



## **RAPPORT D'ORIENTATION SUR LA CAPACITÉ DU RÉSEAU POUR L'INTÉGRATION DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIES RENOUVELABLES DANS LE RÉSEAU ÉLECTRIQUE**

**Services de conseil pour mettre en œuvre des cadres réglementaires/techniques harmonisés et des stratégies synthétisées en matière d'énergies renouvelables et d'efficacité énergétique dans la région AfOA-OI**

Préparé pour:



**Projet de Renforcement d'un marché régional durable de l'énergie –  
Afrique orientale et australe & océan Indien (ESREM: AfOA-OI)**



**Un projet financé par l'Union européenne**

Préparé par:

CPCS Ref: 19479  
June 15, 2022

[www.cpcs.ca](http://www.cpcs.ca)



En association avec:

**Multiconsult**



CPCS Ref: 19479  
June 15, 2022

[www.cpcs.ca](http://www.cpcs.ca)

## **Services de conseil pour mettre en œuvre des cadres réglementaires/techniques harmonisés et des stratégies synthétisées en matière d'énergies renouvelables et d'efficacité énergétique dans la région AfOA-OI**

Cette mission vise à appuyer le Marché commun de l'Afrique orientale et australe (COMESA), la Communauté est-africaine (EAC), l'Autorité intergouvernementale pour le développement (IGAD), la Commission de l'océan Indien (COI) ainsi que la Communauté de développement de l'Afrique australe (SADC), dans leurs efforts destinés à promouvoir le développement d'un marché régional durable de l'énergie dans la région Afrique orientale et australe & océan Indien (AfOA-OI).

### **Rapport d'orientation**

Le présent rapport d'orientation aborde les défis d'une intégration accrue des énergies renouvelables variables dans les réseaux électriques de la région et décrit les stratégies requises pour les surmonter. A la lumière de ces stratégies, le document formule des recommandations politiques visant à accroître la capacité des réseaux régionaux à absorber les énergies renouvelables à faible coût telles que l'éolien et le solaire.

### **Remerciements**

L'équipe CPCS salue et remercie les nombreuses parties prenantes consultées, en particulier l'équipe du projet ESREM.

### **Opinions et limites**

Sauf indication contraire, les opinions exprimées ici sont celles des auteurs et ne reflètent pas nécessairement les vues du COMESA, de l'EAC, de l'ESREM, de l'IGAD, de la COI ou de la SADC.

Le cabinet CPCS s'efforce par tous les moyens de **valider les données obtenues auprès de tiers, mais le CPCS ne peut garantir l'exactitude de toutes les données.**

