



Harmonisation régionale des cadres réglementaires et des outils pour une meilleure réglementation de l'électricité dans le COMESA

Premier rapport sur la comparaison harmonisée des tarifs de l'électricité et l'évaluation de la réflectivité des coûts dans la région du COMESA

Soumis à : Association régionale des régulateurs de l'énergie pour l'Afrique orientale et australe (ARÉFOA)

Soumis par : CRISIL Limited

Septembre 2024

Table des matières

Remerciements	8
Résumé	9
1 Introduction	15
1.1 Contexte	15
1.2 Structure du premier rapport sur les tarifs de l'électricité dans les États membres de la région du COMESA	15
2 Analyse comparative des tarifs dans les États membres du COMESA	17
2.1 Structure réglementaire	17
2.2 Structure du marché	17
2.3 Principaux indicateurs macroéconomiques	18
2.4 Cadres tarifaires.....	21
2.5 Tarif de production en gros (BGT).....	24
2.5.1 Mix de production.....	24
2.5.2 Dépendance à l'égard des importations.....	25
2.5.3 Tarif de production en gros (BGT)	26
2.5.4 Principaux facteurs sous-jacents de BGT	27
2.6 Tarifs de transmission	27
2.6.1 Tarif de transmission	27
2.6.2 Principaux facteurs sous-jacents des tarifs de transmission.....	28
2.7 Tarifs du consommateur final (TCF).....	29
2.7.1 Structure tarifaire.....	29
2.7.2 Tarifs selon le temps de consommation	30
2.7.3 Tarifs sociaux et subventionnés	30
2.7.4 Tarifs du consommateur final (TCF).....	31
2.7.5 Impôts et taxes.....	32
2.7.6 Principaux facteurs sous-jacents	33
3 Evaluation du coût de réfectivité des tarifs	35
3.1 Résultats de l'évaluation de réfectivité du coût.....	35
4 Conclusion.....	39
5 Annexe 1.....	40
5.1 Présence d'un organe de régulation.....	41
5.2 Structure du marché.....	42
5.3 Capacité générale installée	43
6 Annexe 2: Détails liés au tarif pour les Etats membres du COMESA.....	45
6.1 Burundi.....	45
6.2 Djibouti	45
6.3 Egypte	46
6.4 Erythrée.....	47
6.5 Ethiopie	47
6.6 Kenya	48
6.7 Libye	49
6.8 Rwanda.....	49
6.9 Somalie.....	49

6.10 Soudan du sud	50
6.11 Tunisie.....	52
6.12 Ouganda	53

Liste des tableaux

Tableau 1: PIB par habitant et taux d'accès à l'électricité dans les États membres du COMESA	18
Tableau 2: Ventes d'électricité en % du PIB dans certains États membres du COMESA	20
Tableau 3: Cadres tarifaires et méthodologies : Évaluation comparative	21
Tableau 4: Rapport entre la demande de pointe et la capacité installée.....	25
Tableau 5: Importations et exportations d'électricité (GWh)	26
Tableau 6: Part des importations dans la production d'électricité (%).....	26
Tableau 7: BGT pour les pays spécifiés du COMESA (USc/kWh)	26
Tableau 8: Part par technologie et BGT.....	27

Tableau 9: Tarif de transmission (USc/kWh)	28
Tableau 10: Perte de transmission (%)	28
Tableau 11: Longueur du réseau de transmission (ckt. km.).....	28
Tableau 12: Capacité des sous-stations de transmission (MVA).....	29
Tableau 13: Structure tarifaire à travers les pays	29
Tableau 14: Tarif selon le temps de consommation	30
Tableau 15: Seuil de vie tarifaire	30
Tableau 16: Tarifs du consommateur final (USc/kWh)	31
Tableau 17: Impôts et autres taxes sur les TCF	32
Tableau 18: Pertes de distribution (%).....	33
Tableau 19: Longueur du réseau de distribution (ckt. km.)	33
Tableau 20: SAIDI et SAIFI	33
Tableau 21: Exigence de revenus annuels à partir des tarifs (KPLC)	35
Tableau 22: Données par catégories de consommateurs (KPLC).....	37
Tableau 23: Catégorie de consommateur – selon la répartition judicieuse des revenus (KPLC)	37
Tableau 24: Demande d'énergie et données de perte (KPLC)	37
Tableau 25: Résultats du coût de service pour KPLC.....	38
Tableau 26: Structure de régulation: Evaluation comparative	41
Tableau 27: Structure du marché: Evaluation comparative	42
Tableau 28: Capacité générale installée	43
Tableau 29: Catégorie de tarif et grille tarifaire – Soudan du sud	50
Tableau 30: Prix de vente unitaire d'électricité et coût moyen - Tunisie.....	52
Tableau 31: Système à quatre volets - Tunisie.....	53

Liste des figures

Figure 1: Taux d'inflation (%) dans les États membres du COMESA.....	19
Figure 2: Consommation d'électricité par habitant et par an dans les États membres du COMESA	19
Figure 3: Recettes provenant de l'électricité (% du PIB).....	20
Figure 4: Capacité installée - Mix énergétique	24
Figure 5: Production nette d'énergie (GWh).....	24
Figure 6: Tarif de production en gros (USc/kWh) dans les pays spécifiés	27
Figure 7: Tarif du consommateur final (USc/kWh) à travers les pays spécifiés	32

Abréviations

Acronyme	Formulaire complet
ABER	Agence Burundaise de l'Électrification Rurale (<i>Burundi</i>)
BAD	Banque africaine de développement
AfSEM	Marché unique africain de l'électricité
ANOFT	Nombre moyen d'interruptions forcées pour toutes les lignes de transmission
AREEN	Autorité de Régulation des secteurs de l'Eau potable et de l'Énergie (<i>Burundi</i>)
ARMD	Autorité de régulation multisectorielle de Djibouti (<i>Djibouti</i>)
CUA	Commission de l'Union africaine
BGT	Tarif de production en gros
COMESA	Marché commun de l'Afrique orientale et australe
CoS	Coût de l'approvisionnement
CRAFT	Outil du cadre d'évaluation de la réflectivité des coûts
EAC	Communauté de l'Afrique de l'Est
EAPP	Pool énergétique d'Afrique de l'Est
CEDEAO	Communauté économique des États de l'Afrique de l'Ouest
EDD	Electricité de Djibouti (<i>Djibouti</i>)
PEA	Autorité du pétrole et de l'énergie (<i>Éthiopie</i>)
CEE	Société érythréenne d'électricité (<i>Érythrée</i>)
EPP	Ethiopian Electric Power (<i>Ethiopie</i>)
EEU	Ethiopian Electric Utility (<i>Ethiopie</i>)
THT	Très haute tension
EPRA	Autorité de régulation de l'énergie et du pétrole (<i>Kenya</i>)
ERA	Autorité de régulation de l'électricité (<i>Soudan, Ouganda</i>)
ERB	Commission de régulation de l'énergie (<i>Zambie</i>)
ERC	Comité de régulation de l'électricité (<i>Érythrée</i>)
EREA	Association des régulateurs de l'énergie d'Afrique de l'Est
ERI	Indice de réglementation de l'électricité pour l'Afrique
ESP	Fournisseur d'électricité
EUCL	Energy Utility Corporation Limited (<i>Rwanda</i>)
EUT	Tarif pour l'utilisateur final
EV	Véhicule électrique
PIB	Produit intérieur brut
GECOL	Compagnie générale d'électricité de Libye (<i>Libye</i>)
GWh	Giga Watt Heures
HCET	Comparaison harmonisée des tarifs de l'électricité
HT	Haute tension
IPP	Producteur d'électricité indépendant

Acronyme	Formulaire complet
IRL	Liste des informations requises
JEDCO	Juba Electricity Distribution Company (<i>Soudan du Sud</i>)
KenGen	Kenya Electricity Generating Company (<i>Kenya</i>)
KETRACO	Kenya Electricity Transmission Company (<i>Kenya</i>)
KPI	Indicateur clé de performance
KPLC	Kenya Power and Lighting Company (<i>Kenya</i>)
kV	Kilo Volt
BT	Basse tension
MIS	Système d'information de gestion
Protocole d'accord	Protocole d'accord
MT	Moyenne tension
MVA	Méga Volt Ampère
MW	Méga Watt
MYT	Tarif pluriannuel
NEC	National Electricity Corporation (<i>Soudan</i>)
O&M	Opérations et maintenance
PPA	Accord d'achat d'électricité
PPP	Partenariat public-privé
PTWG	Groupe de travail technique du projet
RAERESA	Association régionale des régulateurs de l'énergie pour l'Afrique orientale et australe
RE	Énergies renouvelables
REG	Groupe énergétique du Rwanda (<i>Rwanda</i>)
REGIDESO	Régie de Production et de Distribution de l'Eau et de l'Électricité (<i>Burundi</i>)
RERP	Principes de réglementation régionale de l'électricité
RKPI	Indicateur clé de performance réglementaire
RURA	Autorité de régulation des services publics du Rwanda (<i>Rwanda</i>)
SADC	Communauté de développement de l'Afrique australe
SOP	Procédure opérationnelle standard
STEG	Société tunisienne de l'électricité et du gaz (<i>Tunisie</i>)
T&D	Transmission et distribution
ToU	Durée d'utilisation
TPA	Accès des tiers
UKPI	Indicateur clé de performance des services publics
USD	Dollar américain
USc	États-Unis Cent
VRPP	Centrales électriques à énergie renouvelable variable
WACC	Coût moyen pondéré du capital

Remerciements

Ce rapport a été élaboré pour l'Association régionale des régulateurs de l'énergie pour l'Afrique orientale et australe (ARÉFOA) par une équipe de consultants dirigée par CRISIL Limited et financée par la Banque africaine de développement (BAD). À noter, le rôle clé joué par les institutions, groupes et individus suivants :

- La Banque africaine de développement pour avoir initié et financé l'étude et apporté un soutien continu par l'intermédiaire de son équipe d'experts et de son personnel d'appui. Nous remercions M. Solomon Sarpong, économiste principal de l'énergie/responsable du projet d'harmonisation régionale, M. Kambanda Callixte, responsable de la division Politique, réglementation et statistiques énergétiques, et Mme Guillaîne Neza, spécialiste principale de l'énergie (politique et réglementation), pour leurs contributions et leur soutien.
- L'ARÉFOA pour sa supervision directe de l'étude, son soutien méthodologique et pratique, y compris la coordination avec les pays membres pour la fourniture de données et la participation aux ateliers des parties prenantes, sous la direction du Dr. Mohamedain Seif Elnasr, directeur général, et avec le soutien important de Harrison Murabula, coordinateur de projet, et d'Yvonne M. M. Mambwe.
- Les membres du groupe de travail technique du projet (PTWG) - EgyptERA, Energy Regulation Board (ERB) de Zambie, Secrétariat du COMESA, EREA, EAPP et ARÉFOA pour leur révision continue du projet de rapport et leur soutien méthodologique, en particulier leur participation active à divers ateliers de parties prenantes organisés à Nairobi, au Caire et au Rwanda au cours du développement du projet. Les contributions des personnes suivantes sont particulièrement appréciées :
 - Mme Salma Hussien Mohamed Osman, chef du département central des affaires techniques et des licences, Autorité égyptienne de régulation des services publics et de protection des consommateurs (EgyptERA)
 - M. Humphrey Ngwale, ingénieur en électricité, Conseil de régulation de l'énergie, Zambie
 - Secrétariat du COMESA représenté par Mme Lanka P. Dorby, directrice des réseaux d'information
 - M. Augustino Bernard Massawe, responsable des finances et de l'administration (FAL), Association des régulateurs de l'énergie d'Afrique de l'Est (EREA)
 - M. Zelalem Gebrehiwot, directeur technique, East Africa Power Pool (EAPP)
- Membres du comité de portefeuille de l'ARÉFOA sur l'harmonisation juridique et réglementaire, à savoir l'Égypte, le Kenya et le Soudan
- Comités de planification et d'exploitation du pool énergétique d'Afrique de l'Est (EAPP), représentés par M. Ermias Bekele Hirpo, président du comité de planification de l'EAPP, et M. Charles Maloba Obulemile, représentant du comité d'exploitation de l'EAPP.
- Les points focaux des 12 États membres du COMESA et du Sud-Soudan qui ont joué un rôle crucial dans la fourniture et la validation des données utilisées dans l'étude, souvent avec le soutien important et précieux d'autres parties prenantes dans les pays, y compris les ministères, les régulateurs et les compagnies d'électricité respectifs.

Nous tenons à remercier les différentes parties prenantes qui ont contribué à la finalisation de ce rapport. Il convient de noter que nous n'avons pas épuisé la liste des remerciements, car de nombreuses personnes ont contribué à la réussite de ce rapport, notamment le personnel d'appui de l'ARÉFOA et de la Banque africaine de développement.

Résumé

Le Volet 2 sur la **comparaison harmonisée des tarifs de l'électricité (HCET) et l'outil d'évaluation de la réfectivité des coûts (CRAFT)** vise à aider les États membres du COMESA à élaborer un cadre pour la comparaison harmonisée des tarifs de l'électricité des pays membres tout au long de la chaîne d'approvisionnement en électricité. L'autre aspect de ce chantier concerne le développement d'un cadre et d'un outil permettant de suivre et d'évaluer le processus en temps réel de migration des pays vers des tarifs reflétant les coûts, conformément à la décision du Conseil des ministres du COMESA responsables de l'énergie, qui a exhorté les États membres à migrer vers des tarifs reflétant les coûts afin d'encourager les investissements dans le secteur de l'énergie.

Le rapport-cadre sur le Volet 2 a été soumis séparément. Il s'agit du *Premier rapport sur les tarifs de l'électricité dans les États membres du COMESA*, dans lequel les cadres et les outils ont été alimentés par les données collectées et les informations reçues des États membres, ainsi que par les résultats de l'analyse présentée ici.

Examen de la structure du marché des États membres

Les pays varient dans la conception du marché de la structure du secteur de l'électricité, avec un dégroupage à différents degrés. En ce qui concerne la structure globale du marché pour les pays considérés, elle se présente comme suit :

- Principalement dissociés : Égypte, Kenya, Soudan, Ouganda. En outre, le Kenya est en train de dégroupier les opérations du système.
- Partiellement dissociés : Éthiopie. Dans le cas de l'Éthiopie, Ethiopian Electric Power (EEP) exerce à la fois des activités de production et de transmission (> 66 kV). Ethiopian Electric Utility (EEU) gère la distribution de l'énergie électrique et l'exploitation des lignes de transmission d'énergie de ≤ 66 kV au sein du réseau électrique national.
- Totalement groupés : Burundi, Djibouti, Érythrée, Libye, Rwanda et Tunisie. En outre, le Burundi est en train de passer au dégroupage partiel.
- Réseaux isolés, opérateurs privés : Somalie, Soudan du Sud.

Le dégroupage total est observé dans le cas de l'Égypte, du Kenya, du Soudan et de l'Ouganda.

Examen du cadre tarifaire et des méthodologies dans les États membres

Sur la base de l'examen du cadre tarifaire et des méthodologies dans les États membres spécifiés, les principales conclusions sont les suivantes.

Approbation des tarifs

- Tarif approuvé par le régulateur : Égypte, Kenya, Rwanda, Ouganda.
- Tarif approuvé par le gouvernement/parlement : Burundi, Djibouti, Érythrée, Éthiopie, Libye, Somalie, Soudan du Sud, Soudan, Tunisie.

