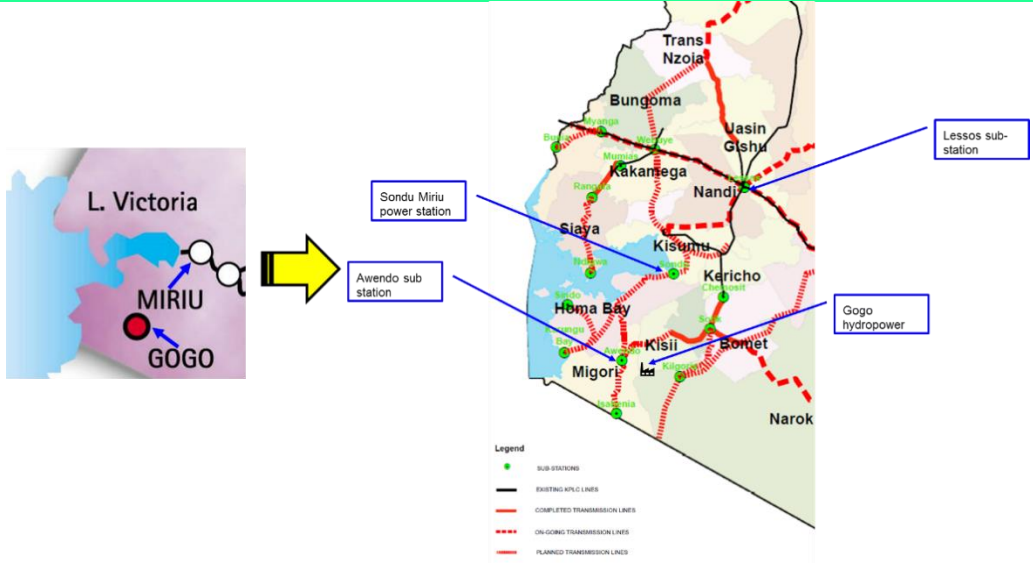




- L'inconvénient est que les efforts pour créer une raffinerie pour le traitement du brut pour la consommation intérieure ne sont pas forcément faciles à financer. Il pourrait donc être nécessaire que les pays membres de l'IGAD envisagent le développement d'une raffinerie régionale pour la production nationale.
- Connexion du pipeline en anneau - une leçon clé tirée de l'étude de cas est que les pays de l'IGAD sont confrontés à des défis dans le transport du pétrole, en particulier le Kenya et le Soudan du Sud, en raison de l'insécurité et des troubles civils. La mise en place d'un système de raccordement en anneau pourrait non seulement attirer davantage d'investisseurs mais aussi accroître la fiabilité du système.
- L'un des principaux enseignements tirés du coût de construction de l'oléoduc EACOP est que la construction d'un oléoduc chauffé coûte généralement entre 2,5 et 3 millions d'USD/km. Cependant, si les coûts d'exploitation d'un pipeline chauffé ne sont pas correctement gérés, ils peuvent réduire considérablement les bénéfices. Cela s'applique à la fois au Kenya et à l'Ouganda.
- Dans le cadre du développement de projets de pipelines transfrontaliers, les coûts de fonctionnement simplifiés sans taxes telles que la taxe de transit, la taxe sur la valeur ajoutée, l'impôt sur les sociétés, l'exonération de l'impôt sur l'amortissement, ainsi que le couloir libre de passage du pipeline et l'achat d'actions de la société gérant le pipeline ne sont que quelques-uns des facteurs clés qui ont incité l'Ouganda à accepter que le pipeline passe par la Tanzanie plutôt que par le Kenya. Le coût du transport offert par la Tanzanie était de 12,2 USD par baril, soit beaucoup moins que celui offert par le Kenya, ce qui a permis à l'Ouganda d'être rentable même si les prix internationaux du pétrole sont de 50 USD par baril. [10].



Étude de cas n° 4 : Interconnexion Ouganda-Kenya pour les mini-centrales hydroélectriques situées dans le bassin du lac Victoria

Titre du projet	Interconnexion Ouganda-Kenya																								
Emplacement	Partie ouest du Kenya, bassin du lac Victoria au Kenya																								
Carte																									
Description	<p>L'interconnexion à double commutateur Ouganda-Kenya a toujours été utilisée pour importer de l'électricité de l'Ouganda vers le Kenya. Cependant, ces dernières années, le Kenya a également utilisé la même ligne pour exporter de l'électricité vers l'Ouganda. Ainsi, il arrive que le Kenya importe et qu'il exporte. Une étude sur les importations d'électricité de la Tanzanie, de l'Ouganda et de l'Éthiopie montre une diminution des importations et une augmentation des exportations</p> <table border="1" data-bbox="491 1173 1538 1424"> <thead> <tr> <th></th> <th>2012/13</th> <th>2013/14</th> <th>2014/15</th> <th>2015/16</th> <th>2016/17</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td><b>Importations de l'UETCL (GWh)</b></td> <td>41</td> <td>83</td> <td>76</td> <td>65</td> <td>180</td> </tr> <tr> <td><b>Exportations vers l'UETCL (GWh)</b></td> <td>30</td> <td>37</td> <td>38</td> <td>43</td> <td>20</td> </tr> <tr> <td><b>Importations nettes (GWh)</b></td> <td>11</td> <td>46</td> <td>38</td> <td>22</td> <td>160</td> </tr> </tbody> </table> <p>En raison de la diminution de l'hydrologie (précipitations) en 2016/17, il y a eu une augmentation de la production à partir de combustibles fossiles ainsi que des importations. Il est prévu qu'une capacité excédentaire de 583 MW existera entre 2019 et 2023[1].</p> <p>Dans le bassin du lac Victoria, il existe un certain nombre de centrales hydroélectriques (<b>Error! Reference source not found.</b>) qui pourraient avoir un impact important sur l'interconnexion Kenya-Ouganda pour le commerce transfrontalier de l'électricité. Il s'agit notamment de la centrale électrique Sondu Miriu de 60 MW au fil de l'eau et de la centrale hydroélectrique Gogo de 2 MW actuellement.</p> <p><b>Centrale hydroélectrique de Gogo :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>La centrale hydroélectrique de Gogo (latitude 0°54'32.40 "S et longitude 34°20'52.80 "E) a été mise en service en 1958. Elle est située à environ 35 km</li> </ul>		2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	<b>Importations de l'UETCL (GWh)</b>	41	83	76	65	180	<b>Exportations vers l'UETCL (GWh)</b>	30	37	38	43	20	<b>Importations nettes (GWh)</b>	11	46	38	22	160
	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17																				
<b>Importations de l'UETCL (GWh)</b>	41	83	76	65	180																				
<b>Exportations vers l'UETCL (GWh)</b>	30	37	38	43	20																				
<b>Importations nettes (GWh)</b>	11	46	38	22	160																				



de la ville de Migori et à environ 25 km de la nouvelle sous-station d'Awendo (latitude 0°53'29.73 "S et longitude 34°31'26.31 "E) dans le comté de Migori. La puissance nominale actuelle de la station est de 2 MW et comprend deux unités de type turbine Kaplan de 1 MW chacune. La centrale tire son eau de la rivière Kuja dans un bassin versant de 2980 km<sup>2</sup>. Le prélèvement d'eau pour la centrale existante se fait par un petit barrage qui est actuellement envasé.

- La centrale hydroélectrique de Gogo est d'un tel âge et dans un tel état que l'ensemble de la centrale a besoin d'être réaménagée pour la moderniser et augmenter la capacité installée dans le bouquet de production d'électricité au Kenya. En outre, des études [2, 3] ont été menées dans le passé et ont indiqué qu'il était possible de moderniser la centrale pour passer de la capacité actuelle de 2 MW à une capacité plus élevée de 12 à 60 MW.

#### La centrale électrique de Sondu Miriu

- La centrale électrique se trouve à 350 km à l'ouest de Nairobi, la capitale du Kenya, et à 55 km au sud-est de Kisumu. Ses coordonnées géographiques sont : Latitude : 0°20'33.0 "S ; Longitude : 34°51'08.0 "E.
- Contrairement à la centrale hydroélectrique de Gogo, Sondu Miriu est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau avec un tunnel de prise d'eau de 6,2 km. Une fois l'électricité produite, le rejet s'écoule le long d'un canal dans une deuxième centrale hydroélectrique (centrale hydroélectrique de Sangoro) (**Error! Reference source not found.**) avant de se reverser dans la rivière Sondu.
- La Sondu Miriu a été construite grâce à un prêt de 19 milliards Kes (2,49 millions USD) de la Banque japonaise pour la coopération internationale entre 1999 et 2007.
- Le coût a augmenté en raison de la manifestation citoyenne qui a duré près de 5 ans ainsi que de l'ajout de la centrale hydroélectrique de Sangoro. Le coût total du projet s'est élevé à environ 22 milliards de Kes (33 millions de dollars US).
- La centrale de Sondu produit à partir de 2 turbines Francis verticales d'une puissance installée de 30 M chacune (**Error! Reference source not found.**), tandis que la centrale hydroélectrique de Sangoro a une puissance installée de 20,2 MW
- Le coût de Sangoro est estimé à 3 milliards de KES

Centrale électrique	Centrale hydroélectrique de Gogo	Centrale électrique de Sondu Miriu	Centrale hydroélectrique de Sangoro
<b>Zone de desserte (km<sup>2</sup>)</b>	2980	3,345	Utilise l'eau de décharge de Sondu Miriu
<b>Année de mise en service</b>	1957	2007	2011
<b>Écoulement annuel moyen (m<sup>3</sup>/sec)</b>	38	41	41
<b>Chute brute (m)</b>		196.9	