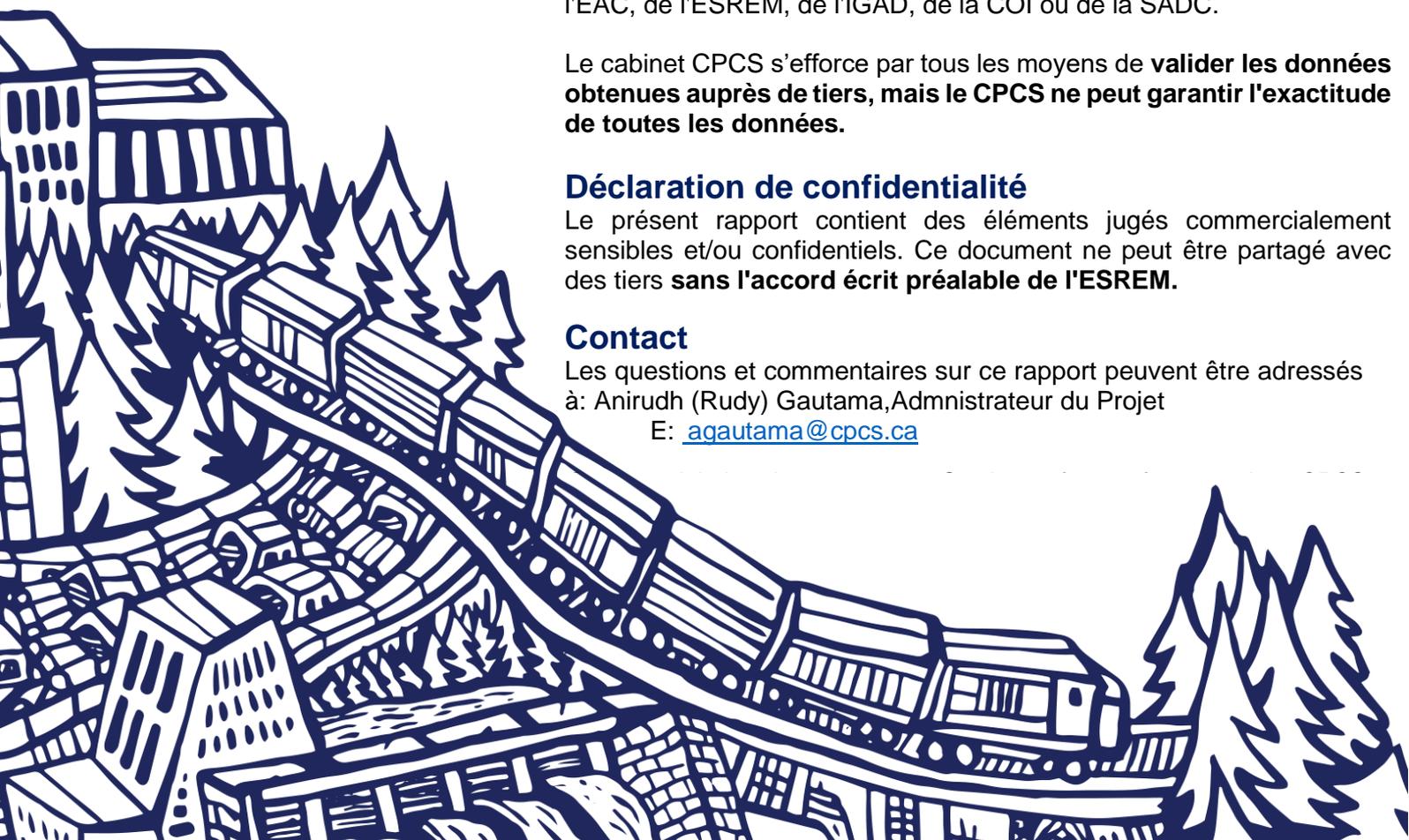
### **Déclaration de confidentialité**

Le présent rapport contient des éléments jugés commercialement sensibles et/ou confidentiels. Ce document ne peut être partagé avec des tiers **sans l'accord écrit préalable de l'ESREM.**

### **Contact**

Les questions et commentaires sur ce rapport peuvent être adressés à: Anirudh (Rudy) Gautama, Administrateur du Projet

E: [agautama@cpcs.ca](mailto:agautama@cpcs.ca)



## Table des matières

<b>Acronymes, sigles et abréviations .....</b>	<b>iv</b>
<b>Résumé analytique .....</b>	<b>v</b>
<b>1 Introduction .....</b>	<b>1-1</b>
<b>2 Intégration des ERV dans les réseaux électriques .....</b>	<b>2-1</b>
Structure de base des réseaux électriques.....	2-1
Demande d'électricité.....	2-2
2.2.1 Classification de la demande.....	2-3
2.2.2 Réponse à la demande .....	2-6
Offre d'électricité .....	2-6
Stockage.....	2-9
Transport et distribution.....	2-10
2.5.1 Interconnexions transfrontalières.....	2-12
<b>3 Gérer la capacité du réseau électrique avec l'augmentation des ERV .....</b>	<b>3-14</b>
Limite de capacité technique .....	3-15
Fiabilité du système électrique .....	3-20
3.2.1 Adéquation.....	3-21
3.2.2 Sécurité.....	3-23
Critères de planification et d'exploitation de la capacité du réseau électrique.....	3-24
<b>4 Considérations spécifiques à chaque pays .....</b>	<b>4-3</b>
Catégorisation des pays de la région AfOA-OI .....	4-3
A: États insulaires de l'océan Indien.....	4-5
B: Forte utilisation d'électricité à base de combustibles fossiles .....	4-7
C: Systèmes de taille moyenne partiellement basés sur les énergies renouvelables..	4-8
D: Taille du système, consommation et part d'énergies renouvelables limitées.....	4-10
<b>5 Lignes directrices harmonisées.....</b>	<b>5-12</b>
Premier élément clé: Appliquer les exigences fonctionnelles dans les codes de réseau .....	5-13
Deuxième élément clé: coordonner les activités de planification .....	5-15
Troisième élément clé: permettre la flexibilité dans toute les partie du système .....	5-16
Quatrième élément clé: numériser et prendre des décisions du secteur électrique basées sur des données .....	5-17
<b>6 Références.....</b>	<b>6-19</b>