Méthodologie tarifaire

La plupart des pays ont adopté une approche basée sur le coût majoré, en particulier ceux qui disposent d'une réglementation bien définie.

Redevances de répercussion

Des pays comme le Kenya, le Rwanda et l'Ouganda disposent de mécanismes de répercussion bien définis qui sont mis en œuvre à intervalles réguliers. Le Burundi et la Somalie ont, conformément à la loi et aux règlements tarifaires récemment notifiés, également défini les frais de répercussion.

Révision des tarifs

Des révisions tarifaires régulières sont observées dans le cas de l'Égypte, du Kenya et de l'Ouganda. Les autres pays n'ont pas mis en place de mécanismes de révision tarifaire régulière.

Régime tarifaire pluriannuel (MYT)

Le régime MYT est observé dans le cas de l'Éthiopie, du Kenya et de l'Ouganda.

Tarifs en fonction de l'heure d'utilisation

Des tarifs en fonction de l'heure d'utilisation ont été mis en place pour les catégories commerciales et industrielles dans des pays tels que l'Égypte, le Kenya, le Rwanda, la Tunisie et l'Ouganda (selon les informations disponibles).

Tarif minimal

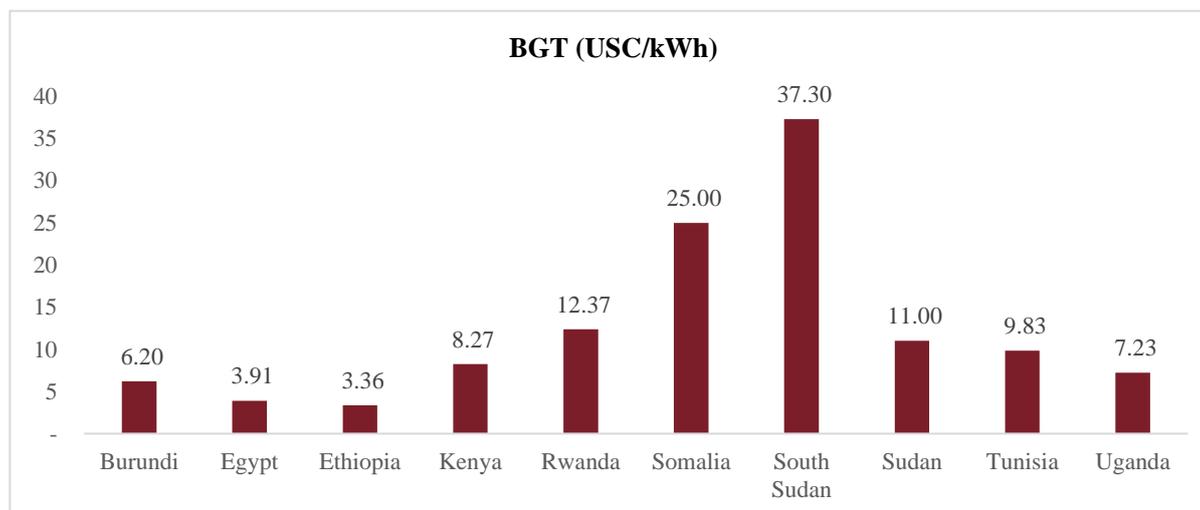
La plupart des pays ont mis en place un tarif minimal. Le seuil de ce tarif varie d'un pays à l'autre. Le Rwanda et l'Ouganda ont le seuil le plus bas (15 kWh), tandis que des pays comme Djibouti et le Soudan ont un seuil très élevé (200 kWh). Le Kenya a récemment réduit le seuil du tarif minimal de 100 kWh à 30 kWh.

Comptage à prépaiement

Les systèmes de comptage à prépaiement sont pratiqués dans la plupart des pays.

Analyse des tarifs de production en gros (BGT) dans les États membres

Le BGT a été compilé pour les pays spécifiés sur la base des données fournies par les pays respectifs et en utilisant, dans la mesure du possible, une approximation du coût de production. Ces données sont présentées ci-dessous.



Part de la technologie et Tarif de production en gros (BGT)

Pays	Part de l'hydroélectricité (%)	Part de l'énergie thermique (%)	Part des énergies renouvelables (%)	BGT (USC/kWh)
Burundi	50%	38%	12%	6.20

Égypte	5%	89%	6%	3.91
Éthiopie	92%	0%	8%	3.36
Kenya	25%	22%	53%	8.27
Rwanda	39%	57%	4%	12.37
Somalie	0%	100%	0%	25.00
Soudan du Sud	0%	86%	14%	37.30
Soudan	71%	29%	0%	11.00
Tunisie	1%	94%	5%	9.83
Ouganda	82%	5%	13%	7.23

En général, une part élevée de centrales hydroélectriques dans le mix de capacité devrait conduire à des coûts de production plus faibles. La Somalie et le Soudan du Sud, qui fonctionnent en grande partie avec des centrales diesel, ont l'un des tarifs de production en gros les plus élevés. L'Égypte est une exception, avec une part élevée de centrales thermiques ayant un faible coût de production, en partie en raison de l'approvisionnement assuré en gaz et de la plus grande disponibilité des centrales à gaz.

Tarifs de transmission dans les États membres

En général, les pays dotés de réseaux de transmission étendus et d'une grande capacité de sous-station ont des tarifs de transmission plus bas. Le Rwanda, avec un réseau plus petit, a des tarifs de transmission plus élevés (1,73 USc/kWh) par rapport au Kenya (0,26 USc/kWh) et à l'Ouganda (0,21 USc/kWh).

Analyse des tarifs pour les utilisateurs finaux dans les États membres

Structure tarifaire dans les États membres

Pays	Domestique et petites entreprises	Commercial et industriel
Burundi	2 parties	2 parties
Djibouti	En 3 parties	En 3 parties
Égypte	En 1 partie	2 parties
Erythrée	-	-
Éthiopie	En 1 partie	2 parties
Kenya	En 1 partie	2 parties
Libye	-	-
Rwanda	En 1 partie	En 3 parties
Somalie	-	-
Soudan du Sud	En 1 partie	En 1 partie
Soudan	En 1 partie	En 1 partie
Tunisie	2 parties	2 parties
Ouganda	En 1 partie	2 parties

Note : Le vide ci-dessus indique que les données n'étaient pas disponibles.

Il ressort de ce qui précède que la plupart des consommateurs résidentiels et des petits consommateurs commerciaux bénéficient d'un tarif en une seule partie. Les consommateurs industriels et les gros consommateurs commerciaux ont adopté un tarif en deux parties comprenant les frais d'énergie et de demande. La structure tarifaire en trois parties indique qu'une redevance mensuelle est facturée indépendamment de la demande et de la consommation au cours du mois.

La conception des tarifs doit refléter la nature des coûts sous-jacents imposés par les clients au système :

- Frais d'énergie (\$\$/kWh) → Coût variable de la production

- Frais de demande (\$\$/kW) → Coût fixe du réseau
- Redevance client (\$\$/client) → Coût du service client

Cela est essentiel pour fournir des signaux d'efficacité corrects aux clients.

Tarifs sociaux et subventionnés

Les tarifs sociaux et subventionnés sont présents dans la plupart des pays avec un degré variable de seuil minimal. Le seuil de survie dans les différents pays est indiqué ci-dessous.

Pays	Seuil minimal
Burundi	50 kWh
Djibouti	200 kWh
Égypte	50 kWh
Erythrée	-
Éthiopie	50 kWh
Kenya	30 kWh
Libye	-
Rwanda	15 kWh
Somalie	-
Soudan du Sud	100 kWh (JEDCO)
Soudan	200 kWh
Tunisie	50 kWh
Ouganda	15 kWh

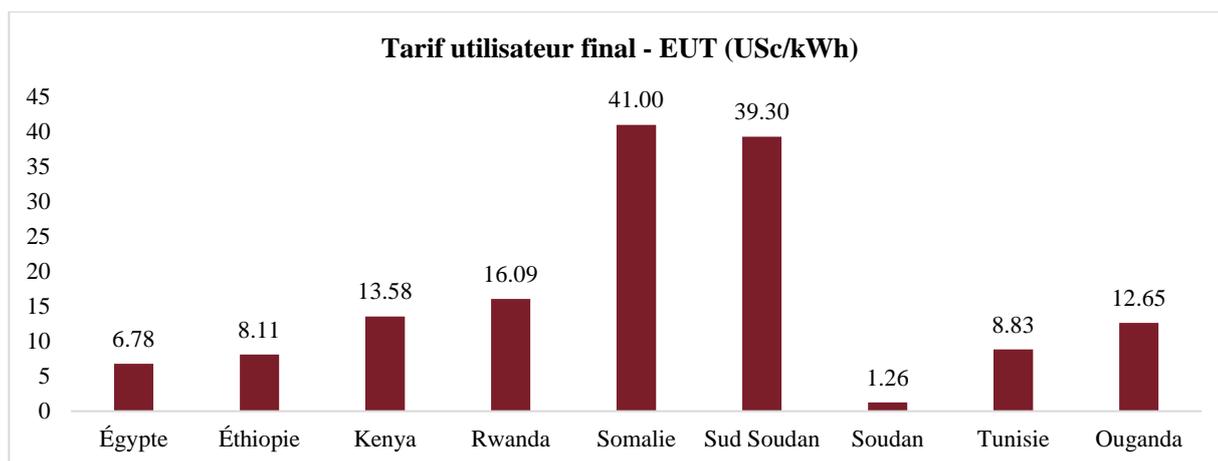
Note : Le vide ci-dessus indique que les données n'étaient pas disponibles.

Djibouti et le Soudan ont l'un des tarifs minimums les plus élevés, soit 200 kWh. L'Ouganda et le Rwanda ont un tarif minimal bas de 15 kWh. Il convient de noter qu'il existe peu d'informations sur l'ampleur des subventions croisées ou sur toute aide gouvernementale explicite nécessaire pour maintenir les tarifs sociaux.

Les principales suggestions sont les suivantes :

- Il est important de fixer un seuil de consommation adéquat, sinon les avantages de la subvention tendent à se diffuser et à profiter également aux classes de revenus plus élevés.
- La conception des subventions doit dissuader les clients pauvres de dépasser le seuil de consommation.
- Il est préférable d'avoir une catégorie de consommation différente pour les clients pauvres plutôt que de l'intégrer dans la catégorie domestique existante comme la tranche la plus basse.

Tarifs pour l'utilisateur final (EUT) dans les États membres



Le tarif utilisateur final (EUT) est largement lié au coût de production. La Somalie et le Soudan du Sud ont l'un des EUT les plus élevés, en grande partie en raison du coût élevé de la production à base de diesel. L'Éthiopie et l'Ouganda ont des tarifs plus bas grâce au faible coût de la production d'énergie hydroélectrique. Il convient également de noter que ce qui précède n'a qu'une valeur représentative et qu'il n'est pas possible de procéder à une comparaison directe des tarifs d'un pays à l'autre, car il existe généralement une composante de subvention sous-jacente sur laquelle les informations disponibles sont limitées.

Analyse de la réfectivité des coûts évaluation des tarifs

Une discussion et une formation détaillées sur le modèle de coût du service ont été dispensées aux États membres participants lors de l'atelier d'Addis-Abeba qui s'est tenu du 18 au 20 septembre 2024. À cette occasion, tous les points de données et informations requis pour la mise à jour du modèle ont été expliqués en détail. Le modèle de coût du service a été alimenté sur la base des informations disponibles et conformément aux discussions tenues lors de cet atelier.

L'ensemble de données le plus proche disponible étant celui du Kenya, les résultats obtenus pour l'entreprise Kenya Power and Lighting Company (KPLC) - la principale compagnie de distribution du pays - sont les suivants.

S. Non.	Nom de la catégorie	Niveau de tension	Pourcentage de recouvrement des coûts (%)
1	Domestique-DC	BT	36%
2	Petites entreprises commerciales-SC	MT	283%
3	Commercial et industriel-CI	HT	475%
4	Eclairage public-SL	BT	22%

L'évaluation de la réfectivité des coûts ci-dessus montre que les catégories de consommateurs domestiques et d'éclairage public bénéficient d'importantes subventions croisées de la part des catégories de consommateurs commerciaux et industriels. Actuellement, le recouvrement des coûts des catégories domestiques et d'éclairage public est tout à fait nominal, le déficit de recouvrement des coûts étant supporté par la catégorie commerciale et industrielle.

La voie à suivre

L'analyse comparative des différentes composantes tarifaires montre clairement que non seulement les cadres tarifaires diffèrent d'un pays à l'autre, mais aussi que le tarif pour l'utilisateur final varie d'une région à l'autre. Le principal facteur contribuant à la grande variation du tarif pour l'utilisateur final tient en grande partie à la différence de coût de production entre les différents États membres. Une part importante d'hydroélectricité permet généralement de maintenir le tarif de production en gros à un niveau bas, ce qui a un impact sur la chaîne d'approvisionnement en électricité.

La région présente une grande diversité en termes de ressources et de coûts de production, ce qui peut se traduire par des avantages potentiels importants liés au commerce transfrontalier de l'électricité. Dans les pays excédentaires, des recettes supplémentaires pourraient être obtenues grâce à l'exportation d'électricité, et dans les pays déficitaires, le déficit de la demande pourrait être comblé au coût le plus bas possible par l'importation. Il est essentiel de garantir un accès ouvert aux réseaux de transport pour les flux internationaux afin d'obtenir ces avantages.

Dans la plupart des pays dotés d'entités verticalement intégrées, les processus de comptabilisation des coûts ne séparent pas les coûts liés aux activités de production, de transmission et de distribution. L'introduction de systèmes de comptabilité réglementaire exigeant la déclaration des coûts par activité et par service devrait permettre aux compagnies d'électricité et aux régulateurs de mieux comprendre les principaux facteurs de coûts.

Dans le cadre de ce rapport, seules des informations limitées étaient disponibles pour les différentes composantes tarifaires. Nous nous sommes appuyés sur les données disponibles et sur d'autres documents accessibles au public pour fournir les résultats exposés plus haut. Les insuffisances qui s'observent dans les données suggèrent qu'il faut mettre l'accent sur le rôle des systèmes de gestion de l'information réglementaire dans l'application de la réglementation tarifaire, afin que les informations utilisées soient suffisantes et fiables pour mettre correctement en œuvre les modèles et cadres tarifaires réglementaires.

En outre, les données basées sur l'évaluation de la réactivité des coûts montrent qu'il existe des subventions croisées substantielles entre les catégories de consommateurs. Il ressort des résultats de l'exercice que la rationalisation du tarif supporté par chaque catégorie de consommateurs en proportion du coût de la desserte de chaque catégorie nécessiterait des efforts concertés de la part de toutes les parties prenantes concernées, en particulier les organismes de régulation nationaux et régionaux. Il convient d'adopter une approche judicieuse et prudente afin d'éviter toute forme de choc tarifaire lors de la rationalisation des tarifs entre les catégories de consommateurs.

1 Introduction

1.1 Contexte

L'Axe de travail 2 sur la **comparaison harmonisée des tarifs de l'électricité (HCET) et l'outil d'évaluation de la réfectivité des coûts (CRAFT)** vise à aider le COMESA à opérer une comparaison harmonisée des tarifs de l'électricité des États membres tout au long de la chaîne d'approvisionnement en électricité.