	<b>Chute nette (m)</b>	19.8	178.6	
	<b>Puissance nominale (MW)</b>	2 MW (1 MW * 2 unités)	60 MW (30MW *2 unités)	
	<b>5 ans Production moyenne d'énergie (GWh / an)</b>	8.1	364.2	114.8
	<b>Type de turbine</b>	2 unités de turbines Kaplan verticales de 1 MW chacune	2 unités de turbine Francis à axe vertical de 31,2 MW	2 unités de turbine Francis à arbre vertical de 10,9 MW
	<b>Générateur</b>	2 unités de générateurs de 1,15 kVA AC	2 unités de générateurs de 33,7 MVA AC	2 unités de générateurs de 12,5 MVA AC
	<b>Transformateur</b>	Transformateur abaisseur de tension	2 Capacité de 33,7 MVA, triphasé, refroidi par air forcé.	2 unités de transformation de 2,5MVA chacune.
	<b>Appareils de commutation</b>		132 kV extérieur et 11 kV intérieur	132 kV, 33 kV et 11 kV et appareillage de commutation basse tension.
	<b>Ligne de transmission</b>	Aucune - uniquement les lignes de distribution	Circuit simple de 132 kV, 49 km de long jusqu'à la sous-station de Kisumu à Mamboleo	Ligne de transmission de 132 kV en simple circuit de 5 km vers la station de relais de Sondu Miriu.
	<b>Financement</b>		2 prêts de la JICA (ancienne banque japonaise pour la coopération internationale)	
<b>Résultat et impact (quels ont été les résultats de l'étude de cas en question ? Ou qu'est-ce qu'elle vise à atteindre ?)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>En raison de sa nature stratégique, la centrale électrique de Gogo a été choisie pour être modernisée. L'Union européenne a actuellement lancé un appel d'offres pour réaliser une étude de pré faisabilité de la centrale électrique en vue de sa modernisation. La modernisation peut prendre la forme de la construction d'un tout nouveau barrage (avec les défis environnementaux et sociaux qui en découlent) ou de la modernisation des générateurs, de désensablement du barrage et de l'augmentation de la hauteur du mur du barrage existant.</li> <li>Si elle est modernisée, la centrale hydroélectrique de Gogo pourra évacuer plus de 10MW. Il a été indiqué qu'un certain nombre de parties prenantes (KENGEN et/ou KPLC) seraient disposées à examiner la possibilité de construire une ligne d'évacuation entre la centrale hydroélectrique de Gogo et la sous-station de transmission d'Awendo, qui se trouve à environ 20 km de la centrale hydroélectrique de Gogo. Cette sous-station sera ensuite reliée à l'interconnexion Ouganda-Kenya (Bujagali-Lessos) à Lessos - ce qui fournira un tracé alternatif pour l'interconnexion au réseau kenyan et stabilisera le réseau (Error! Reference source not found.)</li> </ul>			





	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Un autre impact sera la possibilité pour le Kenya d'augmenter encore ses exportations d'électricité vers l'Ouganda en ajoutant au réseau plus d'électricité provenant de la centrale de Gogo.</li> <li>▪ Le limon accumulé à la centrale hydroélectrique de Gogo est une ressource riche en nutriments que la centrale peut, en liaison avec la société Sony Sugar et les organisations locales, vendre/distribuer aux exploitations agricoles locales et ainsi améliorer la fertilité des sols, l'agroalimentaire et les moyens de subsistance des communautés environnantes.</li> </ul>
<p><b>Facteurs déterminants pour la réussite</b> <i>(qu'est-ce qui explique la réussite du projet ?)</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Les facteurs déterminants pour la réussite de la modernisation éventuelle de la centrale hydroélectrique de Gogo et de la centrale électrique de Sondu Miriu en ce qui concerne l'interconnectivité sont les suivants             <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Développement des interconnexions :-                 <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Le développement d'une ligne d'évacuation entre la sous-station d'Awendo et la centrale hydroélectrique de Gogo.</li> <li>▪ La nécessité de moderniser l'interconnexion Ouganda-Kenya, dont certains composants sont peut-être déjà assez anciens</li> </ul> </li> <li>○ Plan d'exploitation et d'entretien rigoureux : une fois la centrale modernisée, il faudra établir un plan d'exploitation et d'entretien rigoureux, pour éviter l'assèchement du barrage - cela concerne en particulier la centrale hydroélectrique de Gogo (<b>Error! Reference source not found.</b>)</li> <li>○ Modernisation des systèmes : le cas de Gogo démontre également la nécessité d'améliorer systématiquement les systèmes de production, de transport et de distribution.</li> <li>○ Prévission rigoureuse des saisons des pluies et de la sécheresse :                 <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Gogo ne fait parfois fonctionner qu'un seul générateur en raison du niveau d'eau insuffisant.</li> <li>▪ Sondu Miriu ne fait également fonctionner qu'un seul générateur en raison du niveau d'eau peu élevé.</li> </ul> </li> <li>○ Finalisation de l'interconnexion en anneau                 <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Actuellement, le Kisii-Awendo est opérationnel, ainsi la ligne de Tororo-Webuye-Lessos-Kericho-Bomet-Kisii-Awendo est opérationnelle - constituant un côté de l'anneau</li> <li>▪ Une autre partie opérationnelle de l'anneau relie Sondu à Kisumu puis à Lessos et Chemosit</li> <li>▪ La ligne d'Awendo-Sondu est actuellement en construction et, une fois terminée, elle formera un anneau complet qui renforcera l'interconnexion Ouganda-Kenya.</li> <li>▪ Depuis Awendo, une connexion vers Isebania, à la frontière entre la Tanzanie et le Kenya, est également possible, mais les travaux de construction n'ont pas encore commencé.</li> </ul> </li> </ul> </li> </ul>
<p><b>Défis (quelles difficultés ont été rencontrées dans la mise en œuvre ou</b></p>	<p>Centrale hydroélectrique de Gogo</p>



<p><b>l'opérationnalisation du projet ?)</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Performance réduite : - Au fil des ans, le barrage de la centrale hydroélectrique s'est envasé au point que la végétation a poussé dans le barrage, ce qui a totalement réduit le débit d'eau</li> <li>• Capacité en ressources humaines : - En outre, les 13 membres actuels du personnel qui exploitent l'usine arrivent rapidement à l'âge de la retraite, et aucun remplacement n'est en vue</li> <li>• Défis techniques : - Avec le vieillissement de l'usine, l'obtention de pièces de rechange est devenue un véritable défi, de nombreuses pièces devant être fabriquées localement lorsqu'elles se cassent, ce qui entraîne des coûts d'exploitation élevés</li> </ul>
<p><b>Quels enseignements peut-on tirer de l'étude de cas pour la conception et la mise en œuvre des projets transfrontaliers de l'IGAD ?</b></p>	<p>Divers enseignements se dégagent en termes d'interconnectivité des centrales de production aux réseaux d'interconnexion. Ces défis peuvent se présenter sous deux angles différents</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Éviter les actions de plaidoyer négatif des citoyens : - Compte tenu des graves manifestations de citoyens pendant la construction de Sondu Miriu, il pourrait être nécessaire d'évaluer le risque que des personnes à Gogo et dans le comté de Migori manifestent contre la centrale électrique et arrêtent ainsi sa construction. La construction de Sondu Miriu a été interrompue pendant plus de cinq ans, ce qui a augmenté les coûts et retardé l'interconnexion au réseau en raison de ces manifestations.</li> <li>• Un plan d'exploitation et de maintenance approprié : - En évaluant la centrale hydroélectrique de Gogo, on est frappé par le fait que la centrale a dépassé sa durée de vie de ~40 ans, et n'a pas été bien entretenue comme le montre le barrage qui est presque à 60% complètement envasé par la végétation. Sondu Miriu montre déjà certains signes d'un entretien inefficace, la clôture (composée de barbelés et de grillages) entourant le canal de décharge ayant été vandalisée et les barbelés étant manquants, tandis que les villages locaux installent également des tuyaux<sup>15</sup> dans les canaux pour prélever de l'eau.</li> <li>• Inclusion du secteur privé dans les projets de production d'énergie transfrontaliers - La centrale de Gogo est un cas classique d'hydroélectricité dont la source d'énergie, le barrage, était littéralement encombré par le limon et la végétation et pour laquelle aucun effort n'était mis en œuvre pour y remédier. L'intérêt du secteur privé représenté par l'Union européenne pourrait revitaliser la centrale. Cela signifie que les gouvernements nationaux pourraient ignorer ou donner la priorité à d'autres projets énergétiques, ce qui entraînerait l'échec systématique / structurel d'autres projets. L'inclusion du secteur privé peut aider à garantir que le projet continue à fonctionner au mieux de son efficacité.</li> </ul>

<sup>15</sup> Bien que cela n'affecte pas le débit pour le moment, si d'autres villageois le font. Ils pourraient non seulement détruire la clôture protégeant le canal, mais aussi altérer le débit de la centrale hydroélectrique de Sangoro



## Études de cas sur le secteur des ressources en eau transfrontalières

### Étude de cas n° 1 : Sio-Malaba-Malakisi (SMM)

<b>Intitulé de l'étude de cas</b>	<b>Bassin transfrontalier de Sio Malaba Malakisi</b>
<b>Secteur</b>	Eau et assainissement
<b>Pays et emplacement</b>	Ouganda/Kenya
<b>Localisation dans le pays</b>	
<b>Présentation générale</b>	<p>C'est un cadre qui est entrepris au titre d'un projet intitulé "renforcement de la gouvernance et de la coopération en matière d'eau transfrontalière dans la région de l'IGAD". Ce projet a été lancé en décembre 2016 et visait à renforcer le cadre de coopération sur les ressources en eau transfrontalières au niveau régional et du bassin. Il vise également à renforcer la négociation, l'atténuation des conflits et à favoriser le dialogue entre les parties prenantes. Il permettra également de renforcer les capacités en matière de diplomatie dans le domaine de l'eau, de droit international de l'eau et de compétences de négociation. Le projet permettra à terme d'améliorer la gouvernance et la coopération transfrontalières dans le domaine de l'eau.</p> <p>Le bassin de Sio-Malaba a été sélectionné comme bassin de démonstration du projet. Ce bassin est partagé par le Kenya et l'Ouganda. C'est le premier bassin où la coopération transfrontalière sera évaluée, l'évaluation des scénarios de développement sera réalisée par un processus participatif et le cadre et le plan nécessaires seront élaborés.</p>