## Table of figures

Figure 2-1: Disposition schématique du réseau électrique traditionnel.....	2-1
Figure 2-2: Réseau électrique décentralisé basé sur les énergies renouvelables .....	2-2
Figure 2-3: Électricité - consommation d'énergie finale dans la région AfOA-OI.....	2-3
Figure 2-9: Stratégies typiques de réponse à la demande .....	2-6
Figure 2-10: Production brute d'électricité (TWh) par pays dans la région AfOA 2015-2018. .	2-8
Figure 2-11: Capacité de production installée dans la région AfOA (2018) .....	2-9
Figure 2-12: Le concept de lignes électriques virtuelles - exemple d'ERV .....	2-10
Figure 2-13: Réseau électrique dans la région AfOA-OI (2019) .....	2-11
Figure 2-14: Interconnexions existantes, engagées et proposées dans la région AfOA-OI ..	2-13
Figure 3-1: Classification de la fiabilité du système électrique .....	3-21
Figure 3-2: Préoccupations liées à l'exploitation et à la planification du système électrique.	3-24
Figure 4-1 Catégorisation des systèmes électriques de l'AfOA-OI .....	4-5

## Table des Tableaux

Tableau 2-1: Caractérisation des centrales électriques.....	2-7
Tableau 4-1: Critères de catégorisation des systèmes électriques dans la région AfOA-OI ...	4-4
Tableau 4-2: Questions à examiner dans les systèmes de catégorie A. ....	4-6
Tableau 4-3: Questions à prendre en compte dans les systèmes de catégorie B. ....	4-8
Tableau 4-4: Questions à prendre en compte dans les systèmes de catégorie C .....	4-9
Tableau 4-5: Questions à prendre en compte dans les systèmes de Catégorie D .....	4-11

## Acronymes, sigles et abréviations

ACEC	Couloir africain de l'énergie propre
BAD	Banque africaine de développement
BT	Basse tension
CA	Courant alternatif
EAPP	Pool énergétique de l'Afrique de l'Est
ERV	Énergie renouvelable variable
ESMAP	Programme d'assistance à la gestion du secteur de l'énergie
ESREM	Renforcement d'un marché régional durable de l'énergie
GW	Gigawatt (un milliard de watts)
HT	Haute tension
IEEE	Institut d'ingénieurs en électricité et électronique
IGBT	Transistor bipolaire à porte isolée
IRENA	Agence internationale des énergies renouvelables
kV	Kilovolt (mille volts)
kW	Kilowatt (mille watts)
MT	Moyenne tension
MW	Mégawatt (un million de watts)
PIB	Produit intérieur brut
PV	Photovoltaïque
RdCdF	Taux de changement de fréquence
SAPP	Pool énergétique de l'Afrique australe
TWh	Terrawattheure (un billion de watts pour une heure)

## Résumé analytique

La région Afrique orientale et australe & Océan Indien (EA-SA-IO) dispose de ressources énergétiques renouvelables considérables. Et pourtant, la plupart des pays de la région connaissent des problèmes d'approvisionnement énergétique du fait de l'insuffisance des infrastructures physiques de l'énergie. Ces défis continueront à s'exacerber car les pays de la région vont connaître une augmentation de la demande due à la croissance économique et démographique. En conséquence, il est urgent de lutter contre la pauvreté énergétique qui se manifeste par de faibles taux d'accès à l'électricité et une dépendance aux combustibles traditionnels tels que le charbon de bois. En plus de la pauvreté énergétique, les problèmes d'approvisionnement en énergie augmentent également le coût des affaires ce qui impacte négativement la compétitivité de la région sur ses marchés intérieurs et extérieurs.