L'autre aspect de ce chantier concerne le développement d'un cadre et d'un outil permettant de suivre et d'évaluer en temps réel le processus de migration des pays vers des tarifs reflétant les coûts, conformément à la décision du Conseil des ministres du COMESA responsables de l'énergie, qui a exhorté les États membres à migrer vers des tarifs reflétant les coûts pour encourager les investissements dans le secteur de l'énergie.

L'objectif principal de l'Axe de travail 2 est d'harmoniser et d'aligner les cadres tarifaires afin de garantir la normalisation et de faciliter un échange accru d'énergie électrique entre les États membres du COMESA.

Le rapport-cadre sur les tarifs a été soumis séparément. Il s'agit du premier rapport sur les tarifs de l'électricité dans les États membres du COMESA, basé sur les données collectées et les informations reçues des États membres.

1.2 Structure du premier rapport sur les tarifs de l'électricité dans les États membres de la région du COMESA

Conformément aux termes de référence, le "*Maiden Report - Electricity Tariffs of Member States in the COMESA region*" pour les États membres du COMESA est soumis ici.

Le "Rapport-cadre" décrit la méthodologie et le cadre de deux composantes clés du Volet 2 :

1. Comparaison harmonisée des tarifs d'électricité
2. Évaluation de la réfectivité des coûts dans la région du COMESA

Le cadre ainsi développé a été alimenté en données et les résultats analytiques ont été discutés dans le cadre du "Maiden Report" [Premier rapport].

Le présent rapport est structuré comme suit :

Chapitre 1 : Introduction

Ce chapitre décrit brièvement le contexte du projet et la structure du rapport.

Chapitre 2 : Analyse comparative des tarifs dans les États membres du COMESA

Dans ce chapitre, une analyse comparative des tarifs de production, de transmission et de l'utilisateur final (EUT) a été réalisée dans les États membres du COMESA.

Chapitre 3 : Évaluation de la réfectivité des tarifs par rapport aux coûts

Dans ce chapitre, nous présentons les résultats de l'évaluation de la réfectivité des coûts des tarifs sur la base de l'outil d'évaluation de la réfectivité des coûts (CRAFT) tel que présenté dans le rapport-cadre sur la base des données disponibles des États membres du COMESA.

Chapitre 4 : Conclusion

Ce chapitre met en évidence les principaux résultats et conclusions du rapport, et conclut le rapport.

Annexe 1 : Détails sur la structure réglementaire et la structure du marché ; mix de production

Annexe 2 : Détails relatifs aux tarifs pour les États membres du COMESA

2 Analyse comparative des tarifs dans les États membres du COMESA

Le présent chapitre contient une analyse comparative des tarifs dans les États membres du COMESA. Pour commencer, nous avons examiné la structure du marché et le cadre réglementaire/tarifaire dans chacun des États membres. Ensuite, nous avons analysé les tarifs de production, de transmission et d'utilisation finale, ainsi que les facteurs clés de chaque composante tarifaire.

Nous nous sommes appuyés sur les informations qui nous ont été fournies par les États membres ainsi que sur les documents accessibles au public. Nous avons également recueilli des données et des informations lors des **missions sur le terrain** dans les cinq pays - Égypte, Éthiopie, Rwanda, Tunisie et Ouganda. Ces informations ont été intégrées dans notre rapport.

2.1 Structure réglementaire

Parmi les 13 pays qui font l'objet de notre étude, seuls sept disposent d'organismes de régulation opérationnels, à savoir : *Burundi, Égypte, Éthiopie, Kenya, Rwanda, Soudan et Ouganda*. Les six autres pays - Djibouti, Érythrée, Libye, Somalie, Soudan du Sud et Tunisie - n'ont pas d'organisme de régulation ou ne sont pas encore opérationnels. Le ministère chargé de l'énergie dans les pays concernés joue de facto le rôle de régulateur du secteur de l'électricité dans ces pays. Le département concerné du ministère de l'énergie assume les fonctions de régulation. Cela limite la marge de manœuvre pour l'exercice des pouvoirs réglementaires, car le régulateur n'est pas un organisme indépendant.

Le groupe comprend des pays qui sont très éloignés les uns des autres en termes de développement du secteur de l'électricité. L'Égypte, le Kenya et l'Ouganda peuvent être considérés comme des leaders régionaux (voire continentaux) dans la mise en œuvre de la réforme du secteur de l'électricité et de la réglementation, tandis que d'autres, comme la Somalie et le Soudan du Sud, ne font que les premiers pas sur la voie de la réforme.

Au sein de ce groupe, deux États - Somalie et Soudan du Sud - ne disposent pas encore d'un réseau national intégré, ce qui rend difficile l'interconnexion avec d'autres États de la région. Ces États sont gérés par des systèmes de distribution privés isolés.

La Somalie et le Sud-Soudan ont pris des mesures pour mettre en place des organismes de régulation indépendants. En Somalie, l'Autorité nationale de l'électricité (NEA) a été récemment créée et n'est pas encore opérationnelle. Au Soudan du Sud, un projet de loi a été proposé pour mettre en place un organisme de régulation.

Les pays dotés d'organismes de régulation, à savoir le *Burundi, l'Égypte, l'Éthiopie, le Kenya, le Rwanda, le Soudan et l'Ouganda*, disposent également d'un cadre juridique, réglementaire et tarifaire bien défini régissant le secteur de l'électricité. Toutefois, certains pays ne jouissent pas d'une indépendance totale en matière de régulation, car toutes les décisions importantes doivent être approuvées par le ministère. C'est le cas du Burundi, de l'Éthiopie et du Soudan.

L'évaluation comparative détaillée des pays en termes de structure réglementaire figure à la **section 5.1** (annexe 1).

2.2 Structure du marché

Les pays varient également en matière de conception de la structure du marché du secteur de l'électricité, avec différents degrés de dissociation. La séparation totale est observée dans le cas de l'Égypte, du Kenya, du Soudan et de l'Ouganda.

En ce qui concerne la structure globale du marché pour les pays considérés, on distingue les structures suivantes :

- **Principalement dissociés** : Égypte, Kenya, Soudan, Ouganda. En outre, le Kenya est en train de séparer les opérations du système.

- Partiellement dissociés : Éthiopie. Dans le cas de l'Éthiopie, Ethiopian Electric Power (EEP) exerce à la fois des activités de production et de transmission (> 66 kV). Ethiopian Electric Utility (EEU) gère la distribution de l'énergie électrique et l'exploitation des lignes de transport d'énergie de ≤66 kV au sein du réseau électrique national.
- Totalement groupés: Burundi, Djibouti, Érythrée, Libye, Rwanda et Tunisie. En outre, le Burundi est en train de passer à la dissociation partielle.
- Réseaux isolés, opérateurs privés : Somalie, Soudan du Sud.

Une structure de marché éclatée est essentielle pour la transparence, car elle facilite la séparation comptable et la déclaration des coûts par nature d'activité. Cela permet aux investisseurs de comprendre l'accumulation des coûts tout au long de la chaîne de valeur du secteur de l'électricité et de prendre des décisions en connaissance de cause. Elle permet également de déterminer plus précisément le coût du service et facilite la transition vers des tarifs reflétant les coûts.

Le dégroupage est également la première étape vers l'introduction d'une **véritable concurrence** sur les marchés de l'électricité. On observe que, bien que tous les pays aient introduit la concurrence dans la fonction de production sous la forme de producteurs d'électricité indépendants (IPP) (même ceux qui sont dissociés), une véritable concurrence n'est possible que lorsque les fonctions de transmission et de distribution sont également éclatées et que les producteurs du secteur public comme du secteur privé sont en mesure de rivaliser sur un pied d'égalité.

L'évaluation comparative détaillée des pays en termes de structure de marché figure à la **section 5.2** (annexe 1).

2.3 Principaux indicateurs macroéconomiques

Un bref aperçu des principales variables macroéconomiques a été intégré dans le présent rapport pour situer l'étude dans son contexte.

Tableau 1: PIB par habitant et taux d'accès à l'électricité dans les États membres du COMESA

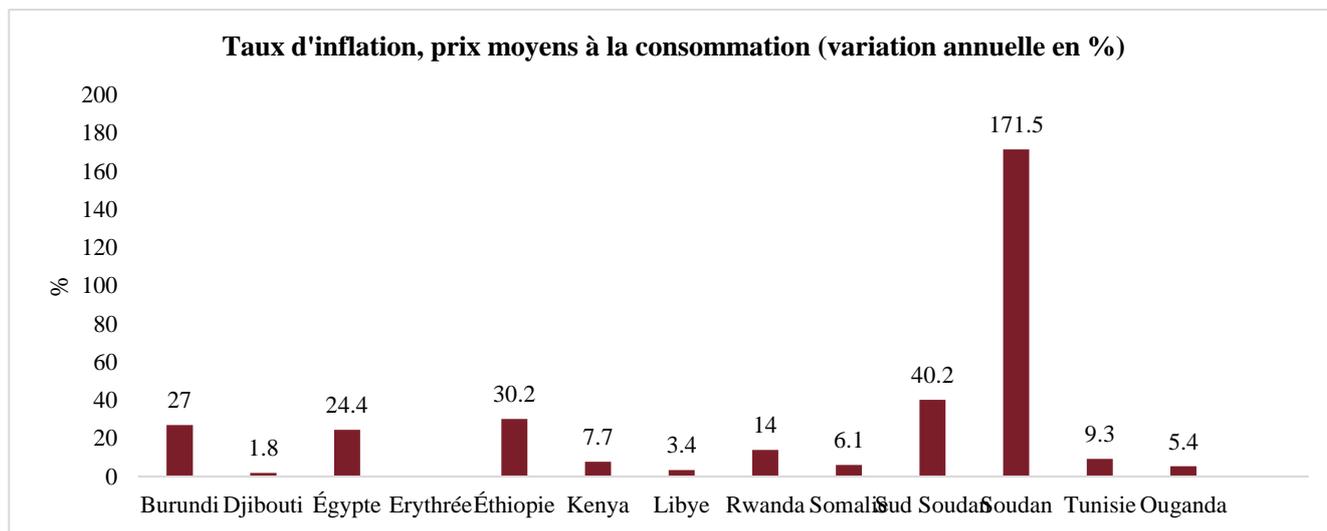
Pays	PIB par habitant (USD)	Accès à l'électricité (%)
Burundi	311	10%
Djibouti	3667	65%
Égypte	4587	100%
Erythrée	-	55%
Éthiopie	1143	55%
Kenya	2245	76%
Libye	6388	70%
Rwanda	1005	51%
Somalie	667	49%
Soudan du Sud	551	8%
Soudan	723	63%
Tunisie	3814	100%
Ouganda	1082	47%

Source : FMI, base de données de la Banque mondiale (données pour 2022) FMI, base de données de la Banque mondiale (données pour 2022)

Le tableau ci-dessus montre clairement qu'il existe une corrélation positive entre le PIB par habitant et l'amélioration de l'accès à l'électricité. Le Burundi et le Sud-Soudan, dont le PIB par habitant est l'un des plus faibles, ont également un faible taux d'accès à l'électricité.

La figure ci-dessous montre la tendance du taux d'inflation dans les États membres du COMESA. L'inflation est un paramètre macroéconomique important, car plus elle est élevée, plus le risque de désalignement des tarifs et des coûts est grand et plus il est nécessaire de mettre en place des processus d'ajustement tarifaire. Il ressort de la figure ci-dessous que de nombreux pays ont un taux d'inflation à deux chiffres et que la nécessité d'une intervention réglementaire contre l'inflation est particulièrement importante dans ces pays.

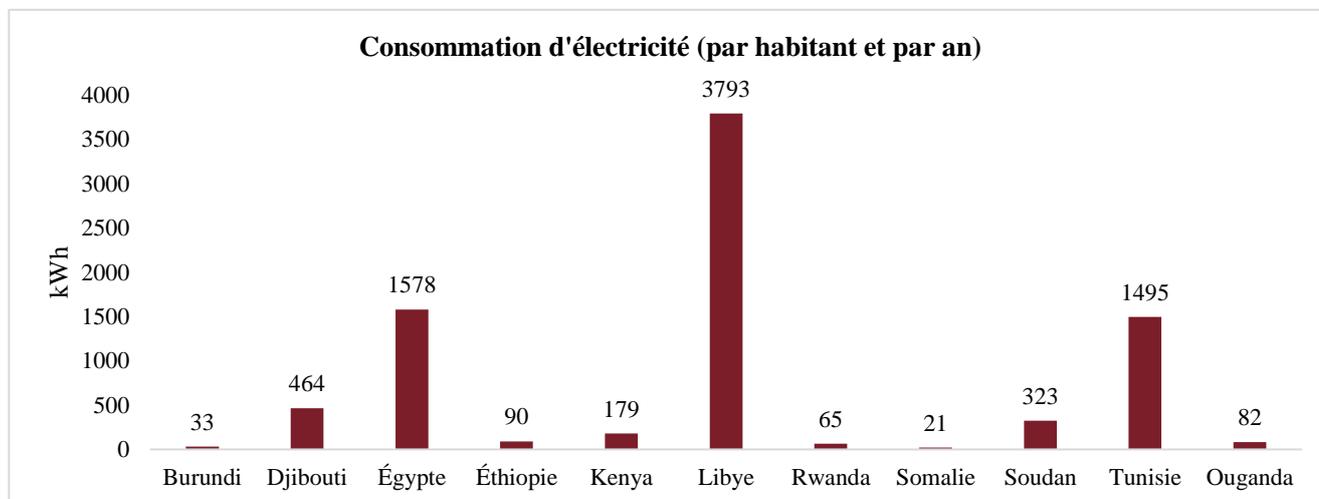
Figure 1: Taux d'inflation (%) dans les États membres du COMESA



Source : Base de données du FMI ; Base de données du FMI ; il n'y a pas de données pour l'Érythrée (données pour 2023)

La figure ci-dessous montre la tendance de la consommation d'électricité par habitant dans les États membres du COMESA.

Figure 2: Consommation d'électricité par habitant et par an dans les États membres du COMESA



Source : US Energy Information Administration ; base de données de la Banque mondiale : Administration américaine d'information sur l'énergie ; base de données de la Banque mondiale

La consommation d'électricité par habitant est très élevée en Égypte, en Libye et en Tunisie parmi les États membres.

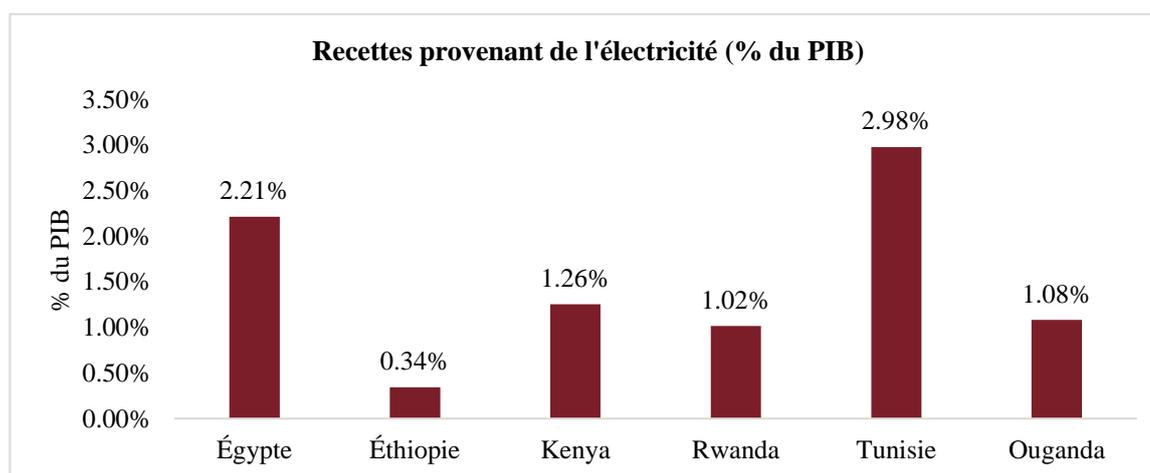
Une estimation des ventes d'électricité en pourcentage du PIB est présentée dans le tableau et la figure ci-dessous.