<p><b>Résultats et impact</b></p> <p><i>(quels ont été les résultats de l'étude de cas en question ? Ou qu'est-ce qu'elle vise à atteindre ?)</i></p>	<p>Un protocole d'accord a été signé en 2015 par le Kenya et l'Ouganda avec le NELSAP sur la gestion et le développement intégrés des ressources en eau transfrontalières du bassin fluvial de Sio-Malaba-Malakisi (SMM). Les deux parties ont élaboré un cadre d'investissement et une feuille de route pour l'élaboration d'un plan d'investissement à part entière dans le SMM. La feuille de route comprend (1) le lancement du plan directeur, (2) le développement du portefeuille de projets, (3) l'élaboration d'une stratégie de mobilisation des ressources, (4) l'approbation du plan d'investissement du bassin et (5) la mise à jour régulière du portefeuille de projets. Un portefeuille de 12 projets a été identifié à ce jour. Voir ci-dessous :</p> <table border="1" data-bbox="416 539 1527 1189"> <thead> <tr> <th>No.</th> <th>Projet</th> <th>Budget</th> <th>Pays</th> <th>Cotation</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1.</td> <td>Projet d'irrigation à Malaba</td> <td>USD 2.2 millions</td> <td>Les deux</td> <td>5.0</td> </tr> <tr> <td>2.</td> <td>Sécurité et développement de l'eau de la SMM orientale (regroupant six SCMP)</td> <td>USD 5.2 millions</td> <td>Kenya</td> <td>4.6</td> </tr> <tr> <td>3.</td> <td>Projet d'irrigation de Sio-Sango</td> <td>USD 37 millions</td> <td>Kenya</td> <td>4.4</td> </tr> <tr> <td>4.</td> <td>Toloso SCMP</td> <td>USD 9 millions</td> <td>Kenya</td> <td>4.4</td> </tr> <tr> <td>5.</td> <td>Points chauds de Lwakhakha</td> <td>USD 0.8 millions</td> <td>Les deux</td> <td>4.2</td> </tr> <tr> <td>6.</td> <td>Gestion communautaire des zones humides NELSAP</td> <td>USD 6.7 millions</td> <td>Les deux</td> <td>4.0</td> </tr> <tr> <td>7.</td> <td>Sécurité alimentaire</td> <td>USD 22.7 millions</td> <td>Kenya</td> <td>4.0</td> </tr> <tr> <td>8.</td> <td>Barrage d'Angolola NELSAP</td> <td>USD 67.1 millions</td> <td>Les deux</td> <td>4.0</td> </tr> <tr> <td>9.</td> <td>Déchets solides NELSAP</td> <td>USD 9.2 millions</td> <td>Les deux</td> <td>3.8</td> </tr> <tr> <td>10.</td> <td>Projet d'irrigation de Nyabanja NELSAP</td> <td>USD 23.3 millions</td> <td>Ouganda</td> <td>3.6</td> </tr> <tr> <td>11.</td> <td>Plans directeurs de drainage des eaux pluviales NELSAP</td> <td>USD 3.2 millions</td> <td>Les deux</td> <td>3.4</td> </tr> <tr> <td>12.</td> <td>Petit réservoir polyvalent de Bulusambu</td> <td>USD 10 millions</td> <td>Ouganda</td> <td>3.4</td> </tr> </tbody> </table>	No.	Projet	Budget	Pays	Cotation	1.	Projet d'irrigation à Malaba	USD 2.2 millions	Les deux	5.0	2.	Sécurité et développement de l'eau de la SMM orientale (regroupant six SCMP)	USD 5.2 millions	Kenya	4.6	3.	Projet d'irrigation de Sio-Sango	USD 37 millions	Kenya	4.4	4.	Toloso SCMP	USD 9 millions	Kenya	4.4	5.	Points chauds de Lwakhakha	USD 0.8 millions	Les deux	4.2	6.	Gestion communautaire des zones humides NELSAP	USD 6.7 millions	Les deux	4.0	7.	Sécurité alimentaire	USD 22.7 millions	Kenya	4.0	8.	Barrage d'Angolola NELSAP	USD 67.1 millions	Les deux	4.0	9.	Déchets solides NELSAP	USD 9.2 millions	Les deux	3.8	10.	Projet d'irrigation de Nyabanja NELSAP	USD 23.3 millions	Ouganda	3.6	11.	Plans directeurs de drainage des eaux pluviales NELSAP	USD 3.2 millions	Les deux	3.4	12.	Petit réservoir polyvalent de Bulusambu	USD 10 millions	Ouganda	3.4
No.	Projet	Budget	Pays	Cotation																																																														
1.	Projet d'irrigation à Malaba	USD 2.2 millions	Les deux	5.0																																																														
2.	Sécurité et développement de l'eau de la SMM orientale (regroupant six SCMP)	USD 5.2 millions	Kenya	4.6																																																														
3.	Projet d'irrigation de Sio-Sango	USD 37 millions	Kenya	4.4																																																														
4.	Toloso SCMP	USD 9 millions	Kenya	4.4																																																														
5.	Points chauds de Lwakhakha	USD 0.8 millions	Les deux	4.2																																																														
6.	Gestion communautaire des zones humides NELSAP	USD 6.7 millions	Les deux	4.0																																																														
7.	Sécurité alimentaire	USD 22.7 millions	Kenya	4.0																																																														
8.	Barrage d'Angolola NELSAP	USD 67.1 millions	Les deux	4.0																																																														
9.	Déchets solides NELSAP	USD 9.2 millions	Les deux	3.8																																																														
10.	Projet d'irrigation de Nyabanja NELSAP	USD 23.3 millions	Ouganda	3.6																																																														
11.	Plans directeurs de drainage des eaux pluviales NELSAP	USD 3.2 millions	Les deux	3.4																																																														
12.	Petit réservoir polyvalent de Bulusambu	USD 10 millions	Ouganda	3.4																																																														
<p><b>Facteurs déterminants pour la réussite</b></p> <p><i>(qu'est-ce qui a contribué à la réussite du projet ?)</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Les programmes ont été cofinancés par la DDC par l'intermédiaire de l'UICN, du Département d'État américain de l'OES, de l'UNECE et coordonnés par le Secrétariat de l'IGAD avec les deux États riverains qui apportent la volonté politique nécessaire.</li> <li>• Les parties prenantes participent largement à la prise de décision et au pilotage du projet.</li> <li>• Un cadre clair a été élaboré, avec une feuille de route à suivre jusqu'à la fin de la mise en œuvre. Cela a également été convenu.</li> <li>• La répartition du portefeuille de projets identifiés jusqu'à présent est équitable.</li> <li>• Les décisions importantes sont prises lors d'ateliers organisés à cet effet. Jusqu'à présent, trois ateliers ont été organisés.</li> <li>• La coopération sur nos ressources en eau partagées est essentielle dans tous les aspects de la gestion et du développement des ressources en eau, de la résolution des conflits, etc.</li> <li>• Il est nécessaire de maintenir et de renforcer les progrès réalisés jusqu'à présent en matière de coopération entre les États riverains.</li> <li>• Les bénéfices des projets de SMM, démontrent les fruits partagés de notre coopération sur les eaux transfrontalières.</li> </ul>																																																																	
<p><b>Défis</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Il est difficile d'équilibrer le portefeuille de projets en termes de représentation géographique.</li> </ul>																																																																	






	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Les décisions politiques passent parfois outre aux considérations techniques en termes de hiérarchisation des projets.</li> <li>• La mobilisation des ressources pour la mise en œuvre des projets est limitée.</li> <li>• Il y a eu une certaine résistance des militants à certains projets en raison des impacts négatifs pervers sur l'écosystème en aval.</li> <li>• Il est nécessaire de réintégrer les personnes touchées par la mise en œuvre des projets.</li> </ul>
<p><b>Quels enseignements peut-on tirer de l'étude de cas pour la conception et la mise en œuvre des projets transfrontaliers de l'IGAD ?</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La coopération en matière de ressources en eau transfrontalières renforce l'utilisation rationnelle, efficace et équitable des ressources en eau.</li> <li>• La coopération atténue également les conflits liés à l'utilisation de l'eau et favorise le dialogue et l'engagement des parties prenantes</li> <li>• Le renforcement des capacités est un élément important de la gestion et du développement durables des ressources en eau. Il s'agit plus particulièrement de la connaissance des compétences de négociation et de la diplomatie en matière de droit de l'eau.</li> </ul>
<p><b>Autres observations</b></p>	<p>Ce projet prendra en compte d'autres bassins à l'avenir.</p>



Étude de cas n° 2 : l'aquifère de Merti

Intitulé de l'étude de cas	Aquifère de Merti
Secteur	Eau
Pays et emplacement	<p>Kenya/Somalie</p>  <p>Aquifère de Merti</p>
	<p><b>Contexte physique</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• L'aquifère de Merti est situé dans la partie nord-est du Kenya, généralement à l'est du mont Kenya.</li> <li>• L'aquifère s'étend à l'est de Diff-Liboi-Jarajilla dans le sud de la Somalie.</li> <li>• Il s'agit d'un aquifère transfrontalier qui se trouve en grande partie au Kenya et qui couvre 130 000 km<sup>3</sup> du côté kenyan.</li> <li>• L'aquifère de Merti est une ressource régionale et nationale importante qui continue à être exploitée dans une région où les ressources en eau de surface sont insuffisantes. L'afflux de réfugiés a augmenté la pression sur les rares ressources en eau locales.</li> <li>• Le fleuve Ewaso Nyiro, a continué à se retirer en amont en raison du développement accru de l'irrigation dans les régions supérieures.</li> <li>• La sécheresse récurrente due au changement climatique accélère la toile des problèmes économiques, sociaux et sécuritaires existants dans la région.</li> </ul> <p>Le développement des ressources en eaux souterraines est important pour combattre les effets négatifs de la sécheresse et pour stabiliser</p>