Le projet ESREM est en train d'élaborer des cadres juridiques et réglementaires régionaux harmonisés ainsi que des programmes synthétisés d'énergies renouvelables et d'efficacité énergétique dans la région AfOA-OI. Les résultats du projet, une fois adoptés, devraient stimuler l'intégration régionale, le commerce de l'énergie et l'investissement dans les marchés de l'énergie dans toute la région.

Le présent rapport d'orientation aborde un élément central du projet à savoir : *examiner les limites techniques pour parvenir à une pénétration plus élevée des énergies renouvelables et proposer des stratégies connexes pour surmonter les limites afin d'évaluer la capacité du réseau électrique*. Ce rapport donne au lecteur une introduction aux caractéristiques des différentes sources de production d'électricité et des types de demande. Il présente en outre les limites techniques de la capacité de transfert des énergies sur le réseau de transport d'électricité ainsi que les phénomènes physiques qui peuvent limiter la capacité du réseau électrique d'un point de vue technique. Le document vise également à contextualiser le sujet par rapport à la région AfOA-OI en fournissant des exemples de capacité typiques et représentatifs des réseaux électriques sélectionnés. Une capacité de réseau suffisante est essentielle pour libérer tout le potentiel des énergies renouvelables dans la région et pour permettre une transition écologique et le développement du réseau électrique dans la région AfOA-OI.

La capacité du réseau peut être définie comme la capacité du réseau électrique à recevoir, transporter et fournir de l'électricité à tout moment. De nombreux aspects et caractéristiques du réseau électrique ont un impact sur la capacité du réseau. La capacité du réseau ne fait pas seulement référence à la capacité de transfert sur le réseau de transport et de distribution, mais comprend également les exigences opérationnelles du côté de l'offre (et de la demande).

La pénétration accrue des énergies renouvelables variables rend les réseaux électriques plus complexes, moins prévisibles et plus décentralisés. Ces impacts se produisent à tous les niveaux du réseau, de la basse tension locale au PV solaire sur les toits en passant par les centrales éoliennes à grande échelle connectées au réseau de transport à haute tension. Alors que les prix de l'énergie solaire photovoltaïque et éolienne continuent de baisser, les énergies renouvelables variables (ERV) sont susceptibles de constituer une part considérable du mix d'énergies renouvelables dans la région à l'avenir. Cela signifie que les mesures de flexibilité et de contrôlabilité deviendront de plus en plus importantes pour garantir un réseau électrique sûr et fiable pour l'avenir.

Le rapport présente des analyses d'impact et des réponses appropriées à l'augmentation des parts d'énergies renouvelables variables dans quatre réseaux électriques génériques, représentant quatre catégories dans lesquelles les pays de la région AfOA-OI peuvent être placés:

1. États insulaires

## **RAPPORT D'ORIENTATION** ➤ Rapport d'orientation sur la capacité du réseau pour l'intégration de la production d'énergies renouvelables dans le réseau électrique

2. Réseaux électriques développés à base de combustibles fossiles
3. Réseaux électriques semi-renouvelables et moyennement développés
4. Réseaux limités en taille, consommation et parts des énergies renouvelables.

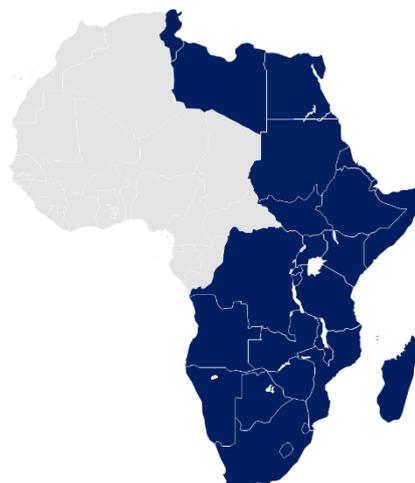
Les enjeux et les mesures à envisager varient entre les quatre catégories. Cependant, la flexibilité et la planification proactive pour assurer la capacité de transfert à tous les niveaux sont importantes pour les quatre. Par conséquent, les lignes directrices harmonisées présentées au chapitre cinq suggèrent que:

- La nouvelle production doit être soumise à des exigences fonctionnelles plutôt qu'à des spécifications techniques.
- Les efforts de planification doivent être coordonnés - au sein du secteur de l'électricité et pour tous les secteurs connexes qui utilisent l'électricité.
- Les solutions de flexibilité doivent être activées dans toutes les parties du réseau:
  - Les interconnexions et les principaux corridors de transport d'électricité dans le pays peuvent jouer un rôle important dans la libération du plein potentiel de l'énergie renouvelable dans la région AfOA et doivent être poursuivis.
- La numérisation et les décisions du secteur de l'électricité fondées sur les données doivent être poursuivies.