Tableau 2: Ventes d'électricité en % du PIB dans certains États membres du COMESA

Pays	Total des recettes provenant de la vente d'électricité (millions d'USD)	PIB (millions d'USD)	Recettes des ventes d'électricité % du PIB
Égypte	8,716	393910	2.21%
Éthiopie	548	159750	0.34%
Kenya	1,367	108920	1.26%
Rwanda	143	14020	1.02%
Tunisie	1,528	46270	2.98%
Ouganda	561	51820	1.08%

Source : Données sur le PIB, FMI.

Figure 3: Recettes provenant de l'électricité (% du PIB)



Source : Données sur le PIB, FMI.

Il ressort de ce qui précède que l'Égypte et la Tunisie ont une part élevée de recettes provenant de l'électricité en pourcentage du PIB.

2.4 Cadres tarifaires

Sur la base de l'examen du cadre tarifaire et des méthodologies dans chacun des pays indiqués, un aperçu de la comparaison entre ces pays est présenté ci-dessous.

Tableau 3: Cadres tarifaires et méthodologies : Évaluation comparative

	Burundi	Djibouti	Égypte	Erythrée	Éthiopie	Kenya	Libye	Rwanda	Somalie	Sud Soudan	Soudan	Tunisie	Ouganda
Approbation des tarifs	<i>Gouvernement</i>	<i>Le gouvernement suivi par le Parlement</i>	<i>Régulateur</i>	<i>Gouvernement</i>	<i>Gouvernement</i>	<i>Régulateur</i>	<i>Gouvernement</i>	<i>Régulateur</i>	<i>Gouvernement</i>	<i>Le gouvernement suivi par le Parlement</i>	<i>Gouvernement</i>	<i>Gouvernement</i>	<i>Régulateur</i>
Méthode tarifaire	Coût plus rendement	--	Coût plus rendement	--	Coût plus rendement	Coût plus rendement	--	Coût plus rendement	Coût plus rendement	Coût plus rendement	--	--	Coût plus rendement
Frais de répercussion - Couverture	Coûts imprévus, gains exceptionnels selon la nouvelle loi	--	--	--	--	Coût du carburant, devises, inflation, redevance de l'autorité des ressources en eau	--	Oui	Coût du carburant, devises	--	--	--	Coût du carburant, taux de change, inflation, mix de production
Redevances de répercussion - Fréquence	--	--	--	--	--	Mensuel	--	--	--	--	--	--	Trimestrielle
Régularité de la révision des tarifs	Irrégulière (Dernier tarif 2017)	Irrégulière (Dernier tarif 2020)	Régulière	Irrégulière	Irrégulière (Dernier tarif 2018)	Régulière	Irrégulière	Irrégulière (Dernier tarif 2020)	Irrégulière	Irrégulière	Irrégulière	Irrégulière	Régulière
Régime tarifaire	--	--	--	--	Oui	Oui	--	--	--	--	--	--	Oui

	Burundi	Djibouti	Égypte	Erythrée	Éthiopie	Kenya	Libye	Rwanda	Somalie	Sud Soudan	Soudan	Tunisie	Ouganda
pluriannuel (TPP)													
Étude sur le coût du service	--	--	Oui	--	--	Oui	--	--	--	--	--	--	Oui
Tarifs en fonction du temps d'utilisation (ToU)	--	--	Oui	--	Non	Oui	--	Oui	--	--	--	Oui	Oui
Seuil tarifaire minimal	50 kWh	200 kWh	50 kWh	--	50 kWh	30 kWh	--	15 kWh	--	100 kWh (JEDCO)	200 kWh	50 kWh	15 kWh
Système de comptage à prépaiement	Oui	--	Oui	--	Oui	Oui	--	Oui	--	Oui	Oui	--	Oui
Meilleures pratiques		Incitation tarifaire à la réduction de la demande pendant les heures de pointe	Tarif des blocs inclinés Tarifs des VE			Tarifs des VE		Abaissement des tarifs pour les moyennes et grandes industries		Baisse des tarifs pour les clients industriels		Tarif des blocs inclinés Structure à quatre équipes basée sur les variations saisonnières	Diminution du tarif global pour les grands et très grands consommateurs industriels

Les principales conclusions relatives aux cadres tarifaires sont les suivantes.

Approbation des tarifs

- Tarif approuvé par le régulateur : Égypte, Kenya, Rwanda, Ouganda.
- Tarif approuvé par le gouvernement/parlement : Burundi, Djibouti, Érythrée, Éthiopie, Libye, Somalie, Soudan du Sud, Soudan, Tunisie

Méthodologie tarifaire

La plupart des pays ont adopté une approche basée sur le coût majoré, en particulier ceux qui disposent d'une réglementation bien définie.

Redevances de répercussion

Des pays comme le Kenya, le Rwanda et l'Ouganda disposent de mécanismes de répercussion bien définis qui sont mis en œuvre à intervalles réguliers. Le Burundi et la Somalie ont, conformément à la loi et aux règlements tarifaires récemment notifiés, également défini les frais de répercussion.

Révision des tarifs

Des révisions tarifaires régulières sont observées dans le cas de l'Égypte, du Kenya et de l'Ouganda. Les autres pays n'ont pas mis en place de mécanismes de révision tarifaire régulière.

Régime tarifaire pluriannuel (MYT)

Le régime MYT est observé dans le cas de l'Éthiopie, du Kenya et de l'Ouganda.

Tarifs en fonction de l'heure d'utilisation

Des tarifs en fonction de l'heure d'utilisation ont été mis en place pour les catégories commerciales et industrielles dans des pays tels que l'Égypte, le Kenya, le Rwanda, la Tunisie et l'Ouganda (selon les informations disponibles).

Tarif minimal

La plupart des pays ont mis en place un tarif minimal dont le seuil varie d'un pays à l'autre. Le Rwanda et l'Ouganda ont le seuil le plus bas (15 kWh), tandis que des pays comme Djibouti et le Soudan ont un seuil très élevé (200 kWh). Le Kenya a récemment réduit son tarif minimal de 100 kWh à 30 kWh.

Comptage à prépaiement

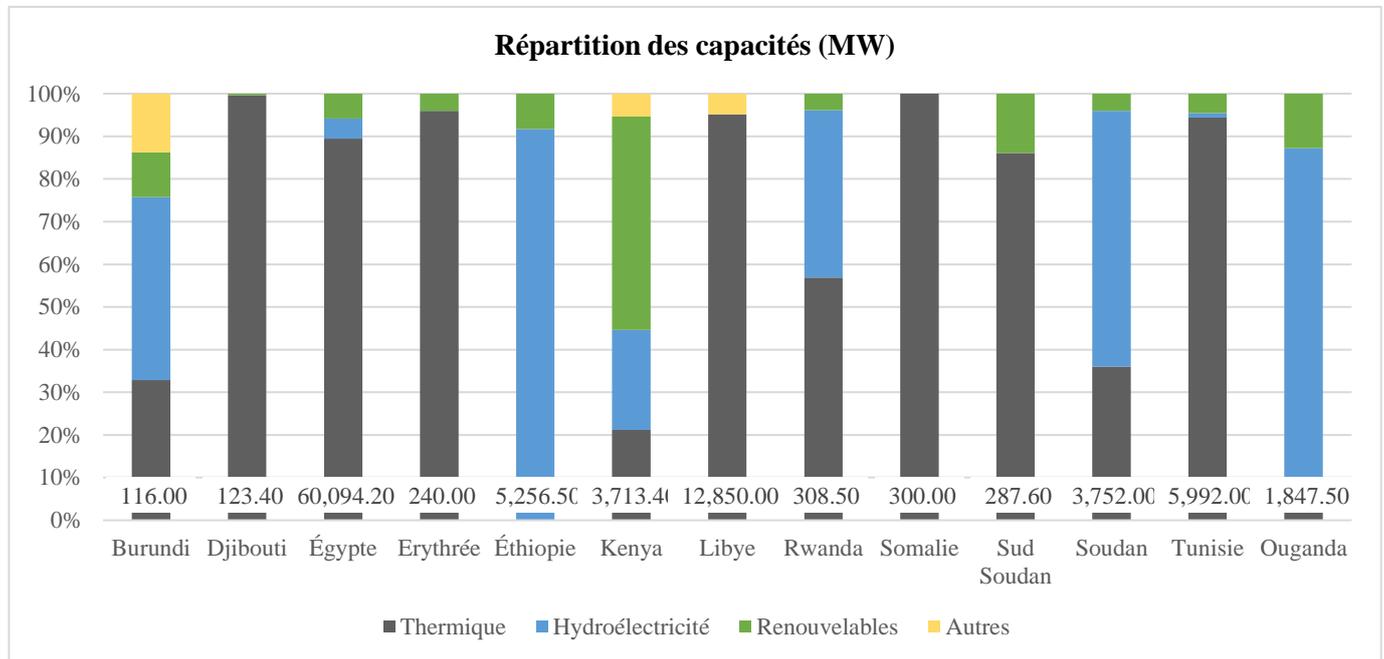
Les systèmes de comptage à prépaiement sont pratiqués dans la plupart des pays.

2.5 Tarif de production en gros (BGT)

2.5.1 Mix de production

La capacité installée (MW) et la production d'électricité (GWh) pour les pays respectifs de notre étude sont indiquées ci-dessous.

Figure 4: Capacité installée - Mix énergétique

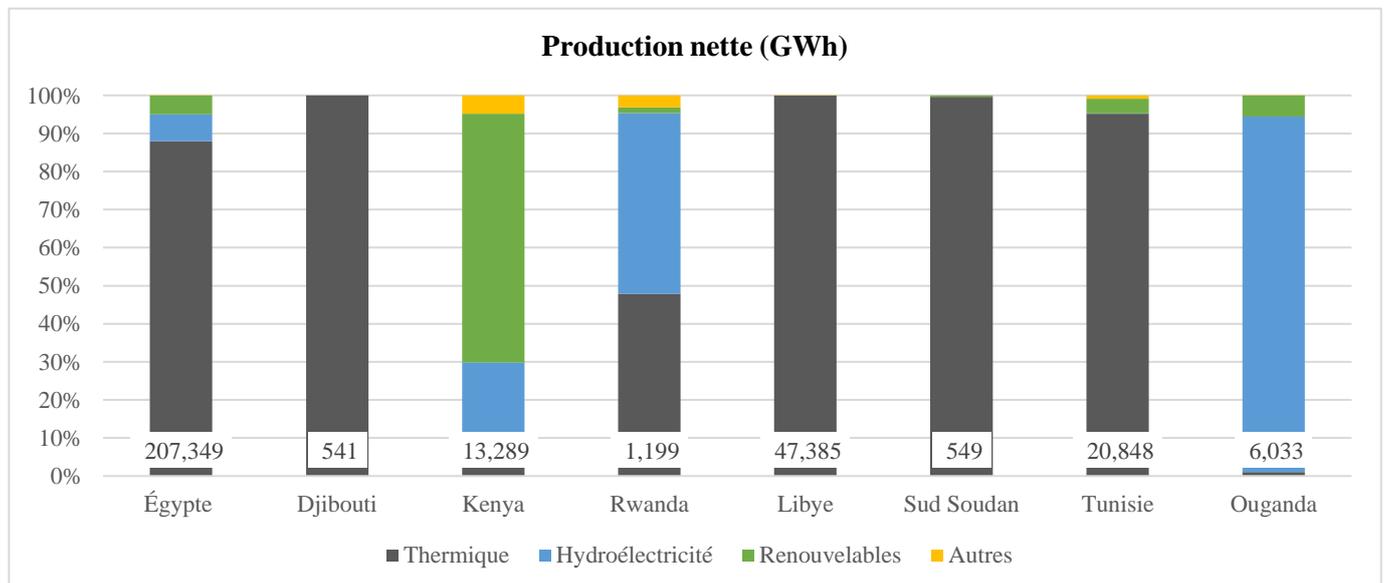


Note : Burundi : importation de 16 MW ; Kenya : importation de 200 MW ; Rwanda : importation de 46 MW ; Libye : 620 MW hors service

La répartition détaillée des capacités installées figure à l'annexe 1 du présent rapport.

La répartition de la production nette d'énergie (GWh) en fonction du type de combustible, sur la base des informations disponibles, est présentée dans la figure ci-dessous.

Figure 5: Production nette d'énergie (GWh)



Pour compléter notre analyse, nous avons également analysé, lorsqu'il était disponible, le rapport entre la demande de pointe et la capacité installée.

Tableau 4: Rapport entre la demande de pointe et la capacité installée

Pays	Demande de pointe (MW)	Capacité installée (MW)	Ratio : Demande de pointe/capacité installée
Burundi	72	116	0.62
Égypte	34,200	60,094	0.57
Kenya	2,149	3,713	0.58
Rwanda	185	308	0.60
Soudan du Sud	26	288	0.09
Soudan	3,454	3,752	0.92
Tunisie	4,825	5,992	0.81
Ouganda	919	1,848	0.50

Il ressort de ce qui précède que, dans tous les pays susmentionnés, la capacité installée est suffisante pour répondre à la demande de pointe du système.

Pour comparer les coûts de production qui varient d'un pays à l'autre, nous avons établi la classification suivante des pays :

- **Prédominance de l'hydroélectricité** : Pays dont la capacité hydroélectrique est égale ou supérieure à 50 %.
- **Prédominance de l'énergie thermique** : Pays dont la capacité thermique est égale ou supérieure à 50 %.

On observe que les pays suivants ont une prédominance de l'hydroélectricité :

- Burundi
- Éthiopie
- Soudan
- Ouganda

Les pays suivants sont à prédominance thermique :

- Djibouti (diesel)
- Égypte (gaz)
- Érythrée (diesel)
- Libye (gaz)
- Rwanda (gaz et tourbe)
- Somalie (diesel)
- Soudan du Sud (diesel)
- Tunisie (gaz)

Le Kenya est une exception, avec une part importante d'autres technologies d'énergie renouvelable - géothermie, énergie solaire et énergie éolienne - dans le mix de capacité.

2.5.2 Dépendance à l'égard des importations

Certains pays dépendent des importations pour répondre à la demande d'électricité. Les données sur les exportations et les importations d'électricité sont présentées ci-dessous.

Tableau 5: Importations et exportations d'électricité (GWh)

Pays	Exportations transfrontalières d'électricité (GWh)	Importations transfrontalières d'électricité (GWh)	Importation nette d'électricité (import-export) (GWh)
Égypte	95.00	1,589.00	1,494.00
Kenya	27.00	644.00	617.00
Rwanda	9.15	97.27	88.12
Soudan	72.00	1361.20	1289.20
Tunisie	79.74	2,576.02	2,496.28
Ouganda	485.00	41.00	(444.00)

La part des importations dans les pays pour lesquels des données sont disponibles est indiquée ci-dessous.