	<p>l'économie locale et la sécurité de la région, mais l'absence de gestion efficace et durable ainsi que la surexploitation de cette ressource risquent d'entraîner des conflits d'utilisation de l'eau. D'autre part, le manque de données sur les caractéristiques des aquifères, la surveillance de la pollution, les niveaux de captage, la gouvernance et la coopération, dû au fait que la Somalie n'a pas eu de gouvernement depuis plus de deux décennies, aggrave encore cette situation</p>
<p><b>Résultats et impact</b> <i>(quels ont été les résultats de l'étude de cas en question ? Ou qu'est-ce qu'elle vise à atteindre ?)</i></p>	<p>L'étude de cas montre clairement que l'aquifère a été de plus en plus utilisé au fil des ans, en particulier par la population de réfugiés de la région. Par exemple, le niveau de captage de 2,7 millions de mètres cubes/an enregistré est élevé pour un aquifère confiné avec une recharge millénaire. La plupart des données disponibles sur la base de référence datent de plus de 8 ans et, étant donné le dynamisme de l'utilisation de l'eau dans la région, il est nécessaire de procéder à une évaluation pour établir les données actuelles sur l'écosystème dépendant de l'aquifère, la recharge, le prélèvement, la vulnérabilité à la pollution, la transmissivité, la conductivité hydraulique, le coefficient de stockage et la gouvernance.</p>
<p><b>Facteurs déterminants pour la réussite</b> <i>(qu'est-ce qui a contribué au succès du projet ?)</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Des efforts ont été accomplis par les gouvernements pour définir les limites de l'aquifère dans le passé.</li> <li>• Le gouvernement du Kenya a élaboré une politique des eaux transfrontalières qui prévoit l'exploitation durable des eaux souterraines ainsi que des ressources en eau de surface.</li> <li>• L'élaboration d'un cadre juridique pour la mise en œuvre de cette politique est en cours</li> <li>• Le Kenya a créé un département des eaux transfrontalières dont le mandat est de conserver, protéger et gérer ainsi que développer durablement les eaux de surface et souterraines transfrontalières en collaboration avec les États voisins.</li> <li>• L'Autorité des ressources en eau est chargée de la réglementation de l'utilisation de l'eau, y compris des permis de prélèvement d'eau.</li> </ul>
<p><b>Défis (quelles difficultés ont été rencontrées dans la mise en œuvre ou l'opérationnalisation de l'étude de cas ?)</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La surveillance de l'exploitation de l'eau souterraine n'est pas effectuée périodiquement, de sorte que la plupart des paramètres de l'aquifère enregistrés peuvent avoir changé au fil du temps.</li> <li>• Les dispositions institutionnelles régissant l'aquifère et son exploitation (prélèvement, contrôle de la pollution, épuisement de l'eau, quantité et qualité de l'eau) sont conformes.</li> <li>• La Somalie n'a pas eu de gouvernement depuis plus de deux décennies et aucune attention n'a été accordée aux questions de gouvernance de l'aquifère.</li> </ul>
<p><b>Quels enseignements peut-on tirer de l'étude de cas pour la conception et la mise en œuvre des projets transfrontaliers de l'IGAD ?</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Il est nécessaire de négocier la mise en place d'un cadre pour orienter l'exploitation durable de cet aquifère</li> <li>• Il est nécessaire de disposer d'une base de connaissances adéquate sur l'aquifère afin de pouvoir déterminer la qualité et la quantité, ainsi que la conductivité hydraulique de l'aquifère, de manière à assurer un partage équitable des ressources par-delà les frontières.</li> <li>• Pour une exploitation réussie des ressources, il est nécessaire de mettre en place une bonne gouvernance aux niveaux régional et local. Cela comprend la politique, le cadre réglementaire et les</li> </ul>

dispositions institutionnelles au niveau régional et local.