# 1 Introduction

Le Marché commun de l'Afrique orientale et australe (COMESA), la Communauté est-africaine (EAC), l'Autorité intergouvernementale pour le développement (IGAD), la Commission de l'océan Indien (COI) et la Communauté de développement de l'Afrique australe (SADC) dirigent conjointement la mise en œuvre du Projet financé par l'Union européenne intitulé Renforcement d'un marché régional durable de l'énergie dans la région de l'Afrique orientale et australe & océan Indien (AfOA-OI) (ESREM).

L'objectif global du projet est de contribuer à un marché régional durable de l'énergie dans la région AfOA-OI<sup>1</sup>, en s'employant à créer un environnement propice aux investissements et à promouvoir le développement durable. De ce fait, le projet cadre avec l'Agenda 2063 de l'Union africaine et l'Agenda 2030 des Nations Unies. Par ailleurs, il contribue principalement à la réalisation progressive de l'objectif de développement durable (ODD) 7 consistant à assurer l'accès à une énergie abordable, fiable, durable et moderne pour tous. En outre, il favorise les progrès vers l'ODD 5 (parvenir à l'égalité des sexes et autonomiser toutes les femmes et les filles), l'ODD 9 (construire des infrastructures résilientes, promouvoir une industrialisation inclusive et durable et favoriser l'innovation) et l'ODD 12 (garantir des modes de consommation et de production durables).



La région AfOA-OI dispose de ressources énergétiques considérables. Et pourtant, la plupart des pays de la région connaissent des problèmes d'approvisionnement en énergie du fait de l'insuffisance d'infrastructures physiques de l'énergie. Ces défis continueront à s'exacerber car les pays de la région vont connaître une augmentation de la demande due à la croissance économique et démographique. De ce fait, il est urgent de lutter contre la pauvreté énergétique qui se manifeste par de faibles taux d'accès et la dépendance aux combustibles traditionnels tels que le charbon de bois. En plus de la pauvreté énergétique, les problèmes d'approvisionnement en énergie augmentent également le coût des affaires, ce qui impacte négativement la compétitivité de la région sur ses marchés intérieurs et extérieurs.

Le projet ESREM est en train d'élaborer des cadres juridiques et réglementaires régionaux harmonisés ainsi que des programmes synthétisés d'énergies renouvelables et d'efficacité énergétique dans la région AfOA-OI. Les résultats du projet, une fois adoptés, devraient stimuler l'intégration régionale, le commerce de l'énergie et l'investissement dans les marchés de l'énergie dans toute la région.

Les prix des énergies renouvelables variables (ERV) ont chuté au cours de la dernière décennie, faisant du développement à grande échelle de ces technologies non seulement le choix le plus durable, mais aussi le plus économique pour alimenter la croissance de l'Afrique. Un catalyseur-clé de ce développement sera des réseaux électriques bien développés et modernes qui peuvent transférer de manière sûre et efficace l'électricité de l'endroit où elle est produite à l'endroit où elle est utilisée.

<sup>1</sup> Le projet couvre 29 pays : Angola, Botswana, Burundi, Comores, Djibouti, RDC, Égypte, Érythrée, Eswatini, Éthiopie, Kenya, Lesotho, Libye, Madagascar, Malawi, Maurice, Mozambique, Namibie, Rwanda, Seychelles, Somalie, Afrique du Sud, Soudan du Sud, Soudan, Tanzanie, Tunisie, Ouganda, Zambie et Zimbabwe..