Tableau 6: Part des importations dans la production d'électricité (%)

Pays	Électricité nette produite (GWh)	Importation d'électricité (GWh)	Électricité produite + importations d'électricité (GWh)	Importation d'électricité (production + importations d'électricité) (%)
Égypte	207349	1589	208938	1%
Kenya	13289	644	13933	5%
Rwanda	1199	97	1297	8%
Soudan	17089	1361	18450	7%
Tunisie	20848	2576	23424	11%
Ouganda	6033	41	6074	1%

Il ressort de ce qui précède que le Kenya, le Rwanda et la Tunisie dépendent des importations pour répondre à la demande d'électricité. En outre, le Burundi importe environ 15,5 MW d'électricité, ce qui représente 14 % de la capacité installée totale (importations comprises).

2.5.3 Tarif de production en gros (BGT)

Le BGT a été compilé pour les pays spécifiés sur la base des données fournies par les pays respectifs et en utilisant, dans la mesure du possible, une approximation du coût de production. Ces données sont présentées ci-dessous.

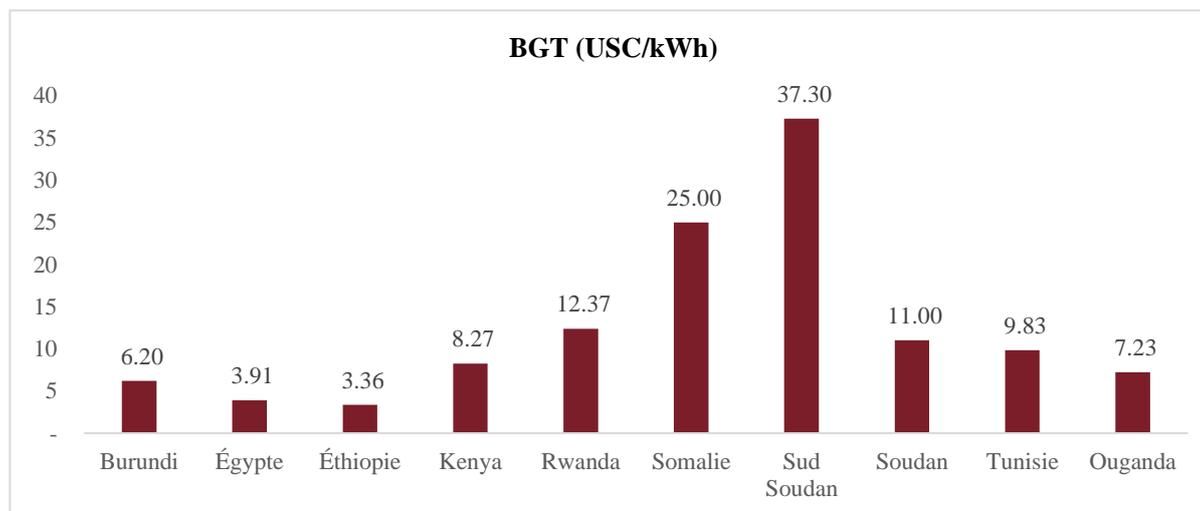
Tableau 7: BGT pour les pays spécifiés du COMESA (USc/kWh)

Pays	BGT (USc/kWh)
Burundi	6.20
Djibouti	-
Égypte	3.91
Erythrée	-
Éthiopie	3.36
Kenya	8.27
Libye	-
Rwanda	12.37
Somalie	25.00
Soudan du Sud	37.30
Soudan	11.00
Tunisie	9.83
Ouganda	7.23

Note : Le vide indique que les données sur les coûts de production n'étaient pas disponibles.

Les données relatives aux centrales individuelles dans les États membres n'étant pas disponibles, c'est le tarif moyen de production en gros qui a été présenté. La figure ci-dessous montre la tendance du BGT dans les pays spécifiés :

Figure 6: Tarif de production en gros (USc/kWh) dans les pays spécifiés



2.5.4 Principaux facteurs sous-jacents de BGT

L'un des principaux facteurs de différence attendus dans le BGT est le mix de production d'énergie. Il en va de même pour les pays dont le BGT a été mentionné.

Tableau 8: Part par technologie et BGT

Pays	Part de l'hydroélectricité (%)	Part de l'énergie thermique (%)	Part des énergies renouvelables (%)	BGT (USc/kWh)
Burundi	50%	38%	12%	6.20
Égypte	5%	89%	6%	3.91
Éthiopie	92%	0%	8%	3.36
Kenya	25%	22%	53%	8.27
Rwanda	39%	57%	4%	12.37
Somalie	0%	100%	0%	25.00
Soudan du Sud	0%	86%	14%	37.30
Soudan	71%	29%	0%	11.00
Tunisie	1%	94%	5%	9.83
Ouganda	82%	5%	13%	7.23

En général, une part élevée de centrales hydroélectriques dans le mix de capacité devrait conduire à des coûts de production plus faibles. La Somalie et le Soudan du Sud, qui fonctionnent en grande partie avec des centrales diesel, ont l'un des BGT les plus élevés. L'Égypte est une exception, avec une part élevée de centrales thermiques ayant un faible coût de production, en partie en raison de l'approvisionnement assuré en gaz et de la plus grande disponibilité des centrales à gaz.

2.6 Tarifs de transmission

2.6.1 Tarif de transmission

Nous avons mis en tableaux les tarifs de transmission des pays en fonction des données disponibles. Nous avons pris en compte les données fournies par les pays respectifs et analysé les comptes annuels pour les coûts opérationnels et

financiers lorsqu'ils étaient disponibles. La Somalie et le Soudan du Sud ne disposent pas encore d'un réseau de transmission national intégré. Pour les autres pays, les comptes séparés n'étaient pas disponibles.

Tableau 9: Tarif de transmission (USc/kWh)

Pays	Tarif Tx (USc/kWh)
Burundi	-
Djibouti	-
Égypte	-
Erythrée	-
Éthiopie	-
Kenya	0.26
Libye	-
Rwanda	1.73
Somalie	-
Soudan du Sud	-
Soudan	0.20
Tunisie	-
Ouganda	0.21

Note : Le vide ci-dessus indique que les données de ces États membres n'étaient pas disponibles.

2.6.2 Principaux facteurs sous-jacents des tarifs de transmission

Le premier facteur de tarification de la transmission analysé est celui des pertes de transmission (%). Selon les données disponibles, les pertes de transmission sont les suivantes.

Tableau 10: Perte de transmission (%)

Pays	Perte de transmission (%)
Djibouti	2.33%
Égypte	3.68%
Éthiopie	5.00%
Kenya	4.50%
Rwanda	3.06%
Somalie	4.00%
Soudan du Sud	1.90%
Soudan	4.00%
Tunisie	2.16%
Ouganda	4.78%

Le deuxième facteur pris en compte concerne les actifs de transmission : longueur du réseau de transmission et capacité des sous-stations de transmission (MVA). Les ensembles de données disponibles sont présentés ci-dessous.

Tableau 11: Longueur du réseau de transmission (ckt. km.)

Pays	HV (ckt. km.)	THT (km ckt.)
Djibouti	419	-
Égypte	22,503	22,575
Éthiopie	1,908	-
Kenya	2,672	6,917
Libye	17,365	1,204
Rwanda	1,158	-
Somalie	1,100	-

Pays	HV (ckt. km.)	THT (km ckt.)
Soudan	6,635	-
Tunisie	6,646	210
Ouganda	3,913	606

Note : Le vide ci-dessus indique que les données de ces États membres n'étaient pas disponibles.

Tableau 12: Capacité des sous-stations de transmission (MVA)

Pays	HV (MVA)	THT (MVA)
Djibouti	36	-
Égypte	70,741	118,290
Kenya	5,455	-
Rwanda	999	-
Soudan	5,953	619
Tunisie	13,525	1,600
Ouganda	4,513	1,932

Note : Le vide ci-dessus indique que les données de ces États membres n'étaient pas disponibles.

En général, les pays dont les tarifs de transmission sont les plus bas sont ceux qui disposent de réseaux de transport et de capacités de sous-stations étendus. Le Rwanda, dont le réseau est plus petit, a un tarif de transmission plus élevé que le Kenya et l'Ouganda.

2.7 Tarifs du consommateur final (TCF)

2.7.1 Structure tarifaire

Le tableau ci-après présente un aperçu de la structure tarifaire à travers les Etats membres.

Tableau 13: Structure tarifaire à travers les pays

Pays	Résidentiel et petit commercial	Commercial et industriel
Burundi	2 pièces	2 pièces
Djibouti	3 pièces	3 pièces
Egypte	1 pièce	2 pièces
Erythrée	-	-
Ethiopie	1 pièce	2 pièces
Kenya	1 pièce	2 pièces
Libye	-	-
Rwanda	1 pièce	3 pièces
Somalie	-	-
Soudan du sud	1 pièce	1 pièce
Soudan	1 pièce	1 pièce
Tunisie	2 pièces	2 pièces
Ouganda	1 pièce	2 pièces

Note: L'espace vide ci-dessus indique que l'information n'était pas disponible aux Etats membres

A partir de ce qui précède, il ressort que la plupart des consommateurs résidentiels et petits commerciaux ont en place un tarif à pièce unique. Les consommateurs industriels et gros commerciaux ont adopté un tarif

à deux pièces qui comprend l'énergie et les frais de demande. Une structure tarifaire à trois pièces indique qu'un prix de consommation mensuel est facturé indépendamment de la demande et de la consommation durant le mois.

La conception du tarif reflète la nature des coûts sous-jacents imposés par les clients sur le système:

- Charge de l'énergie (\$\$/kWh) → Coût variable de génération
- Charge sur demande (\$\$/kW) → Coût fixe de réseau
- Charge client (\$\$/client) → Coût service client

Ceci est critique pour la fourniture de bons signaux d'efficacité aux clients.

2.7.2 Tarifs selon le temps de consommation

Dans la pratique, les tarifs selon le temps de consommation sont ci-après dans les pays suivants:

Tableau 14: Tarif selon le temps de consommation

Pays	Tarif selon le temps de consommation
Burundi	-
Djibouti	-
Egypte	Oui
Erythrée	-
Ethiopie	Non
Kenya	Oui
Libye	-
Rwanda	Oui
Somalie	-
Soudan du sud	Non
Soudan	Non
Tunisie	Oui
Ouganda	Oui

Note: L'espace vide ci-dessus indique que l'information n'a pas été disponible aux Etats membres

Egypte, Ethiopie, Kenya, Rwanda, Tunisie et Ouganda ont mis en œuvre les tarifs selon le temps de consommation avec des taux du tarif réduit. C'est pour encourager les clients à passer à la consommation hors pointe. Cela peut aider à aplanir la courbe de charge et réduire les coûts engagés dans la source onéreuse de «pointe» de génération.

2.7.3 Tarifs sociaux et subventionnés

Il existe des tarifs sociaux et subventionnés dans la plupart des pays à divers degré du seuil de survie. Le seuil de survie dans les différents pays se présente comme suit:

Tableau 15: Seuil de vie tarifaire

Pays	Seuil de vie
Burundi	50 kWh
Djibouti	200 kWh
Egypte	50 kWh
Erythrée	-

Pays	Seuil de vie
Ethiopie	50 kWh
Kenya	30 kWh
Libye	-
Rwanda	15 kWh
Somalie	-
Soudan du sud	100 kWh (JEDCO)
Soudan	200 kWh
Tunisie	50 kWh
Ouganda	15 kWh

Note: L'espace vide indique qu'il n'y a pas de données disponibles

Djibouti et le Soudan disposent de l'un des seuils de survie les plus élevés à 200 kWh. L'Ouganda et le Rwanda ont un seuil de survie le plus bas de 15 kWh. Il faut noter qu'il y a très peu d'informations sur la mesure de subvention croisée, ou sur un appui explicite de l'Etat requis pour maintenir les tarifs sociaux.

Ci-après, des suggestions clés:

- La mise en place du bon seuil de consommation est importante sinon les bénéficiaires de la subvention ont tendance à être diffusés et appréciés également par les classes à revenus plus élevés.
- La conception de la subvention devrait fournir un effet dissuasif important pour les clients pauvres de dépasser le seuil limite de consommation
- Vaut mieux avoir une différente catégorie de consommation pour les clients pauvres que de l'intégrer dans la catégorie résidentielle la plus basse.

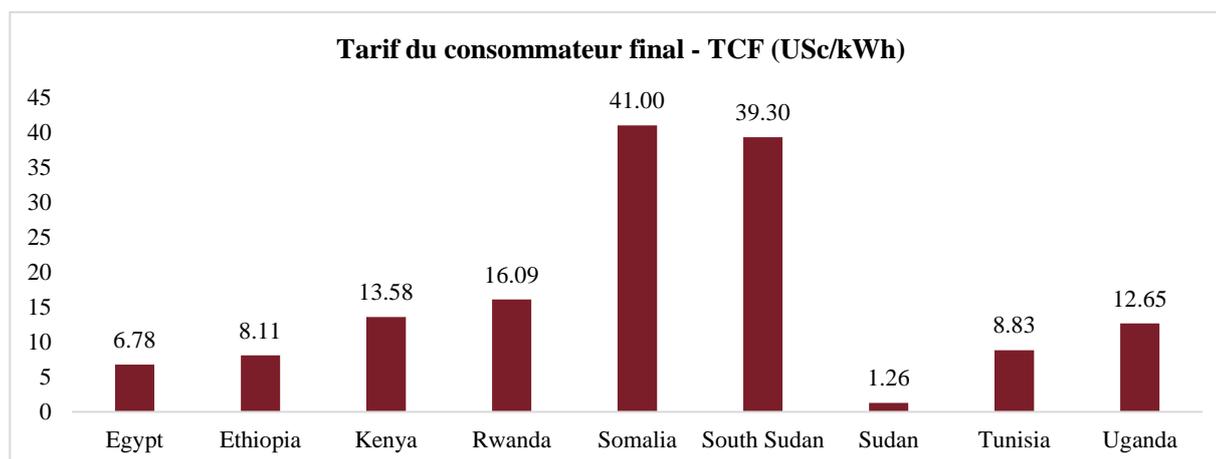
2.7.4 Tarifs du consommateur final (TCF)

Le tableau ci-après présente l'estimation des tarifs du consommateur final (TCF) basée sur les données fournies par les pays respectifs.

Tableau 16: Tarifs du consommateur final (USc/kWh)

Pays	Total (USc/kWh)
Egypte	6.78
Ethiopie	8.11
Kenya	13.58
Rwanda	16.09
Somalie	41.00
Soudan du sud	39.30
Soudan	1.26
Tunisie	8.83
Ouganda	12.65

Figure 7: Tarif du consommateur final (USc/kWh) à travers les pays spécifiés



A partir de ce qui précède, on voit que la Somalie et le Soudan du sud ont l'un des TCF les plus élevés, pour l'essentiel à cause du coût élevé de la génération à base du diesel. L'Ethiopie et l'Ouganda ont un tarif bas à cause du coût réduit de la génération de l'hydro électricité. Par ailleurs, il faut noter que ce qui précède n'est qu'à des fins représentatives, une comparaison directe paire à paire des tarifs ne saurait être entreprise étant donné qu'en général il existe une composante de subvention sous-jacente sur laquelle il existe peu d'informations.

Il faut également préciser que ce qui précède n'est qu'à des fins représentatives et la comparaison paire à paire directe ne peut être effectuée dans la mesure où en général il y a une composante de subvention sous-jacente sur laquelle il existe très peu d'informations.