Étude de cas n° 3 : Projet hydraulique transfrontalier Éthiopie-Djibouti

Titre de l'étude de cas																																																																																																																																																																																																																													
Secteur	Eau																																																																																																																																																																																																																												
Pays et emplacement	Ethiopie-Djibouti																																																																																																																																																																																																																												
Localisation dans le pays	<div style="position: absolute; top: 10px; right: 10px; border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p><b>List of main project quantities</b></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Sl. No.</th> <th>Item</th> <th>Specification</th> <th>Quantity</th> <th>Remarks</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>Supply wells</td> <td>1000m<sup>3</sup>/d</td> <td>20</td> <td>Depth of 100m</td> </tr> <tr> <td colspan="5"><b>Distribution and transmission pipes</b></td> </tr> <tr> <td>1</td> <td>High pressure</td> <td>100mm D.C.I.</td> <td>1</td> <td>Reservoir C1 100m</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>High pressure</td> <td>150mm D.C.I.</td> <td>2</td> <td>Reservoir C1 100m</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>High pressure</td> <td>200mm D.C.I.</td> <td>4</td> <td>Reservoir C1 100m</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>High pressure</td> <td>250mm D.C.I.</td> <td>4</td> <td>Reservoir C1 100m</td> </tr> <tr> <td>5</td> <td>High pressure</td> <td>300mm D.C.I.</td> <td>10</td> <td>Reservoir C1 100m</td> </tr> <tr> <td>6</td> <td>High pressure</td> <td>350mm D.C.I.</td> <td>40</td> <td>Reservoir C1 100m</td> </tr> <tr> <td>7</td> <td>High pressure</td> <td>400mm D.C.I.</td> <td>1</td> <td>Reservoir C1 100m</td> </tr> <tr> <td>8</td> <td>Medium pressure</td> <td>100mm D.C.I.</td> <td>1</td> <td>Reservoir C1 100m</td> </tr> <tr> <td>9</td> <td>Medium pressure</td> <td>150mm D.C.I.</td> <td>1</td> <td>Reservoir C1 100m</td> </tr> <tr> <td>10</td> <td>Medium pressure</td> <td>200mm D.C.I.</td> <td>1</td> <td>Reservoir C1 100m</td> </tr> <tr> <td>11</td> <td>Medium pressure</td> <td>250mm D.C.I.</td> <td>1</td> <td>Reservoir C1 100m</td> </tr> <tr> <td>12</td> <td>Medium pressure</td> <td>300mm D.C.I.</td> <td>1</td> <td>Reservoir C1 100m</td> </tr> <tr> <td>13</td> <td>Medium pressure</td> <td>350mm D.C.I.</td> <td>1</td> <td>Reservoir C1 100m</td> </tr> <tr> <td>14</td> <td>Medium pressure</td> <td>400mm D.C.I.</td> <td>1</td> <td>Reservoir C1 100m</td> </tr> <tr> <td>15</td> <td>Transmission pipes</td> <td>1000mm D.C.I.</td> <td>70</td> <td>Reservoir C1 100m</td> </tr> <tr> <td>16</td> <td>Transmission pipes</td> <td>1200mm D.C.I.</td> <td>1</td> <td>Reservoir C1 100m</td> </tr> <tr> <td>17</td> <td>Transmission pipes</td> <td>1500mm D.C.I.</td> <td>1</td> <td>Reservoir C1 100m</td> </tr> <tr> <td>18</td> <td>Transmission pipes</td> <td>2000mm D.C.I.</td> <td>1</td> <td>Reservoir C1 100m</td> </tr> <tr> <td>19</td> <td>Transmission pipes</td> <td>2500mm D.C.I.</td> <td>1</td> <td>Reservoir C1 100m</td> </tr> <tr> <td>20</td> <td>Transmission pipes</td> <td>3000mm D.C.I.</td> <td>1</td> <td>Reservoir C1 100m</td> </tr> <tr> <td colspan="5"><b>Reservoirs and Pump Stations</b></td> </tr> <tr> <td>21</td> <td>Reservoir</td> <td>100000m<sup>3</sup></td> <td>1</td> <td>Reservoir C1 100m</td> </tr> <tr> <td>22</td> <td>Reservoir</td> <td>200000m<sup>3</sup></td> <td>1</td> <td>Reservoir C1 100m</td> </tr> <tr> <td>23</td> <td>Reservoir</td> <td>300000m<sup>3</sup></td> <td>1</td> <td>Reservoir C1 100m</td> </tr> <tr> <td>24</td> <td>Reservoir</td> <td>400000m<sup>3</sup></td> <td>1</td> <td>Reservoir C1 100m</td> </tr> <tr> <td>25</td> <td>Reservoir</td> <td>500000m<sup>3</sup></td> <td>1</td> <td>Reservoir C1 100m</td> </tr> <tr> <td>26</td> <td>Reservoir</td> <td>600000m<sup>3</sup></td> <td>1</td> <td>Reservoir C1 100m</td> </tr> <tr> <td>27</td> <td>Reservoir</td> <td>700000m<sup>3</sup></td> <td>1</td> <td>Reservoir C1 100m</td> </tr> <tr> <td>28</td> <td>Reservoir</td> <td>800000m<sup>3</sup></td> <td>1</td> <td>Reservoir C1 100m</td> </tr> <tr> <td>29</td> <td>Reservoir</td> <td>900000m<sup>3</sup></td> <td>1</td> <td>Reservoir C1 100m</td> </tr> <tr> <td>30</td> <td>Reservoir</td> <td>1000000m<sup>3</sup></td> <td>1</td> <td>Reservoir C1 100m</td> </tr> <tr> <td>31</td> <td>Pump Station</td> <td>100000m<sup>3</sup>/d</td> <td>1</td> <td>Reservoir C1 100m</td> </tr> <tr> <td>32</td> <td>Pump Station</td> <td>200000m<sup>3</sup>/d</td> <td>1</td> <td>Reservoir C1 100m</td> </tr> <tr> <td>33</td> <td>Pump Station</td> <td>300000m<sup>3</sup>/d</td> <td>1</td> <td>Reservoir C1 100m</td> </tr> <tr> <td>34</td> <td>Pump Station</td> <td>400000m<sup>3</sup>/d</td> <td>1</td> <td>Reservoir C1 100m</td> </tr> <tr> <td>35</td> <td>Pump Station</td> <td>500000m<sup>3</sup>/d</td> <td>1</td> <td>Reservoir C1 100m</td> </tr> <tr> <td>36</td> <td>Pump Station</td> <td>600000m<sup>3</sup>/d</td> <td>1</td> <td>Reservoir C1 100m</td> </tr> <tr> <td>37</td> <td>Pump Station</td> <td>700000m<sup>3</sup>/d</td> <td>1</td> <td>Reservoir C1 100m</td> </tr> <tr> <td>38</td> <td>Pump Station</td> <td>800000m<sup>3</sup>/d</td> <td>1</td> <td>Reservoir C1 100m</td> </tr> <tr> <td>39</td> <td>Pump Station</td> <td>900000m<sup>3</sup>/d</td> <td>1</td> <td>Reservoir C1 100m</td> </tr> <tr> <td>40</td> <td>Pump Station</td> <td>1000000m<sup>3</sup>/d</td> <td>1</td> <td>Reservoir C1 100m</td> </tr> </tbody> </table> </div>	Sl. No.	Item	Specification	Quantity	Remarks	1	Supply wells	1000m <sup>3</sup> /d	20	Depth of 100m	<b>Distribution and transmission pipes</b>					1	High pressure	100mm D.C.I.	1	Reservoir C1 100m	2	High pressure	150mm D.C.I.	2	Reservoir C1 100m	3	High pressure	200mm D.C.I.	4	Reservoir C1 100m	4	High pressure	250mm D.C.I.	4	Reservoir C1 100m	5	High pressure	300mm D.C.I.	10	Reservoir C1 100m	6	High pressure	350mm D.C.I.	40	Reservoir C1 100m	7	High pressure	400mm D.C.I.	1	Reservoir C1 100m	8	Medium pressure	100mm D.C.I.	1	Reservoir C1 100m	9	Medium pressure	150mm D.C.I.	1	Reservoir C1 100m	10	Medium pressure	200mm D.C.I.	1	Reservoir C1 100m	11	Medium pressure	250mm D.C.I.	1	Reservoir C1 100m	12	Medium pressure	300mm D.C.I.	1	Reservoir C1 100m	13	Medium pressure	350mm D.C.I.	1	Reservoir C1 100m	14	Medium pressure	400mm D.C.I.	1	Reservoir C1 100m	15	Transmission pipes	1000mm D.C.I.	70	Reservoir C1 100m	16	Transmission pipes	1200mm D.C.I.	1	Reservoir C1 100m	17	Transmission pipes	1500mm D.C.I.	1	Reservoir C1 100m	18	Transmission pipes	2000mm D.C.I.	1	Reservoir C1 100m	19	Transmission pipes	2500mm D.C.I.	1	Reservoir C1 100m	20	Transmission pipes	3000mm D.C.I.	1	Reservoir C1 100m	<b>Reservoirs and Pump Stations</b>					21	Reservoir	100000m <sup>3</sup>	1	Reservoir C1 100m	22	Reservoir	200000m <sup>3</sup>	1	Reservoir C1 100m	23	Reservoir	300000m <sup>3</sup>	1	Reservoir C1 100m	24	Reservoir	400000m <sup>3</sup>	1	Reservoir C1 100m	25	Reservoir	500000m <sup>3</sup>	1	Reservoir C1 100m	26	Reservoir	600000m <sup>3</sup>	1	Reservoir C1 100m	27	Reservoir	700000m <sup>3</sup>	1	Reservoir C1 100m	28	Reservoir	800000m <sup>3</sup>	1	Reservoir C1 100m	29	Reservoir	900000m <sup>3</sup>	1	Reservoir C1 100m	30	Reservoir	1000000m <sup>3</sup>	1	Reservoir C1 100m	31	Pump Station	100000m <sup>3</sup> /d	1	Reservoir C1 100m	32	Pump Station	200000m <sup>3</sup> /d	1	Reservoir C1 100m	33	Pump Station	300000m <sup>3</sup> /d	1	Reservoir C1 100m	34	Pump Station	400000m <sup>3</sup> /d	1	Reservoir C1 100m	35	Pump Station	500000m <sup>3</sup> /d	1	Reservoir C1 100m	36	Pump Station	600000m <sup>3</sup> /d	1	Reservoir C1 100m	37	Pump Station	700000m <sup>3</sup> /d	1	Reservoir C1 100m	38	Pump Station	800000m <sup>3</sup> /d	1	Reservoir C1 100m	39	Pump Station	900000m <sup>3</sup> /d	1	Reservoir C1 100m	40	Pump Station	1000000m <sup>3</sup> /d	1	Reservoir C1 100m
Sl. No.	Item	Specification	Quantity	Remarks																																																																																																																																																																																																																									
1	Supply wells	1000m <sup>3</sup> /d	20	Depth of 100m																																																																																																																																																																																																																									
<b>Distribution and transmission pipes</b>																																																																																																																																																																																																																													
1	High pressure	100mm D.C.I.	1	Reservoir C1 100m																																																																																																																																																																																																																									
2	High pressure	150mm D.C.I.	2	Reservoir C1 100m																																																																																																																																																																																																																									
3	High pressure	200mm D.C.I.	4	Reservoir C1 100m																																																																																																																																																																																																																									
4	High pressure	250mm D.C.I.	4	Reservoir C1 100m																																																																																																																																																																																																																									
5	High pressure	300mm D.C.I.	10	Reservoir C1 100m																																																																																																																																																																																																																									
6	High pressure	350mm D.C.I.	40	Reservoir C1 100m																																																																																																																																																																																																																									
7	High pressure	400mm D.C.I.	1	Reservoir C1 100m																																																																																																																																																																																																																									
8	Medium pressure	100mm D.C.I.	1	Reservoir C1 100m																																																																																																																																																																																																																									
9	Medium pressure	150mm D.C.I.	1	Reservoir C1 100m																																																																																																																																																																																																																									
10	Medium pressure	200mm D.C.I.	1	Reservoir C1 100m																																																																																																																																																																																																																									
11	Medium pressure	250mm D.C.I.	1	Reservoir C1 100m																																																																																																																																																																																																																									
12	Medium pressure	300mm D.C.I.	1	Reservoir C1 100m																																																																																																																																																																																																																									
13	Medium pressure	350mm D.C.I.	1	Reservoir C1 100m																																																																																																																																																																																																																									
14	Medium pressure	400mm D.C.I.	1	Reservoir C1 100m																																																																																																																																																																																																																									
15	Transmission pipes	1000mm D.C.I.	70	Reservoir C1 100m																																																																																																																																																																																																																									
16	Transmission pipes	1200mm D.C.I.	1	Reservoir C1 100m																																																																																																																																																																																																																									
17	Transmission pipes	1500mm D.C.I.	1	Reservoir C1 100m																																																																																																																																																																																																																									
18	Transmission pipes	2000mm D.C.I.	1	Reservoir C1 100m																																																																																																																																																																																																																									
19	Transmission pipes	2500mm D.C.I.	1	Reservoir C1 100m																																																																																																																																																																																																																									
20	Transmission pipes	3000mm D.C.I.	1	Reservoir C1 100m																																																																																																																																																																																																																									
<b>Reservoirs and Pump Stations</b>																																																																																																																																																																																																																													
21	Reservoir	100000m <sup>3</sup>	1	Reservoir C1 100m																																																																																																																																																																																																																									
22	Reservoir	200000m <sup>3</sup>	1	Reservoir C1 100m																																																																																																																																																																																																																									
23	Reservoir	300000m <sup>3</sup>	1	Reservoir C1 100m																																																																																																																																																																																																																									
24	Reservoir	400000m <sup>3</sup>	1	Reservoir C1 100m																																																																																																																																																																																																																									
25	Reservoir	500000m <sup>3</sup>	1	Reservoir C1 100m																																																																																																																																																																																																																									
26	Reservoir	600000m <sup>3</sup>	1	Reservoir C1 100m																																																																																																																																																																																																																									
27	Reservoir	700000m <sup>3</sup>	1	Reservoir C1 100m																																																																																																																																																																																																																									
28	Reservoir	800000m <sup>3</sup>	1	Reservoir C1 100m																																																																																																																																																																																																																									
29	Reservoir	900000m <sup>3</sup>	1	Reservoir C1 100m																																																																																																																																																																																																																									
30	Reservoir	1000000m <sup>3</sup>	1	Reservoir C1 100m																																																																																																																																																																																																																									
31	Pump Station	100000m <sup>3</sup> /d	1	Reservoir C1 100m																																																																																																																																																																																																																									
32	Pump Station	200000m <sup>3</sup> /d	1	Reservoir C1 100m																																																																																																																																																																																																																									
33	Pump Station	300000m <sup>3</sup> /d	1	Reservoir C1 100m																																																																																																																																																																																																																									
34	Pump Station	400000m <sup>3</sup> /d	1	Reservoir C1 100m																																																																																																																																																																																																																									
35	Pump Station	500000m <sup>3</sup> /d	1	Reservoir C1 100m																																																																																																																																																																																																																									
36	Pump Station	600000m <sup>3</sup> /d	1	Reservoir C1 100m																																																																																																																																																																																																																									
37	Pump Station	700000m <sup>3</sup> /d	1	Reservoir C1 100m																																																																																																																																																																																																																									
38	Pump Station	800000m <sup>3</sup> /d	1	Reservoir C1 100m																																																																																																																																																																																																																									
39	Pump Station	900000m <sup>3</sup> /d	1	Reservoir C1 100m																																																																																																																																																																																																																									
40	Pump Station	1000000m <sup>3</sup> /d	1	Reservoir C1 100m																																																																																																																																																																																																																									
Présentation générale	<p>Il s'agit d'un projet d'eau transfrontalier destiné à fournir de l'eau potable à plus de 700 000 habitants de Djibouti. Il consiste en la construction de puits et de réservoirs d'eau, et en la mise en place d'un réseau de distribution de 102 kilomètres à l'intérieur de Djibouti. L'eau provient des eaux souterraines des puits de Hadagalla en Éthiopie et est acheminée vers la ville de Djibouti et les villes clés de Djibouti ville, Ali Sabieh, Dikhil et Arta grâce à un pipeline de 374 km de long. La mise en œuvre du projet a été lancée en 2015 pour un coût de 340 millions de dollars américains grâce à un prêt concessionnel de l'Exim Bank of China. La capacité du projet est de 104.000 mètres cubes d'eau par jour.</p>																																																																																																																																																																																																																												
Résultats et impact <i>(quels ont été les résultats de l'étude de</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fourniture d'eau potable aux plus de 700 000 habitants de la ville et des principales villes de djibouti.</li> <li>Mise en œuvre réussie après avoir été testée et approuvée en juin 2018.</li> </ul>																																																																																																																																																																																																																												