À cet égard, le projet ESREM publie ce rapport d'orientation pour:

- 1) Donner au lecteur une compréhension des caractéristiques des différentes sources de production d'énergie et des types de demande et présenter les phénomènes techniques et physiques qui peuvent limiter la capacité du réseau.
- 2) Fournir un aperçu de la structure des réseaux électriques dans la région AfOA-OI ainsi que des exemples de capacité typiques qui peuvent s'appliquer dans différents types de réseaux.
- 3) Introduire les principes de capacité du réseau et les appliquer aux exemples de réseaux électriques représentatifs identifiés au point précédent (point 2).
- 4) Proposer des lignes directrices harmonisées de la capacité du réseau et de l'intégration de la production des énergies renouvelables au réseau électrique, dans le contexte des sujets abordés dans le présent rapport.

**Avis de non-responsabilité** - il était initialement prévu que ce document inclurait une évaluation de la capacité du réseau de quatre États membres sélectionnés. En raison du manque de données requises pour de telles études, une approche différente a été choisie. Elle a consisté à fournir des exemples génériques de réseaux électriques avec des caractéristiques applicables aux pays de la région AfOA-OI. Bien que chaque exemple générique ne cadre pas parfaitement avec aucun des États membres, cette approche peut s'avérer plus pertinente pour un plus grand nombre d'États membres que la simple modélisation à l'aide d'informations concrètes provenant d'un nombre limité d'États membres.

## 2 Intégration des ERV dans les réseaux électriques

### Éléments-clés du chapitre à retenir :

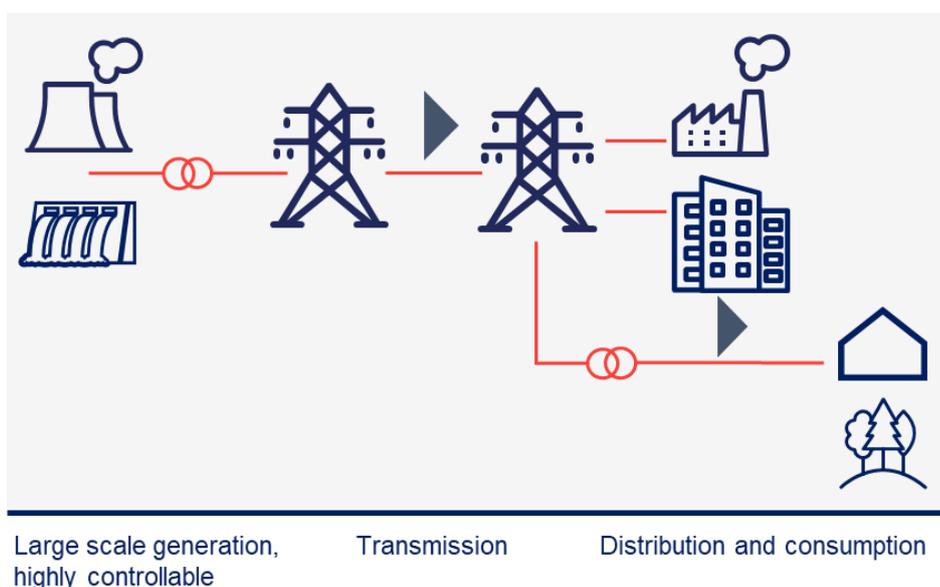
- La transition vers les énergies renouvelables rend les réseaux électriques plus complexes, moins prévisibles et plus décentralisés.
- Pour assurer un approvisionnement en électricité sûr et fiable face à ces défis, les mesures visant à améliorer la flexibilité et la contrôlabilité deviennent de plus en plus importantes.
- L'impact des ERV se produit à tous les niveaux du réseau, du PV solaire installé sur les toits et distribué dans les réseaux locaux à basse tension, aux grandes centrales éoliennes à haute tension.

Un réseau électrique est une combinaison d'éléments connectés utilisés pour fournir, transférer, distribuer et utiliser l'énergie électrique. Derrière la prise de chaque foyer, magasin et usine connectés au réseau se trouve un vaste dispositif de lignes, de câbles, de transformateurs et d'autres équipements qui transportent l'électricité générée par différentes centrales électriques aux caractéristiques diverses jusqu'à l'endroit où l'électricité est nécessaire à un moment donné.