2.7.5 Impôts et taxes

Dans certains pays, des taxes supplémentaires sont prélevées sur le TCF. Les détails afférents basés sur les informations disponibles sont les suivants:

Tableau 17: Impôts et autres taxes sur les TCF

Pays	Impôts et autres taxes
Burundi	TVA à 18%
Djibouti	-
Egypte	-
Erythrée	-
Ethiopie	Taxe de régulation
Kenya	TVA à 16%, Impôt REP à 5% du produit des ventes par unité et Impôt EPRA à 3 cents du Kenya /kWh
Libye	-
Rwanda	TVA à 18% et frais de régulation 0,3%
Somalie	-
Soudan du sud	-
Soudan	Zéro TVA
Tunisie	TVA à 18%
Ouganda	TVA à 18%

Note: L'espace vide indique que l'information n'est pas disponible aux Etats membres

2.7.6 Principaux facteurs sous-jacents

Les principaux facteurs sous-jacents du tarif du consommateur final analysés sont les suivants:

- Pertes de distribution
- Longueur du réseau de distribution
- Qualité des normes de service – SAIDI et SAIFI

Le même s'applique au tableau ci-après:

Tableau 18: Pertes de distribution (%)

Pays	Perte de distribution (%)
Burundi	19.00%
Djibouti	17.34%
Egypte	21.39%
Erythrée	23.00%
Ethiopie	17.00%
Kenya	18.00%
Libye	16.90%
Rwanda	17.07%
Somalie	17.50%
Soudan du sud	20.00%
Soudan	20.50%
Tunisie	16.54%
Ouganda	17.35%

Les détails de la longueur du réseau de distribution sur base des informations disponibles sont présentés ci-après:

Tableau 19: Longueur du réseau de distribution (ckt. km.)

Pays	LV	MV
Djibouti	640	399
Egypte	232,516	330,290
Ethiopie	60,704	54,300
Kenya	83,245	217,784
Rwanda	18,726	10,777
Soudan du sud	695	252
Tunisie	125,042	64,614
Ouganda	31,090	34,038

SAIDI et SAIFI pour les pays sélectionnés se présentent comme suit:

Tableau 20: SAIDI et SAIFI

Pays	SAIFI	SAIDI
Djibouti	28.7	17.11
Egypte	1.28	107.40
Kenya	44.91	8.37
Rwanda	29.32	14.69
Soudan	14.00	58.60

Les lourdes pertes de distribution et la mauvaise performance liées à SAIDI et SAIFI suggèrent que les tarifs devraient être élevés pour permettre à la société utilitaire d'investir dans les améliorations du réseau et prendre des mesures de réduction de perte de sorte à accroître l'efficacité opérationnelle. Tout en relevant les tarifs, des considérations socio-politiques entrent également en jeu, ce qui rend difficile l'augmentation des tarifs.

3 Evaluation du coût de réfectivité des tarifs

Sur la base de l’outil cadre d’évaluation du coût de réfectivité (CRAFT) discuté et élaboré dans le «Rapport cadre» de Workstream 2, nous avons rempli le modèle de coût de service pour les Etats membres sur la base des informations disponibles et selon les discussions qui se sont tenues lors de l’atelier d’Addis-Abéba tenu du 18 au 20 septembre 2024. Une discussion et formation détaillées sur le modèle de coût de service ont été dispensées aux Etats membres participants durant cet atelier au cours duquel tous les points de données et d’informations requis pour mettre à jour le modèle, ont été expliqués en détail. Par ailleurs, il y a eu l’examen des modèles sur base des données partagées par les Etats membres participants durant l’atelier. La plupart des Etats membres ne disposaient pas des données complètes requises pour la mise à jour du modèle de coût de service. Une période additionnelle d’une semaine a été accordée aux Etats membres pour fournir au moins les points de données critiques pour la mise à jour du modèle. Cependant, des points de données critiques ont été disponibles seulement pour le Kenya et par conséquent, nous avons mis à jour le modèle de coût de service pour le Kenya et les résultats afférents ont été fournis ci-après. Le Soudan a partagé des informations incomplètes et les exigences des points de données désirés lui ont été expliquées à nouveau. Le Burundi aussi a partagé le projet de modèle de coût de service – cependant, des données critiques telles que la catégorie de consommateur – demande de charge sage, dépréciation des actifs financés par subvention, facteur de coïncidence, etc. n’étaient pas disponibles. L’exigence de données complètes leur a été expliquée tout en demandant des informations complètes.

Tout en mettant à jour le modèle pour le Kenya, nous nous sommes basés sur les données disponibles et d’autres intrants fournis par l’Etat membre lors de l’atelier, pour arriver aux résultats du coût de service pour le pays.

3.1 Résultats de l’évaluation de réfectivité du coût

Nous avons mené l’évaluation de réfectivité du coût pour la *Kenya Power and Lighting Company (KPLC)* qui est la principale compagnie de distribution au Kenya. Nous nous sommes basés sur les données disponibles dans leur plus récent rapport annuel (pour l’exercice financier clos au 30 juin 2023) et d’autres données techniques fournies par l’Etat membre participant lors de l’atelier d’Addis-Abéba.

Tel qu’il est détaillé dans le Rapport cadre, les points de données fournis se trouvent sur les quatre premières fiches du modèle – «RR», «Client», «Perte» et «Actifs». Nous avons détaillé les points de données essentiels dans les tableaux ci-après et par conséquent, nous sommes arrivés aux résultats de coût de service pour la KPLC. Les points de données mis en exergue par la couleur bleue sont les intrants pour arriver aux résultats de coût de service.

Les points principaux d’intrants pour la fiche «RR» liés à l’exigence des revenus de la société utilitaire sont élaborés tel qu’ils se présentent ci-après.

Tableau 21: Exigence de revenus annuels à partir des tarifs (KPLC)

No.	Exigence de revenus annuels	Valeur (millions de Kshs)
A	Dépenses	180,271
	Carburant, eau, produits chimiques	0
	Achat d’électricité	143,576

No.	Exigence de revenus annuels	Valeur (millions de Kshs)
	<i>Charge capacitaire</i>	115,482
	<i>Charge d'énergie</i>	28,094
	Charge de transmission	0
	Entretien	1,313
	Coûts du personnel	15,853
	Administration & amortissements généraux encourus	2,239
	(excl. actifs CGF)	15,506
	<i>Total de l'amortissement (tous les actifs)</i>	15,506
	<i>Moins: Amortissement sur les actifs CGF</i>	0
	Intérêts & frais de financement	0
	Provision pour mauvaises créances	1,785
B	Revenus des sources non-tarifaires liés aux affaires d'électricité	9,096
	Intérêts sur la caution de sécurité des clients	0
	Charges de reconnexion	962
	Location de compteurs	126
	Pénalités, amendes, divers, etc.	8,008
C	Retour sur la base d'actifs régulée	30,714
	Taux	10.50%
	BAR	292,514
D	Revenu à recouvrer à partir des tarifs (A - B + C)	201889

Le revenu à partir des sources non tarifaires a été déduit pour arriver au revenu requis pour la société électrique. La base d'actifs régulés (BAR) a été calculée à partir des données disponibles au Bilan de la société électrique afférentes aux actifs immobilisés. Les actifs nets financés par la société électrique et après ajustement pour les travaux financiers en cours et le fonds de roulement net, ont été examinés pour arriver au BAR. Le revenu sur le BAR à 10,5% a été examiné comme ayant été permis par le régulateur pour le retour sur les actifs et fourni par l'Etat membre participant durant l'atelier.

Un autre point de données examiné sur la fiche "RR" c'est l'effectif des employés de 10018 selon le rapport annuel.

Sur la fiche "Client", quatre catégories de clients ont été examinées – résidentiel, petit commercial, commercial & industriel et allumage public. La catégorie de ventes d'énergie, le nombre de clients et le revenu par catégorie ont été examinés comme étant disponibles dans le rapport annuel. Il a été examiné des hypothèses appropriées pour le facteur de charge et le facteur de coïncidence basés sur les intrants reçus durant l'atelier d'Addis-Abéba auprès de l'Etat membre participant. Le même est présenté ci-après.

Tableau 22: Données par catégories de consommateurs (KPLC)

Nom de la catégorie	Géographie	Niveau de tension	Facteur de charge	Facteur de coïncidence	Effectif de clients	Ventes annuelles d'énergie
<i>Entrées à séparer pour le client de la même catégorie de consommation mais avec des installations dans différentes zones géographiques (urbain par rapport au rural)</i>	<i>Urbain/rural?</i>	<i>Connecté à quelle tension?</i>	<i>%</i>	<i>(entre 0 à 1)</i>	<i>Nombre</i>	<i>GWh</i>
Résidentiel	Urbain	LV	34%	0.95	6,646,169	2,798.00
Petit commercial	Urbain	MV	40%	0.10	327,293	1,504.00
Commercial et industriel	Urbain	HV	40%	0.10	4,081	5,137.00
Allumage public	Urbain	LV	45%	0.20	20,501	99.00

Tableau 23: Catégorie de consommateur – selon la répartition judicieuse des revenus (KPLC)

Nom de la catégorie	Charge d'énergie	Charge demandée	Charge fixe	Total
<i>Entrées à séparer pour le client de la même catégorie de consommation mais avec des installations dans différentes zones géographiques (urbain par rapport au rural)</i>	<i>Million de KSh</i>	<i>Million de KSh</i>	<i>Million de KSh</i>	<i>Million de KSh</i>
Résidentiel	57,057.00	0.00	0.00	57,057.00
Petit commercial	34,811.00	0.00	0.00	34,811.00
Commercial et industriel	68,219.36	29,376.64	0.00	97,596.00
Allumage public	948.00	0.00	0.00	948.00

Aucune charge fixe n'est actuellement prélevée sur les catégories de consommateur et le même n'a pas été examiné.

Les hypothèses clés liées à la fiche de la «Perte» se présentent comme suit:

Tableau 24: Demande d'énergie et données de perte (KPLC)

Demande d'énergie	GWh	11,632.00
Perte technique	GWh	1,046.88
Consommation d'énergie (1-2)	GWh	10,585.12
Perte non technique	GWh	1,046.88
Vente d'énergie (3-4)	GWh	9,538.24

Perte technique comme % de la demande d'énergie du système	9.00%
Perte non technique comme % de la demande d'énergie du système	9.00%

Perte HV comme % de la demande d'énergie au niveau HV	3.65%
Perte MV comme % de la demande d'énergie au niveau MV	4.00%
Perte LV comme % of de la demande d'énergie au niveau LV	10.24%

Une demande de pointe de 2149 MW a été examinée pour arriver à l'équilibre correspondant d'électricité du pays.

Sur la prochaine fiche "Actifs" – hypothèses appropriées liées à la ventilation fonctionnalisée des actifs ont été examinées en l'absence de points de données exacts. Cette ventilation permet de séparer les actifs en divers SBU – génération, réseau HV, réseau MV urbain, réseau MV rural, réseau LV urbain et réseau LV rural. Cette ventilation des actifs permet de fonctionnaliser les actifs fixes nets et puis arriver à la base d'actifs régulés. Les hypothèses détaillées ont été présentées dans le modèle qui est soumis avec.

Puis, le modèle calcule automatiquement les dépenses fonctionnalisées pour les attribuer aux coûts liés à l'énergie, à la demande et aux clients. Les dépenses sont examinées sur une base nette, après réduction du revenu non tarifaire recouvré auprès des consommateurs. Tel qu'il est détaillé dans le Rapport cadre, le modèle calcule automatiquement le RAB lié à la demande et aux dépenses liées à la demande, réattribuées aux niveaux HV, MV et LV. En appliquant le taux de rendement au RAB et en l'ajoutant aux dépenses, on obtient le revenu final réattribué parmi les niveaux HV, MV, LV. Les résultats finaux de l'exercice sont présentés ci-après.

Tableau 25: Résultats du coût de service pour KPLC

No.	Nom de la catégorie	Niveau de tension	Pourcentage de recouvrement des coûts (%)
1	Résidentiel	LV	36%
2	Petit commercial	MV	283%
3	Commercial et industriel	HV	475%
4	Allumage public	LV	22%

Tel qu'il ressort du tableau susvisé, les données sur l'évaluation de la réflectivité du coût montrent que la catégorie résidentielle et la catégorie d'allumage public, sont lourdement subventionnées par les catégories de consommateurs commerciaux et industriels. Actuellement, le recouvrement des coûts auprès de la catégorie résidentielle et de la catégorie d'allumage public est très nominal, et leur écart de recouvrement est pris en charge par la catégorie commerciale et industrielle. Une transition graduelle à l'approche de coût de service devrait être adoptée pour éviter toute sorte de choc tarifaire vers les catégories de consommateurs sensibles.

4 Conclusion

A partir de l'analyse comparative des diverses composantes tarifaires, il est évident que non seulement les cadres tarifaires sont différents dans différents pays, mais aussi le tarif du consommateur final varie selon les zones géographiques. Les principaux facteurs contribuant à la grande variation du tarif du consommateur final sont en partie dus à la différence du coût de production entre les Etats membres. Une large part de l'énergie hydraulique permet en général de maintenir bas le tarif de génération, ce qui a un impact conséquent sur la chaîne de fourniture de l'électricité.

La région a une grande diversité dans les ressources et coûts de génération, ce qui peut entraîner des avantages potentiels importants du commerce transfrontalier de l'électricité. Les pays excédentaires pourraient obtenir des revenus supplémentaires grâce à l'exportation d'électricité et dans les pays déficitaires, l'écart de demande pourrait être comblé au coût le plus bas disponible grâce à l'importation d'électricité. Il est important d'assurer un accès ouvert aux réseaux de transmission pour les flux internationaux afin de réaliser ces gains.

Dans la plupart des pays ayant des entités verticalement intégrées, les processus de comptabilité des coûts ne séparent pas les coûts liés aux activités de génération, de transmission et de distribution. L'introduction des systèmes comptables régulateurs dotés d'exigences d'élaboration de rapports sur les coûts par activité et par services, améliorerait la compréhension des enjeux clés par les sociétés utilitaires tout comme les régulateurs.

Comme partie intégrante du présent rapport, pour les diverses composantes tarifaires, il n'existe que des informations limitées. Nous nous sommes basés sur les données disponibles et d'autres documents publiquement disponibles pour fournir les résultats susvisés. L'écart de données suggère qu'il faut se focaliser sur le rôle des systèmes de gestion des informations de régulation dans l'application de la régulation des tarifs, pour que les informations employées soient adéquates et fiables afin de mettre en œuvre correctement les modèles et cadres tarifaires de régulation.

De plus, les données basées sur l'évaluation de la réfectivité du coût, montrent que le recouvrement des coûts auprès du résidentiel et de l'agriculture, est tout à fait nominal, et leur écart de recouvrement de coûts est pris en charge par la catégorie commerciale et industrielle. Les résultats de l'exercice démontrent que la rationalisation du tarif pris en charge par chaque classe de consommateur en proportion du coût pour servir chaque catégorie, devra requérir des efforts concertés déployés par toutes les parties prenantes concernées, surtout les organes nationaux et régionaux de régulation. Cela requiert une approche judicieuse et prudente afin de ne pas entraîner de choc tarifaire tout en rationalisant les tarifs entre les catégories de consommateurs.

5 Annexe 1

Les tableaux ci-après présentent les aspects suivants en détail pour les Etats membres du COMESA spécifiés:

1. Présence/absence d'un organe de régulation
2. Structure du marché
3. Capacité totale installée

5.1 Présence d'un organe de régulation

Le tableau ci-après démontre la présence/absence d'organes de régulation dans les pays respectifs de notre étude.