<p><b><i>cas en question ? Ou qu'est-ce qu'elle vise à atteindre ?</i></b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Approfondissement des relations entre l'Éthiopie et Djibouti.</li> <li>• Atténuation de la pénurie et du stress hydrique à Djibouti, où la pluviométrie annuelle moyenne est de 200 mm.</li> <li>• Création d'un impact environnemental positif à Djibouti.</li> </ul>
<p><b>Facteurs déterminants pour la réussite</b> <b><i>(qu'est-ce qui a contribué au succès du projet ?)</i></b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• L'Éthiopie offre une source d'eau gratuite à Djibouti, en tant que bon voisin.</li> <li>• De bonnes relations diplomatiques et commerciales entre l'Éthiopie et Djibouti avec des efforts continus pour intégrer économiquement les deux pays.</li> <li>• Soutien total du gouvernement et volonté politique. Le conseil des ministres à Djibouti a approuvé le projet en 2014 et l'a pleinement soutenu pendant sa mise en œuvre.</li> <li>• L'existence de la stratégie de revitalisation économique de Djibouti a renforcé la mise en œuvre du projet.</li> <li>• L'interdépendance entre les deux pays, l'Éthiopie étant enclavée, a renforcé les relations entre les deux pays et a favorisé la mise en œuvre du projet. L'Éthiopie utilise le port de Djibouti pour 95% de ses importations/exportations. L'Éthiopie construit également un pipeline de 342 miles de long pour transporter 240 000 barils de pétrole par jour du port de Djibouti à Awash en Éthiopie. Un pipeline de GPL est également prévu sur la même voie.</li> </ul>
<p><b>Défis</b> <b><i>(quelles difficultés ont été rencontrées lors de la mise en œuvre ou de l'opérationnalisation de l'étude de cas ?)</i></b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Conditions désertiques difficiles dans la zone du projet avec des tempêtes de poussière et du vent pendant la construction.</li> <li>• Des roches dures ont été rencontrées pendant la construction (environ 60 km de long).</li> <li>• Il s'agissait d'un projet construit par des Chinois et le manque de compétences a été comblé par de la main-d'œuvre chinoise et éthiopienne</li> </ul>
<p><b>Quels enseignements peut-on tirer de l'étude de cas pour la conception et la mise en œuvre des projets transfrontaliers de l'IGAD ?</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Là où il y a une volonté politique et un soutien gouvernemental, la mise en œuvre des projets se fait plus facilement.</li> <li>• Lorsque les pays participant à des projets transfrontaliers entretiennent de bonnes relations (politiques, économiques, commerciales), il y a de fortes chances que les projets soient menés à bien.</li> <li>• L'interdépendance entre les pays (économique/commerciale) contribue à cimenter les relations et à améliorer la mise en œuvre des projets.</li> <li>• L'instauration d'un climat de confiance au-delà des frontières nationales renforce les partenariats qui prospèrent et perdurent.</li> <li>• L'existence d'une stratégie améliore la mise en œuvre des projets transfrontaliers</li> </ul>
<p><b>Autres observations</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Djibouti a un niveau de pauvreté élevé - 41% de pauvres et 23% d'extrêmement pauvres et le chômage est de 39% . Le projet a contribué de manière significative à l'emploi pendant la construction.</li> <li>• Le programme de revitalisation économique de Djibouti a renforcé la mise en œuvre du projet.</li> </ul>





	<ul style="list-style-type: none"><li>• La population totale de Djibouti (2015) est de 887 900 habitants avec une population urbaine de 695 800 (78%) et une population rurale de 192 100 (22%).</li></ul>
--	--





## Études de cas sur le secteur des technologies de l'information et de la communication (TIC)

### Étude de cas n° 1 : l'initiative d'itinérance ONA (East Africa One Network Area)

<b>Titre de l'étude de cas</b>	<b>Initiative d'itinérance ONA (East Africa One Network Area)</b>
<b>Secteur</b>	TIC
<b>Pays et emplacement</b>	Kenya, Ouganda, Rwanda et Tanzanie
<b>Localisation dans le pays</b>	
<b>Présentation générale</b>	<p>L'itinérance est un service fourni par les réseaux de radiotéléphonie mobile permettant à leurs clients de communiquer par l'intermédiaire des réseaux des opérateurs dans les zones visitées. Mais pour que cela se produise, le réseau d'origine du client a besoin d'accords inter-opérateurs pour prendre en charge le renvoi d'appel, la vérification des comptes et le partage des coûts/revenus. Les prix de gros que les opérateurs de réseau se facturent mutuellement pour ces services sont généralement traités de manière confidentielle.</p> <p>Le réseau Zain One Network était basé sur le principe que les clients itinérants ne devraient payer pour utiliser un réseau Zain que ce qu'ils paieraient pour utiliser leur réseau d'origine. C'est ce que l'on appelle aujourd'hui le "roam like at home" (RLAH). Une autre approche basée sur les tarifs nationaux consiste à faire payer aux visiteurs ce que les locaux paient - le roam like a local (RLAL). Le cadre de l'ONA était à l'origine basé sur le RLAL.</p>





De nombreuses personnes évitent ou minimisent leur utilisation des services d'itinérance internationale en raison de leur coût élevé, qui n'est pas abordable. Une alternative courante consiste à acheter une carte SIM locale avec un forfait d'appels dans le pays visité, pour profiter des tarifs des appels nationaux. Une autre solution consiste à utiliser une application de voix sur IP via un point d'accès Wi-Fi. Le trafic d'itinérance mobile augmentera très fortement si le coût est réduit, ce qui le rendra abordable.

### Défis et avantages de l'itinérance mobile régionale

Des études ont été menées pour harmoniser les tarifs de l'itinérance mobile internationale (IMR). Les tarifs de l'IMR sont très élevés et constituent un obstacle à l'accessibilité financière. Les défis à relever en matière de tarifs régionaux de téléphonie mobile sont les suivants :

- Le prix élevé de l'IMR est un obstacle aux efforts d'intégration régionale
- Croissance des voyages régionaux (CAE) en raison de la libéralisation des économies
- Différences tarifaires importantes en cas d'itinérance sur différents réseaux dans le pays d'accueil dans la zone de la CAE
- Services d'itinérance transfrontalière - Absence de surveillance réglementaire Un seul pays ou une seule ARN ne peut pas s'attaquer seul à ce problème
- Forces concurrentielles faibles/limitées dans le segment de marché de l'itinérance
- Les services d'itinérance internationale impliquent de multiples parties prenantes (opérateurs, régulateurs, autorités fiscales) et un cadre politique régional est primordial

Les avantages d'une zone de réseau unique, outre la forte croissance du trafic et l'augmentation des recettes, sont les suivants :

- Renforcement de l'intégration socio-économique régionale
- Accélération du marché commun régional
- Réduction des coûts d'exploitation pour tous les États membres
- stimulation d'autres activités économiques telles que le commerce et les services ; et
- Augmentation des recettes publiques grâce à une utilisation accrue des services TIC

### Principes relatifs aux tarifs de l'itinérance

Un comité des autorités réglementaires nationales a été créé pour analyser les tarifs sur la base des tarifs actuels des opérateurs. Un ensemble de principes a été proposé pour déterminer les frais d'itinérance harmonisés de la CAE. Ces principes sont les suivants :

- a. Les tarifs d'itinérance doivent être orientés vers les coûts, c'est-à-dire qu'ils doivent refléter les coûts réels sans en être dérivés mécaniquement.



- b. Le cadre d'itinérance harmonisé de la CAE ne s'applique qu'au trafic ayant son origine et sa destination dans les pays partenaires de la CAE.
- c. Le trafic en provenance et à destination de la CAE doit être exonéré des surtaxes de trafic international.
- d. Les taxes sur les télécommunications mobiles (accises, TVA, etc.) devraient être harmonisées au niveau régional.
- e. Les États partenaires devraient mettre en place des systèmes pour empêcher la ré-déclaration du trafic, la fraude tarifaire et la terminaison illégale d'appels.

Les États membres ont négocié le *prix de gros* des services d'itinérance : 7,63 centimes USD par minute, y compris les surtaxes. Les surtaxes ne représentent qu'une petite fraction du prix total afin de maintenir les tarifs d'itinérance à un niveau abordable. Des exemples de tarifs sont présentés dans les tableaux ci-dessous.