Tableau 26: Structure de régulation: Evaluation comparative

	Burundi	Djibouti	Egypte	Erythrée	Ethiopie	Kenya	Libye	Rwanda	Somalie	Soudan du sud	Soudan	Tunisie	Ouganda
Est-ce qu'il existe une agence distincte de régulation qui est opérationnelle?	Oui AREEN	Non ARMD est créée en 2020 mais elle n'est pas opérationnelle	Oui EgyptERA	Non Comité de régulation de l'électricité (ERC) est une unité au sein du Ministère	Oui PEA	Oui EPRA	Non <i>L'Autorité de régulation du secteur électrique et énergétique n'est pas encore créée</i>	Oui RURA	Non <i>L'Autorité nationale de l'électricité (NEA) a été récemment créée mais n'est pas encore opérationnelle</i>	Non <i>Un projet de loi a été proposé en de la création d'un organe de régulation</i>	Oui ERA	Non	Oui ERA
Est-ce que le régulateur est financièrement et administrativement indépendant du gouvernement?	Non Toutes les décisions clés doivent requérir l'approbation du Ministère.	Non Toutes les décisions clés requièrent l'approbation du Ministère.	Oui	--	Non Toutes les décisions clés requièrent l'approbation du Ministère.	Oui	--	Oui	--	--	Non Entièrement financée par des dotations budgétaires	--	Oui

Note: AREEN = Autorité de Régulation des secteurs de l'Eau potable et de l'Énergie / ARMD = Autorité de régulation multisectorielle de Djibouti / EgyptERA = Egyptian Electric Utility & Consumer Protection Regulatory Agency / PEA = Petroleum & Energy Authority / EPRA = Energy and Petroleum Regulatory Authority / RURA = Rwanda Utilities Regulatory Authority / ERA = Electricity Regulatory Authority

5.2 Structure du marché

Le tableau ci-après présente une évaluation comparative de la structure générale du marché et l'état du dégroupage et de la concurrence entre les différents segments de la chaîne de valeur du secteur d'électricité.

Tableau 27: Structure du marché: Evaluation comparative

	Burundi	Djibouti	Egypte	Erythrée	Ethiopie	Kenya	Libye	Rwanda	Somalie	Soudan du sud	Soudan	Tunisie	Ouganda
Structure générale du marché													
	<i>Regroupé mais les IPP sont permis; Pleine concurrence permise selon la nouvelle loi sur l'électricité</i>	<i>Regroupé mais les IPP sont permis</i>	<i>G T D dégroupé, IPP permis</i>	<i>Regroupé mais IPP permis</i>	<i>G+T et D dégroupé, IPP permis</i>	<i>Transition vers une structure pleinement dégroupée, IPP permis</i>	<i>Regroupé, les IPP ont commencé par investir</i>	<i>Regroupé avec séparation d'infra planification & fonction de développement, IPP sont permis</i>	<i>Mini-réseaux isolés exploités par des particuliers</i>	<i>Mini-réseaux isolés exploités par des particuliers</i>	<i>G T D dégroupé, IPP permis</i>	<i>Regroupé mais les IPP sont permis</i>	<i>G T D dégroupé, IPP permis</i>
Dégroupage, concurrence													
G	Non, il existe des IPP	Non, mais il existe des IPP	Oui, il existe des IPP	Non, mais il existe des IPP	G+T dégroupé, il existe des IPP	Oui, il existe des IPP	Non, il existe des IPP	Non, mais il existe des IPP	Les IPP existent	Les IPP existent	Oui, les IPP existent	Non, les IPP existent	Oui, les IPP existent
SO	Non	Non	Non	Non	Non	En cours	Non	Non	--	--	Non	Non	Non
T	En cours	Non	Oui	Non	G+T dégroupé	Oui	Non	Non	--	--	Oui	Non	Oui
D	En cours	Non	Oui	Non	Oui	Oui	Non	Non	--	--	Oui	Non	Oui

	Burundi	Djibouti	Egypte	Erythrée	Ethiopie	Kenya	Libye	Rwanda	Somalie	Soudan du sud	Soudan	Tunisie	Ouganda
RS	En cours	Non	Non	Non	Non	En cours	Non	Non	--	--	Non	Non	Non

Note: G = Génération, SO = Opérations du système, T = Transmission, D = Distribution, RS = Fourniture en détail

5.3 Capacité générale installée

Le tableau ci-après présente les détails de la capacité installée à travers les pays respectifs de notre étude.

Tableau 28: Capacité générale installée

Capacité installée	Burundi	Djibouti	Egypte	Erythrée	Ethiopie	Kenya	Libye	Rwanda	Somalie	Soudan du sud	Soudan	Tunisie	Ouganda
Thermique	38	123	53770	230		703	7525	59	300	248	1351	5,656.00	100
Large Hydro (> 10 MW)	50		2832		4820	872		63			2251	62	1300
Solaire	8	0.40	1859	10		368		12		40	150	20.00	88
Vent			1633		404	436		0				229	
Petit Hydro (<= 10 MW)			-					58					211
Cogénération/ biomasse	4		-		25	108	4705	0					148
Géothermique			-		7	944		0					
Divers			-			84		117				25	
Importation et hors de service	16					200	620						
Total (MW)	116	123	60094	240	5257	3713	12850	308	300	288	3752	5992	1848

Note: Burundi: 16 MW importation; Kenya: 200 MW importation; Rwanda: 46 MW importations; Libye: 620 MW hors de service

%age du mixage comme suit.

Technologie	Burundi	Djibouti	Egypte	Erythrée	Ethiopie	Kenya	Libye	Rwanda	Somalie	Soudan du sud	Soudan	Tunisie	Ouganda
Thermique	38%	100%	89%	96%	0%	22%	100%	57%	100%	86%	36%	94%	5%
Hydro	50%	0%	5%	0%	92%	25%	0%	39%	0%	0%	60%	1%	82%
Renouvelable	12%	0%	6%	4%	8%	53%	0%	4%	0%	14%	4%	5%	13%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

6 Annexe 2: Détails liés au tarif pour les Etats membres du COMESA

Les sections ci-après présentent d'autres détails sur le mécanisme d'approbation du tarif, la méthodologie du tarif, la révision du tarif, les frais de passage, la structure du tarif, le tarif de survie et les systèmes de compteurs prépayés dans chacun des Etats membres du COMESA selon les informations disponibles. Par ailleurs, nous avons essayé d'enregistrer tout tarif spécial tel que celui pour les véhicules électriques ou les industries dans les Etats membres spécifiés.

6.1 Burundi

Les tarifs sont fixés par l'agence de régulation après l'approbation du Ministère.

Les tarifs sont fixés par AREEN après approbation du Ministère. Une commission ministérielle comprend les représentants des diverses parties prenantes, y compris REGIDESO. Les tarifs élaborés par la commission sont alors présentés au Parlement par le ministre.

La loi donne à AREEN l'autorité de définir des méthodologies *ex-ante* pour les tarifs du réseau de transmission et la distribution pour les projets d'infrastructures transfrontaliers.

Méthodologie du tarif

Il n'y a en place aucune méthodologie pour déterminer les tarifs ni une étude sur le coût de service. Les tarifs de l'électricité produite par REGIDESO sont fixés par rapport aux prix des pays voisins et proviennent du résultat des négociations avec le secteur privé, selon ce que vend REGIDESO.

Quant à la fixation du prix pour les producteurs indépendants, le contrat PPP et le contrat d'achat d'électricité déterminent les taux à appliquer et s'ils sont constants, linéaires ou décroissants. Pour l'instant, il n'existe pas de gestionnaire d'électricité indépendant au Burundi dans le cadre d'un contrat PPP, à l'exception de certains opérateurs de mini réseaux isolés dont le tarif diffère de celui appliqué sur le réseau interconnecté.

En plus des impôts fixes prélevés sur les consommateurs, une Taxe à la valeur ajoutée (TVA) de 18% s'applique.

Périodicité des révisions tarifaires

La dernière révision tarifaire a eu lieu en 2017. Plus tôt, les tarifs étaient révisés en 2011 et 2012. Actuellement, le pays est sur le point de définir de nouveaux tarifs, qui seront en vigueur probablement à la fin de cette année.

Systèmes de compteur prépayé

Au Burundi, il existe deux formes de paiement, dont le système de prépaiement pour ceux qui disposent déjà de compteurs intelligents et le système de post-paiement pour ceux qui ont des compteurs traditionnels.

6.2 Djibouti

Les tarifs sont fixés après approbation du Parlement

Les tarifs d'électricité sont fixés par la résolution du Conseil d'administration d'EDD, puis approuvés par le Conseil des ministres et finalement transmis au Parlement pour approbation finale.

Méthodologie des tarifs

L'Ordonnance No. 2016-199PRMERN a défini la méthode de calcul appliquée depuis le 1^{er} janvier 2017, comme suit:

$$\text{Erf} = \text{Ere} \times [\text{tge}(\text{phi}) - \text{tgr}(\text{phi})]$$

Erf = Energie réactive facturée

Ere = Energie réactive enregistrée

tge (phi) = phi tangent enregistré

tg, (phi) = phi tangent de référence = 0,48

L'étude sur le coût de service n'est pas encore menée.

Périodicité des révisions tarifaires

Une révision tarifaire a eu lieu en 2020 durant le COVID -19 précisément à l'intention des consommateurs résidentiels. Plus tôt, les tarifs ont été révisés en 2016. L'irrégularité dans la fixation des tarifs fait qu'il est difficile de couvrir le coût des carburants chers importés, ce qui fait que le secteur dépend des subventions du gouvernement.

Système tarifaire en trois phases

Le pays a en place un système tarifaire en trois phases. Les consommateurs doivent payer une redevance de demande et d'énergie selon leur niveau de consommation. Il existe un tarif séparé pour les consommateurs de basse tension, de la tension moyenne et de la haute tension.

Le Conseil d'administration peut, sur proposition du Directeur de l'électricité de Djibouti, accorder des contrats d'approvisionnement spécifiques plus avantageux aux grands consommateurs ou à ceux qui prennent des mesures pour réduire leur consommation d'électricité durant les heures de pointe

Seuil du tarif social

La bande du tarif social réservée aux abonnés résidentiels avec une puissance d'abonnement de 1 kVA, est de 200 kWh par mois selon le tarif disponible.

6.3 Egypte

La méthodologie tarifaire adoptée est l'approche coût plus, selon laquelle un taux de rendement spécifié est donné sur la base de l'actif de régulation. Les principales composantes faisant partie du revenu requis de la société, comprennent les dépenses de carburant, les frais opérationnels, les intérêts et charges financières, l'amortissement et les taxes. La formule du coût moyen pondéré standard du capital a été adoptée.

Le tarif est révisé régulièrement et est mis à jour chaque année sur le site web de l'agence de régulation. L'approche du coût de service pour chaque segment de la chaîne d'approvisionnement d'électricité à travers la génération, la transmission et la distribution, a été adoptée. Des tarifs séparés ont été déterminés pour la génération, la transmission et la distribution selon leurs composantes de coût respectives. L'approche de

coût de service comprend le coût standard de fonctionnalisation, le coût de classification et l'approche d'attribution de coût.

Un tarif spécial de véhicule électrique a été récemment introduit. Pour la catégorie de consommateur résidentiel, le tarif de survie est de jusqu'à 50 kWh (selon le tarif de 2021). L'augmentation de l'approche tarifaire par blocs a été adoptée pour toutes les catégories de consommateurs (selon la consommation et le profil de charge).

Les principales catégories de consommateurs comprennent – résidentiel, agricole, commercial, industriel, allumage public, installations d'Etat et installations publiques. Le système de compteur prépayé existe dans le pays.

6.4 Erythrée

Les tarifs sont fixés par le Département de l'Energie mais ils ne couvrent pas les coûts de production. Ils sont périodiquement révisés par le MoEM suite aux demandes par la CEE.

Les importantes pertes du système (estimées à 23%) et la dépendance excessive des produits pétroliers, du carburant et du diesel pour la génération d'électricité, se traduisent par des coûts de production élevés estimés à 0,20 USD par kWh et avec un tarif moyen fixé à 0,17 USD, le secteur ne peut pas générer de revenus adéquats pour couvrir son développement et ses obligations récurrentes¹.

6.5 Ethiopie

Indépendance limitée de l'agence de régulation dans la fixation des tarifs

L'Autorité éthiopienne de l'énergie (EEA) fait rapport au Ministère de l'Eau, de l'Irrigation et de l'Energie. Tous les tarifs ont été approuvés par le gouvernement avant leur ratification. Ce qui limite l'indépendance fonctionnelle de l'agence de régulation.

Tarif à partie unique pour les consommateurs résidentiels et commerciaux

Les consommateurs résidentiels doivent payer pour l'énergie selon leur consommation. De plus, les consommateurs résidentiels doivent payer des frais de service. Les frais de service varient en fonction de si le consommateur a adopté le régime de tarif prépayé ou post-payé. La catégorie générale (commerciale) a un taux forfaitaire d'énergie qui lui est appliqué.

Tarif en deux temps pour les consommateurs industriels et les gros consommateurs

Les consommateurs industriels et les gros consommateurs, outre les frais d'énergie, doivent payer les frais de demande. Ces consommateurs ont un taux forfaitaire qui s'applique à eux. Les frais de service sont applicables en fonction de si le consommateur a opté pour un régime prépayé ou post-payé.

Seuil du tarif de survie

La bande du tarif de survie pour les consommateurs résidentiels est de 50 kWh par mois selon le tarif. Le tarif pour cette catégorie n'a pas été révisé selon le dernier programme.

¹ Source: Rapport d'évaluation du projet solaire de Dekemhare de 30 MW par la BAD

Tarifs prépayés

Les tarifs prépayés existent dans le pays avec la part des consommateurs prépayés à 20%.

6.6 Kenya

Seuil du tarif de survie

Durant la période à l'étude, l'Autorité a accordé l'approbation au tarif d'électricité en détail pour la quatrième période de contrôle des tarifs allant de 2022/23 à 2025/26, à compter du 1^{er} avril 2023.

Une des principales modifications sous le nouveau tarif a été la réduction de la bande de survie de 100 kWh à 30 kWh. Cet ajustement a été mis en œuvre afin d'apporter un soulagement aux clients à faibles revenus, particulièrement ceux dont les salaires sont bas, qui constituent environ 71,31% de l'effectif total des clients.

D'autre part, la restructuration des tarifs a introduit la catégorie 2 des clients résidentiels, couvrant les consommateurs qui utilisent entre 31 kWh et 100 kWh d'électricité. Cet ajustement a été effectué pour encourager les pratiques de cuisson électriques et propres, ce qui est conforme à l'engagement du Kenya aux efforts d'atténuation du changement climatique. Selon EPRA, la recherche a suggéré qu'en moyenne des unités de 41 kWh sont utilisées dans la cuisson électrique par les familles qui ont adopté cette approche.

Régime tarifaire multi-annuel

Le cadre juridique du Kenya prévoit un régime tarifaire multi-annuel de trois ans, ce qui fournit diverses incitations à travers les indicateurs de performance clés pour rendre efficaces les sociétés utilitaires.

Frais de passage

En plus des tarifs de base, l'Autorité a permis des frais de passage mensuels qui sont transférés aux consommateurs par les sociétés utilitaires en réaction aux fluctuations dans des composantes de coûts spécifiques. Ces frais de passage expliquent les variations dans la redevance énergétique sur le carburant, sur les ajustements des fluctuations des taux de change, sur les ajustements de l'inflation et les contributions à l'Autorité des ressources hydrauliques.

Tarif au temps de consommation (TTC)

Le tarif TTC cible les consommateurs commerciaux et industriels dans l'objectif de les sensibiliser à consommer l'électricité durant les heures hors pointe. Il prévoit un tarif réduit de 50% sur les frais durant les périodes hors pointe (22h00 à 6h00 durant les jours de semaine, 14h00 à 8h00 les samedis et toute la journée du dimanche et durant les jours fériés) en partant du principe que les seuils de la consommation d'électricité sont atteints.

Dans la récente notification, l'agence de régulation a étendu le tarif du temps de consommation pour inclure les catégories de petits clients commerciaux, portant ainsi l'éligibilité au-delà des clients commerciaux et industriels.

Structure tarifaire

Partie unique – il existe des frais d'énergie pour les catégories résidentielles et de petits consommateurs commerciaux. Le tarif à deux volets comprenant les frais de demande et les frais d'énergie, existe pour la catégorie de grands consommateurs commerciaux et industriels.

Tarif spécial introduit pour l'e-mobilité

Dans la perspective d'encourager le transport d'électricité, l'Autorité a mis en œuvre un tarif spécial pour l'e-mobilité à compter du 1^{er} avril 2023.

6.7 Libye

Peu d'informations étaient disponibles.

6.8 Rwanda

La dernière révision du tarif a eu lieu en 2020.

Le tarif actuellement en place a été notifié en 2020.

Périodicité de l'ajustement du tarif

Les tarifs des consommateurs finaux sont ajustés trimestriellement conformément à la méthodologie du tarif électrique et un tel ajustement est approuvé par le Directeur général de RURA.

Seuil du tarif de survie pour les consommateurs résidentiels

Le seuil du tarif de survie a été fixé à 15 kWh.

Les catégories non industrielles ont en place un tarif unique.

Les catégories non industrielles ne paient que les frais d'énergie applicables.

La catégorie industrielle a en place un tarif à trois volets

La catégorie industrielle est répartie en trois parties – petite, moyenne et grande selon leur niveau de consommation. Les consommateurs industriels paient mensuellement les frais d'énergie, de demande et de service client (avec des compteurs intelligents). Au Rwanda, **afin d'encourager les grandes industries, le tarif des grandes industries est plus bas que le tarif des petites et moyennes industries.** De même, les industries moyennes paient moins que les petites industries.

Les industries paient les frais de demande sur la base du **temps de consommation** de la journée. De plus, les clients industriels sans compteurs intelligents sont facturés aux taux forfaitaires jusqu'à l'installation des compteurs intelligents dans leurs concessions afin d'appliquer le tarif du temps de consommation.

Il existe le tarif prépayé dans le pays.

Il est établi un système de tarif prépayé dans le pays.

6.9 Somalie

Récemment, la Réglementation des tarifs d'électricité de 2023 a été publiée de sorte à rationaliser le processus de fixation des tarifs pour les licences et les ESP. Les tarifs doivent être approuvés pour une période d'un an; avec possibilité de révision chaque semestre sur la base de la fluctuation du prix du carburant et du taux de change des devises étrangères. La fixation du tarif se base sur une approche de coût-plus, avec un rendement raisonnable au détenteur de la licence.

La licence est requise pour soumettre la demande pour le tarif annuel et le régulateur suivra le processus de consultation publique et l'invitation des observations des parties prenantes avant l'émission finale du tarif.

La NEA est chargée du processus de détermination du tarif. Les tarifs sont alors approuvés par le Ministère.

En ce qui concerne les coûts par kilowattheure d'électricité, la Somalie a l'un des prix les plus élevés en Afrique. Ce qui est largement dû à la nature fragmentée du secteur électrique du pays.

Il est attendu qu'avec la création de la NEA, la fixation du tarif sera plus rationalisée et une approche uniforme sera adoptée pour la détermination du tarif.

6.10 Soudan du sud

Mécanisme d'approbation du tarif

Le MoED propose les tarifs qui sont alors approuvés par le Conseil des ministres. En l'absence d'un organe de régulation indépendant, le MoED propose les tarifs qui sont finalement adoptés par le Parlement.

Grille tarifaire

Ci-après, la grille tarifaire et les frais afférents, existant actuellement:

Tableau 29: Catégorie de tarif et grille tarifaire – Soudan du sud

No.	Catégorie de consommateur	Tarif (USD/kWh)
1	Consommateur résidentiel utilisant 100 kWh ou moins chaque mois	0.316
2	Consommateur résidentiel utilisant plus de 100 kWh chaque mois	0.336
3	Clients gouvernementaux	0.336
4	Clients commerciaux	0.440
5	Clients industriels	0.450

Source: JEDCO

Les tarifs sont libellés en USD et soumis au taux de change du marché de devises, exposant ainsi le client *aux risques de change des devises étrangères*. Par ailleurs, les clients sont tenus de payer les frais de connexion au compteur, frais de services mensuels, frais de reconnexion, etc. pour couvrir les coûts fixes de service sous-jacents.

Tarifs élevés et coûts de connexion élevés

Les clients de JEDCO paient les tarifs les plus élevés en Afrique subsaharienne à 0,40/kWh. Etant donné que le coût moyen d'approvisionnement dépasse 0,70 USD par kWh, cependant, même ces tarifs élevés ne sont pas adéquats pour un recouvrement complet.

Le tarif de JEDCO couvre ses coûts opérationnels mais pose d'importants défis d'accessibilité, même dans la ville relativement affluente de Juba. En prenant la définition des indicateurs réglementaires de l'énergie durable de la consommation d'électricité au niveau de subsistance de 30 kWh par mois, le coût annuel de la consommation au niveau de subsistance de 114 USD (30 kWh X 12 mois X 31,6c/kWh) est équivalent à presque 20% du revenu national intérieur des ménages pour les 40% des plus pauvres ménages. Les frais de connexion de JEDCO en moyenne sont – 100 USD y compris les frais de demande, compteur/câblage,

poteaux, coûts de la main d'œuvre et autres frais, lesquels contribuent également au caractère inabordable de l'électricité du réseau².

Les tarifs sont élevés à cause de la dépendance vis-à-vis du carburant et des équipements électriques importés qui rendent les tarifs inabordables pour une grande partie de la population. Les projets d'investissement dans la capacité de raffinage nationale ainsi que la génération d'énergie renouvelable à faible coût, permettraient de réduire le coût d'approvisionnement.

Seuil du trafic de survie

JEDCO a maintenu le tarif de survie à 100 kWh – ce qui couvre une grande partie des ménages étant donné que la plupart sont pauvres et consomment en-deçà du niveau du seuil spécifié.

Tarif industriel spécial

JEDCO a maintenu le tarif industriel relativement bas afin d'encourager les clients à consommer plus d'énergie.³

Système de tarif prépayé

Tous les consommateurs de JEDCO sont connectés à travers les compteurs d'énergie prépayés Conlog ou Kein qui sont gérés par un système de gestion de l'information.

Élément de recouvrement des coûts

Selon le projet de loi sur l'Autorité nationale de réglementation d'électricité du Soudan de 2022, l'agence de régulation tout en déterminant les tarifs, est tenue de les fixer pour permettre au détenteur de licence à recouvrer son investissement et tous ses coûts opérationnels, y compris les frais de financement, à travers:

1. Frais d'électricité fournie libellée en kWh
2. Frais commerciaux fixes
3. Loyer ou tout autre frais relatif au compteur électrique ou équipement électrique fourni par la licence de distribution et d'approvisionnement

Le tarif de survie au Soudan est très élevé. La structure tarifaire comprend un tarif de survie bas de 0,7 USD par kWh avec un seuil élevé de 200 kWh par mois. Ce seuil relativement généreux de tarif social se traduit par une consommation élevée par client et augmente également les pertes opérationnelles du secteur ainsi que la subvention requise.

Selon une étude de la Banque mondiale, le tarif social ne soutient pas vraiment les ménages pauvres. Au seuil actuel de 200 kWh par mois, environ la moitié des clients résidentiels tombent dans la catégorie sociale, ce qui est excessivement large. De plus, la plupart de ces clients sont probablement urbains et appartiennent à une tranche relativement aisée de la population, étant donné qu'une large tranche de la population n'a pas accès à l'électricité. En conséquence, le tarif de survie bénéficie à un grand nombre de consommateurs à plus hauts revenus moyennant une perte significative de revenu au secteur d'électricité.

Approche du tarif en bloc

² Source: *Etude diagnostique de la Banque mondiale sur le secteur d'électricité du Soudan du sud 2021*

³ Source: JEDCO - <https://www.jedcopower.com/about/>

Selon la grille tarifaire de 2018, l'approche du tarif en bloc a été adoptée. Le tarif unique pour toutes les catégories de consommateurs est en place. Les principales catégories de consommateurs comprennent les résidentiels, agricoles, industriels, commerciaux, services, écoles, hôpitaux et universités privés, départements d'Etat, tourisme (hôtels) et sociétés de communication, ambassades et organisations.

Manque de révisions régulières du tarif

En 2020, le pays a commencé par mettre en œuvre un programme progressif de trois ans de réforme des prix d'électricité. Cependant, ce programme a suscité des protestations publiques. En janvier 2022, dans le cadre du programme de réforme, les autorités ont augmenté les prix d'électricité de 500% pour la consommation des ménages, suscitant des protestations publiques. Par ailleurs, cette réforme de prix s'est appliquée au secteur industriel. Le coût d'électricité pour le secteur agricole est porté de 1,6 à 9 livres par kW. De nombreux commerces locaux ont dû fermer à cause de cette forte augmentation, sous prétexte qu'elle affectera leurs affaires. Ainsi donc, de long en large le public n'a pas été favorable aux augmentations tarifaires.

Les augmentations tarifaires précédentes ont eu lieu en 2018 et 2016.

Recouvrement de coût inadéquat

Le tarif de détail moyen au Soudan en 2017 était de 0,35 SDG par kWh ou 1,5 USD par kWh. A supposer que le coût marginal du carburant pour la génération thermique résidentielle soit 0,15 USD par kWh, le tarif est très sous-estimé.

Par conséquent, il y a un important sous-recouvrement au moyen du tarif.

Système du tarif prépayé: Il existe le système du tarif prépayé dans le pays.

6.11 Tunisie

Les tarifs sont insuffisants pour couvrir le coût d'approvisionnement. Selon les données disponibles, l'écart entre le prix de vente et le coût d'approvisionnement s'est élargi. Ce problème n'est pas entièrement résolu par les subventions. Le coût moyen d'approvisionnement a augmenté à cause de l'accroissement du prix du gaz naturel importé relevant ainsi les pertes dans le système.

Tableau 30: Prix de vente unitaire d'électricité et coût moyen - Tunisie

No.	Paramètre (en millimes/kWh)	2021	2022 (P)
1	Prix de vente total (à l'exclusion des impôts)	245	273
2	Coût moyen	308.1	440.9
3	Différence	(63.3)	(168.3)

Source: Bulletin du Ministère de l'Industrie, des Mines et de l'Energie de janvier 2024; P- provisoire

Ci-après, les principales catégories de consommateurs.

- Résidentiel LV
- Non-résidentiel LV
- Allumage public LV
- Chauffage d'eau LV

- Chauffage et climatisation (LV)
- Irrigation (LV)
- Irrigation (MV)
- Catégorie HV
- Catégorie spéciale pour les producteurs de ciment

Les principales caractéristiques du système tarifaire sont les suivantes.

Système unique à quatre volets sur base des variations saisonnières

La Tunisie suit un système unique à quatre volets basé sur des variations saisonnières. Selon les variations saisonnières, les consommateurs HV et MV connaissent une variation du taux d'énergie qui leur est facturé.

Ci-après, le système à quatre volets.

Tableau 31: Système à quatre volets - Tunisie

No.	Calendrier de situation	Du 1 ^{er} septembre au 31 mai	Du 1 ^{er} juin au 31 août
1	Jour	7h00 à 18h00	6h30 à 8h30 13h30 à 19h00
2	Pointe au matin d'été	-	8h30 à 13h30
3	Pointe de la soirée	18h00 à 21h00	19h00 à 22h00
4	La nuit	21h00 à 7h00	22h00 à 6h30

Source: STEG website

Augmentation de l'approche de tarif en bloc pour la catégorie LV

Selon la toute récente grille tarifaire, une augmentation de l'approche de tarif en bloc a été adoptée pour la catégorie générale LV. Au cas où un consommateur résidentiel consomme des unités supérieures au seuil spécifié, le tarif supérieur d'énergie s'appliquerait à toute la consommation. Cette approche d'augmentation tarifaire basée sur des unités consommées, est seulement applicable pour le tarif d'énergie de la catégorie générale LV.

De plus, le consommateur LV doit payer la taxe d'électricité mensuelle.

Seuil de tarif de survie

Le seuil de tarif de survie est de 50 kWh pour les consommateurs résidentiels LV.

Prix pour les catégories MV et HV

Les tarifs pour les catégories de consommateurs MV et HV se basent sur la demande et la charge d'énergie. La facturation d'énergie se base sur le système à quatre volets pour ces catégories.

Tarifs pour les cimentiers

Les frais d'énergie sont liés au prix d'achat du gaz naturel. Les tarifs d'énergie suivent un système à quatre volets. De plus, les frais de demande s'appliquent également.

6.12 Ouganda

La société de transmission est régulée selon un régime MYT.

Il y a des incitations pour accroître l'efficacité, réduire les coûts et atteindre la cible de perte d'énergie.

Tarifs en détails du consommateur final

Tarifs de base annuels – au début de l'année calendaire déterminée par l'agence de régulation.

Ajustements tarifaires trimestriels

Les tarifs d'approvisionnement en gros et les tarifs de détail des consommateurs finaux sont soumis à un ajustement trimestriel conformément à la méthodologie de révision tarifaire trimestrielle et les licences pour changements devant être changées, ainsi que les licences pour les modifications dues à l'évolution des coûts du carburant, à l'inflation, aux taux de change et à la répartition, affectent les besoins en revenus et tous les coûts approuvés par l'Autorité, d'où la nécessité d'un ajustement tarifaire trimestriel.

- Change de devises étrangères
- Indice du prix à la consommation
- Prix du carburant
- Génération totale
- Coûts divers

Principales caractéristiques des tarifs du second trimestre de 2024

- Seulement les consommateurs résidentiels dont les consommations ne dépassent pas 100 unités par mois sur base de leur moyenne de six mois, sont éligibles à acheter les 15 premières unités et sont facturés à un tarif de survie de 250 UGX par kWh
- La réduction du tarif en bloc pour les grands et super grands consommateurs industriels, s'applique à l'énergie consommée au-dessus du seuil susvisé

Tarifs du temps de consommation

Les périodes du temps de consommation sont fixées par ERA et peuvent être amendées de temps à autres, au cas où le profil de chargement change. Actuellement, il y a trois périodes de temps: Pointe (cinq heures entre 18h00 et 23h00). Intermédiaire (treize heures entre 5h00 et 18h00) et Hors pointe (six heures entre 23h00 et 5h00). Les tarifs du temps de consommation sont applicables pour les consommateurs commerciaux et industriels.

Structure tarifaire

Partie unique – la charge d'énergie existe pour les consommateurs résidentiels. Le tarif à deux volets couvrant les frais de demande et les frais d'énergie, existe pour les catégories commerciales et industrielles.

----- **Fin du rapport. Cette page est intentionnellement laissée vide** -----