Tarifs des services d'appels vocaux en itinérance (moyennes de la CAE en USD/minute)	Moyenne Minimum	Moyenne Maximum
Vente en gros avec supplément	0.0763	0.9775
Vente en gros sans supplément	0.0588	0.4042
Vente au détail - appel vocal dans le pays visité	0.0870	0.9944
Tarif de détail - appel vocal à la maison	0.1435	2.1982
Tarif au détail - appel vocal vers d'autres pays au sein de la CAE	1.0455	3.6238

Tableau : Rwanda : Trafic entrant et sortant des services d'appels vocaux en itinérance par opérateur

Minutes par trimestre au septembre 2015				
	MTN	Tigo	Airtel	TOTAL
<b>Entrant</b>	4 882 015	1 694 937	4 753 708	11 330 660
<b>Sortant</b>	1 250 362	4 216 951	10 395 879	15 863 192
Minutes par trimestre au septembre 2014				
<b>Entrant</b>	482 879	229 548	3 315 228	4 027 655
<b>Sortant</b>	567 378	53 940	1 106 271	1 727 589





CALL TARIFFS FOR CUSTOMERS ROAMING IN UGANDA								
	MTN		UTL		airtel		orange	
	OLD RATES	NEW RATES	OLD RATES	NEW RATES	OLD RATES	NEW RATES	OLD RATES	NEW RATES
Calls to networks in Uganda	17.50	10.00	17.20	10.00	50.00	10.00	25.00	
Calls from Uganda to Kenya	25.00	10.00	22.00	10.00	85.00	10.00	30.00	
Calls to Rwanda	25.00	10.00	36.50	10.00	215.00	10.00	150.00	
Calls to Other Countries	25.00	25.00	36.50	16.00	215.00	180.00	150.00	
Receiving calls while roaming in Uganda	25.00	0.00	25.00	0.00	25.00	0.00	25.00	

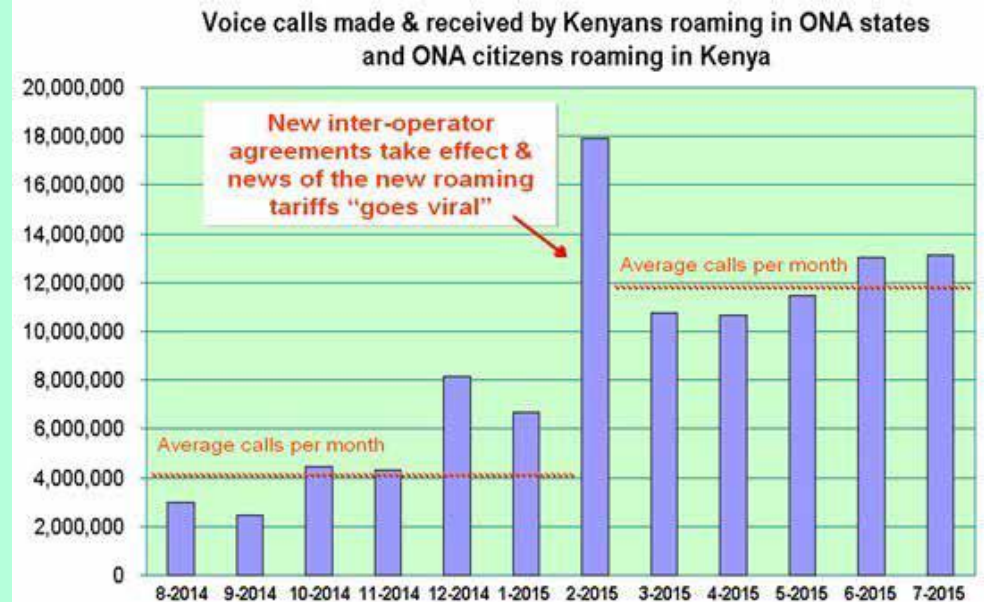
  

CALL TARIFFS FOR CUSTOMERS CALLING UGANDA FROM KENYA		
	OLD RATES	NEW RATES
International Direct Dialing	25.00	10.00

**Résultats et impact**  
*(quels ont été les résultats de l'étude de cas en question ? Ou qu'est-ce qu'elle vise à atteindre ?)*

La mise en œuvre de l'ONA a des effets positifs sur le trafic vocal mobile entre les pays. Au Kenya, le trafic a augmenté de 951 %. La figure ci-dessous montre la croissance du volume du trafic.

Figure 1 : Impact de la tarification ONA sur le trafic de voix en itinérance : Kenya



La forte croissance du trafic a également été constatée dans d'autres pays. La plupart des pays disposent d'une connectivité par fibres optiques, ce qui a facilité la mise en œuvre par les opérateurs en raison de la capacité directe et élevée du réseau. Le Soudan du Sud dépend de la connectivité par satellite mais a quand même rejoint l'initiative, ce qui signifie que cela est également possible grâce aux communications par satellite.

En Afrique de l'Est, les dernières statistiques de l'Autorité des communications du Kenya montrent que 41,2 millions de minutes de trafic vocal ont été générées par les clients du réseau mobile en itinérance à l'étranger entre juillet et septembre 2015, dont 31,7 millions de minutes dans les autres États membres de la CAE. D'autre part, le total des minutes d'appels vocaux locaux provenant de la téléphonie mobile au Kenya au cours de cette même période s'est élevé à près de 10 877 millions. Ainsi, les Kenyans qui se déplacent à l'étranger ont généré moins de 0,4 % du trafic vocal mobile du Kenya, dont moins de 0,3 % dans les pays de la CAE.





	<p>Les données du Rwanda montrent que seulement environ 10 % des citoyens utilisent l'itinérance mobile internationale (IMR) et génèrent 11,3 millions de minutes de trafic vocal, contre 2 834 millions de minutes de trafic vocal national provenant de la téléphonie mobile. Ainsi, l'itinérance des abonnés du plus petit pays de l'ONA (Rwanda) était proportionnellement la même que dans le plus grand (Kenya) : le trafic d'itinérance représente moins de 0,4 % du trafic national.</p>
<p><b>Facteurs déterminants pour la réussite</b> <i>(qu'est-ce qui a contribué au succès du projet ?)</i></p>	<p>Les chefs d'État ont ordonné la mise en œuvre d'un " territoire à réseau unique " d'ici le 31 décembre 2014. Les décisions des chefs d'État ont été prises et mises en œuvre sur la base du traité de la Communauté de l'Afrique de l'Est. L'article 99 du traité de la CAE sur les télécommunications a facilité la mise en œuvre de l'ONA.</p> <p>Les ministres des pays ont mis en œuvre l'ONA sur la base des principes développés par les ARN. Le Rwanda et le Kenya ont lancé l'ONA le 8 octobre 2014, l'Ouganda le 7 janvier 2015, et la Tanzanie et le Burundi le 15 juillet 2015.</p> <p>L'ONA a commencé par la mise en œuvre de services vocaux, puis a élaboré des principes pour l'itinérance des données. Les principes recommandés pour l'itinérance des données sont les suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Les prix des services de données en itinérance doivent être transparents, équitables et non discriminatoires.</li> <li>• Les consommateurs doivent recevoir des informations adéquates sur les prix de détail et les cycles de facturation liés à la fourniture de services d'itinérance, en particulier dans les zones proches des frontières où se produit une itinérance de données par inadvertance.</li> <li>• Les prix des services d'itinérance régionale doivent être fondés sur les coûts et ne doivent pas être excessifs par rapport aux prix facturés pour les mêmes services au niveau national.</li> <li>• Toute connexion au réseau d'itinérance ne doit être établie qu'avec le consentement de l'utilisateur.</li> <li>• Les paramètres de qualité de service pour les services d'itinérance doivent être au moins équivalents à ceux approuvés par l'ARN de chaque État membre.</li> <li>• Les conditions de concurrence entre les ORM dans la région CAE doivent être maintenues. Les prix pratiqués et les autres obligations imposées aux ORM ne doivent pas fausser cette concurrence.</li> <li>• Des glissières pour le plafonnement progressif des prix des services de données en itinérance sur la base de modèles de coûts s'appliquant à la fois aux tarifs de détail et de gros, ces derniers nécessitant des accords entre ORM.</li> </ul>
<p><b>Défis (quelles difficultés ont été rencontrées lors de la mise en œuvre ou de l'opérationnalisation)</b></p>	<p>L'ONA est confronté aux défis suivants, qui menacent de faire échouer l'initiative :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Politiques fiscales discordantes dans la région - le sommet régional des chefs d'État avait recommandé l'élaboration d'un cadre pour l'harmonisation des tarifs d'itinérance de la CAE, y compris la suppression des surtaxes pour le trafic international de télécommunications en provenance et à destination de</li> </ul>





<p><b>on de l'étude de cas ?)</b></p>	<p>la CAE. Toutefois, cela ne semblait fonctionner que sur le papier, la mise en œuvre effective du cadre s'étant avérée difficile</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Les ministres des finances des quatre pays n'ont pas harmonisé leurs lois en contradiction avec les exigences de l'ONA</li> <li>• Les opérateurs de télécommunications ne respectent pas pleinement les mécanismes d'application de l'ONA</li> <li>• Les États partenaires ne sont pas à l'aise avec les modalités de détermination des tarifs harmonisés de terminaison par le biais de la procédure de mise en boîte de la carte SIM</li> </ul>
<p><b>Quels enseignements peut-on tirer de l'étude de cas pour la conception et la mise en œuvre des projets transfrontaliers de l'IGAD ?</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Habilitier les autorités réglementaires nationales (ARN) à mettre en œuvre les outils réglementaires régionaux sur les services de données en itinérance, comme pour la voix au niveau national, conformément à la charte de l'itinérance de l'ARN de la CAE.21 Initiative "East Africa One Network Area roaming" Permettre et encourager les ARN à adopter les modèles de coûts et de tarification harmonisés de la CAE pour les services de données en itinérance.</li> <li>• Permettre et encourager les ARN à coopérer par le biais de traités et d'accords avec d'autres ARN de la région.</li> <li>• Permettre aux ARN d'obtenir des informations pertinentes auprès des opérateurs de réseau et des entreprises d'échange d'itinérance concernées afin de mettre en œuvre cette politique.</li> <li>• Autoriser les ARN à partager les informations recueillies auprès des opérateurs avec d'autres ARN de la région.</li> <li>• Installation de systèmes de détection des fraudes pour surveiller l'acheminement des appels internationaux (non membres de l'ONA) qui sont facturés aux tarifs de l'ONA</li> </ul>
<p><b>Autres observations</b></p>	<p>L'impact de la baisse des tarifs sur les itinérants individuels est considérable pour l'ONA. Le trafic vocal transfrontalier a connu une croissance rapide depuis la mise en œuvre de l'ONA. Le caractère abordable des prix de l'itinérance mobile régionale contribuera positivement à l'intégration économique régionale ainsi qu'à l'intégration sociale.</p> <p>Trois pays de l'ONA sont membres de l'IGAD, ce qui facilitera l'extension du réseau pour couvrir le reste des États membres de l'IGAD. Ces pays sont le Kenya, le Soudan du Sud et l'Ouganda. Le secrétariat de l'IGAD doit élaborer un document sur l'ONA et le proposer aux autres pays. Il doit également faciliter la mise en œuvre au niveau national en créant un comité pour les autorités réglementaires nationales.</p>





Étude de cas n° 2 : Points d'atterrissage des câbles sous-marins de Djibouti

Titre de l'étude de cas Points d'atterrissage des câbles sous-marins de Djibouti	
Secteur	TIC
Pays et emplacement	Djibouti, Ethiopie
Localisation dans le pays	
Présentation générale	<p>Un système de câble sous-marin est un câble posé sur le fond de la mer entre des points d'atterrissage pour transporter le trafic vocal et les données Internet à travers l'océan et la mer. Les premiers câbles de communication sous-marins posés à partir des années 1850 ont transporté le trafic télégraphique, établissant les premières liaisons de télécommunications instantanées entre les continents, comme le premier câble télégraphique transatlantique qui est devenu opérationnel le 16 août 1858. Les nouvelles générations de câbles sous-marins utilisent la technologie de la fibre optique pour acheminer le trafic téléphonique, Internet et les données privées.</p> <p>L'Afrique, en particulier la côte est de l'Afrique, a installé un câble sous-marin en 2009, qui a permis d'augmenter la capacité du trafic de voix et de données. Il a un impact positif sur l'obstacle de l'accessibilité financière en réduisant les prix des services TIC. En effet, les câbles sous-marins sont bon marché et acheminent un trafic énorme par rapport aux services par satellite.</p> <p>La majeure partie du trafic de données Internet traversant les océans et les mers est transportée par des câbles sous-marins. La fiabilité des câbles sous-marins est élevée, surtout lorsque plusieurs chemins sont disponibles en cas de coupure de câble. De plus, la capacité totale de transport des câbles sous-marins est de l'ordre de plusieurs téraoctets par seconde, alors que les satellites n'offrent généralement que 1000 mégabits par seconde et affichent un retard plus important.</p>





	<p>Le monde dispose maintenant de nombreux systèmes de câbles sous-marins qui assurent une connectivité mondiale.</p> <p>Djibouti a des emplacements stratégiques, c'est pourquoi Djibouti a attiré de nombreux systèmes de câbles sous-marins ; il a atteint neuf câbles.</p>
<p><b>Résultats et impact</b> <i>(quels ont été les résultats de l'étude de cas en question ? Ou qu'est-ce qu'elle vise à atteindre ?)</i></p>	<p>-Ils fourniront davantage de capacités de câbles sous-marins avec de nombreux emplacements géographiques dans le monde</p> <p>-Fournir un routage alternatif au trafic vocal et à la bande passante des données sur Internet</p> <p>- Assurer la redondance vers d'autres points d'atterrissage dans la région</p> <div data-bbox="491 685 1479 1146" data-label="Diagram"> </div>
<p><b>Facteurs déterminants pour la réussite,</b> <i>(qu'est-ce qui a contribué au succès du projet ?)</i></p>	<p>Les deux points d'atterrissage, distants de cinq kilomètres, ont été établis et exploités.</p>
<p><b>Défis</b> <i>(quelles difficultés ont été rencontrées lors de la mise en œuvre ou de l'opérationnalisation de l'étude de cas ?)</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Les principaux défis sont la capacité de connectivité intérieure, les politiques, les législations et les réglementations dans les États membres de l'IGAD.</li> </ul>
<p><b>Quels enseignements peut-on tirer de l'étude de cas pour la conception et la mise en œuvre des projets transfrontaliers de l'IGAD ?</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Améliorer l'accessibilité économique et la disponibilité de la connectivité régionale et internationale.</li> <li>• Encourager les fournisseurs de services Internet à utiliser le centre de base de données établi à Djibouti.</li> <li>• Fournir des alternatives de connectivité par câble sous-marin aux autres villes côtières telles que Berbara, Mogadiscio, Mombasa et Port Soudan</li> </ul>




	<ul style="list-style-type: none"><li>• Améliorer la concurrence au niveau national en proposant des prix plus bas</li></ul>
<b>Autres commentaires</b>	Les systèmes de câbles sous-marins ont un impact sur le trafic vocal international et sur la bande passante Internet en raison de la baisse des tarifs. Ils contribueront positivement à l'accessibilité financière et à la fiabilité ainsi qu'à l'expansion de la connectivité à large bande et à l'intégration économique et sociale régionale.







Étude de cas n° 3 : Système de câble sous-marin entre le Golfe et l'Afrique

Titre de l'étude de cas	
Système de câble sous-marin entre le Golfe et l'Afrique	
Secteur	TIC
Pays et emplacement	Somalie, Ethiopie
Localisation dans le pays	
Présentation générale	<p>G2A sera un nouveau système de câble à faible latence dont l'objectif est de rapprocher le contenu des utilisateurs finaux en Afrique et de fournir à la Somalie et à l'Éthiopie la capacité Internet et l'accès aux services et applications d'informatique en nuage mondiaux dont elles ont tant besoin. La partie sous-marine s'étendra de Salalah, Oman, à Bosaso en Somalie et Berbera au Somaliland. De Salalah, une route terrestre traversant Oman sera interconnectée avec l'ensemble des neuf systèmes de câbles sous-marins d'Omantel, qui seront bientôt au nombre de douze, certains d'entre eux étant les plus grands du monde et reliant le Moyen-Orient à l'Extrême-Orient, l'Europe et l'Amérique du Nord. Omantel héberge également à Oman un large éventail de fournisseurs de contenu et d'informatique dématérialisée desservant la région du Moyen-Orient à partir de leurs centres d'hébergement centraux en Oman, qui seront tous disponibles pour le système G2A.</p>





	<p><b>Silk Route Gateway 1 (SRG-1)</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>SRG-1 will provide additional capacity to an underserved Pakistan, complementing the existing cables, with landings in Gwadar and Karachi.</li> <li>Furthermore, Omantel will extend SRG-1 on terrestrial redundant routes to Islamabad and then to China connecting Omantel's carrier neutral data centers with 1.4bn voice users and 254mn broadband users as of 2015.</li> </ul> <p><b>Gulf to Africa (G2A)</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>G2A will be Omantel's first own cable to Africa providing connectivity for Somalia through landings in Puntland State and Somaliland.</li> <li>Phase 1, in the East Africa expansion of Omantel's own network, G2A will be extended on terrestrial cable to Ethiopia.</li> <li>In Phase 2, G2A will be extended to Mogadishu (Somalia), Kenya, and Tanzania.</li> </ul> <p><b>Legend:</b>  <span style="color: blue;">—</span> Terrestrial  <span style="color: orange;">—</span> Subsea  <span style="color: orange;">- - -</span> Future Expansion</p> <p>G2A, SRG-1, and the terrestrial extensions will provide the lowest latency between China and Africa.</p>
<p><b>Résultats et impact</b>  <i>(quels ont été les résultats de l'étude de cas en question ? Ou qu'est-ce qu'elle vise à atteindre ?)</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- G2A fournit une connectivité terrestre à la Chine (route de la soie)</li> <li>-Il fournit également une fibre optique terrestre alternative à celle de Francfort</li> <li>- Il sera étendu à d'autres villes côtières d'Afrique de l'Est</li> </ul>
<p><b>Facteurs déterminants pour la réussite</b>  <i>(qu'est-ce qui a contribué au succès du projet ?)</i></p>	<p>Les câbles et la route terrestre vers la Chine ont été construits.</p>
<p><b>Défis</b> (quelles difficultés ont été rencontrées lors de la mise en œuvre ou de l'opérationnalisation de l'étude de cas ?)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Les principaux défis sont les politiques, les législations et les réglementations relatives aux points d'atterrissage dans les États membres de l'IGAD.</li> </ul>





<p><b>Quels enseignements peut-on tirer de l'étude de cas pour la conception et la mise en œuvre des projets transfrontaliers de l'IGAD ?</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Améliorer l'accessibilité financière et la disponibilité de la connectivité régionale et internationale.</li> <li>• Utilisation de la fibre optique terrestre vers la Chine (Route de la soie).</li> <li>• Améliorer la concurrence au niveau national en proposant des prix plus bas</li> </ul>
<p><b>Autres observations</b></p>	<p>Les systèmes de câbles sous-marins ont un impact sur le trafic vocal international et sur la bande passante Internet en raison de la baisse des tarifs. Ils contribueront positivement à l'accessibilité financière et à la fiabilité ainsi qu'à l'expansion de la connectivité à large bande et à l'intégration économique et sociale régionale.</p>