### 2.1 Structure de base des réseaux électriques

Le réseau électrique interconnecté est souvent qualifié de machine la plus grande et la plus complexe au monde. Cependant, la structure de base des réseaux électriques traditionnels peut, à un niveau élevé, être illustrée schématiquement, comme à la figure ci-dessous.

Figure 2-1: Disposition schématique du réseau électrique traditionnel



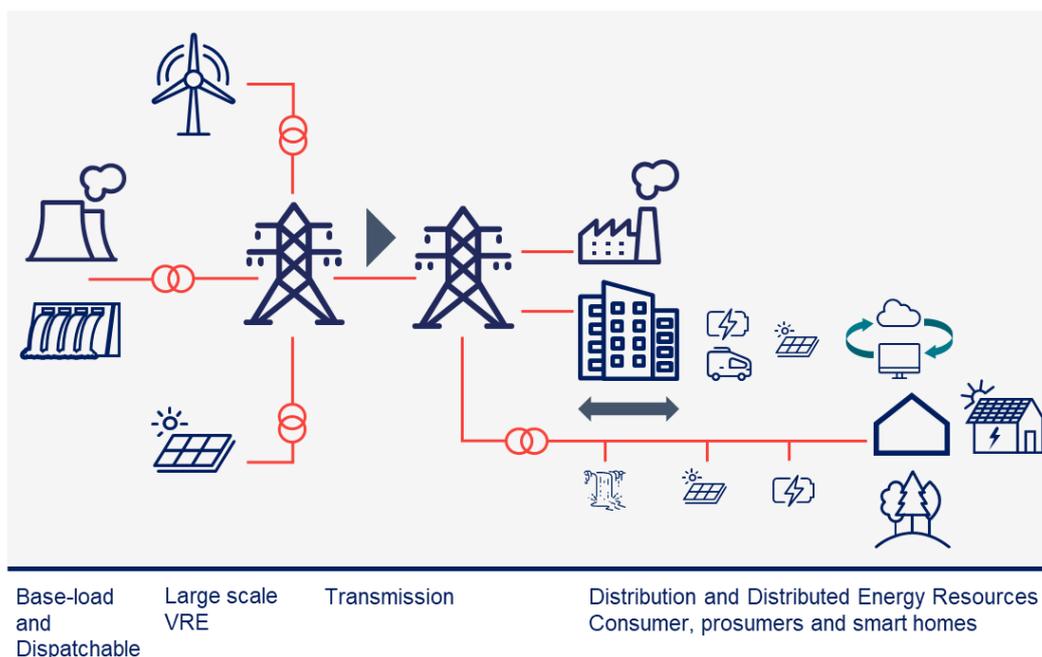
Source: Consultant

## RAPPORT D'ORIENTATION ➤ Rapport d'orientation sur la capacité du réseau pour l'intégration de la production d'énergies renouvelables dans le réseau électrique

Les grandes centrales thermiques sont traditionnellement placées à proximité de grands centres de charge, tandis que les centrales hydroélectriques à grande échelle basées sur des réservoirs sont géographiquement limitées et partant souvent situées plus loin des charges importantes. Dans les deux cas, le flux de puissance est généralement unidirectionnel (c'est-à-dire qu'il circule de la centrale électrique vers les centres de charge).

La tendance des réseaux électriques modernes est à la complexité croissante, comme cela est indiqué à la Figure 2.2.

Figure 2-2: Réseau électrique décentralisé basé sur les énergies renouvelables



Source: Consultant

L'émergence de la production d'énergie décentralisée telle que l'énergie solaire sur les toits a conduit à la création du terme *prosommateur*<sup>2</sup>. Les transports sont de plus en plus électrifiés et les compteurs intelligents ainsi que la numérisation signifient que les réseaux électriques sont désormais confrontés à des utilisateurs finaux plus actifs qu'auparavant.

L'exploitation des réseaux électriques est un exercice d'équilibre. Pour maintenir un réseau énergétique stable et sûr, la puissance injectée dans le système par les générateurs doit être égale à la puissance tirée du réseau par la charge (plus les pertes) à tout moment. À mesure que la production est de plus en plus décentralisée et que la production à partir de sources d'énergie renouvelables variables telles que l'éolien et le solaire augmente, la demande et les schémas opérationnels de l'alimentation électrique traditionnelle doivent s'adapter.

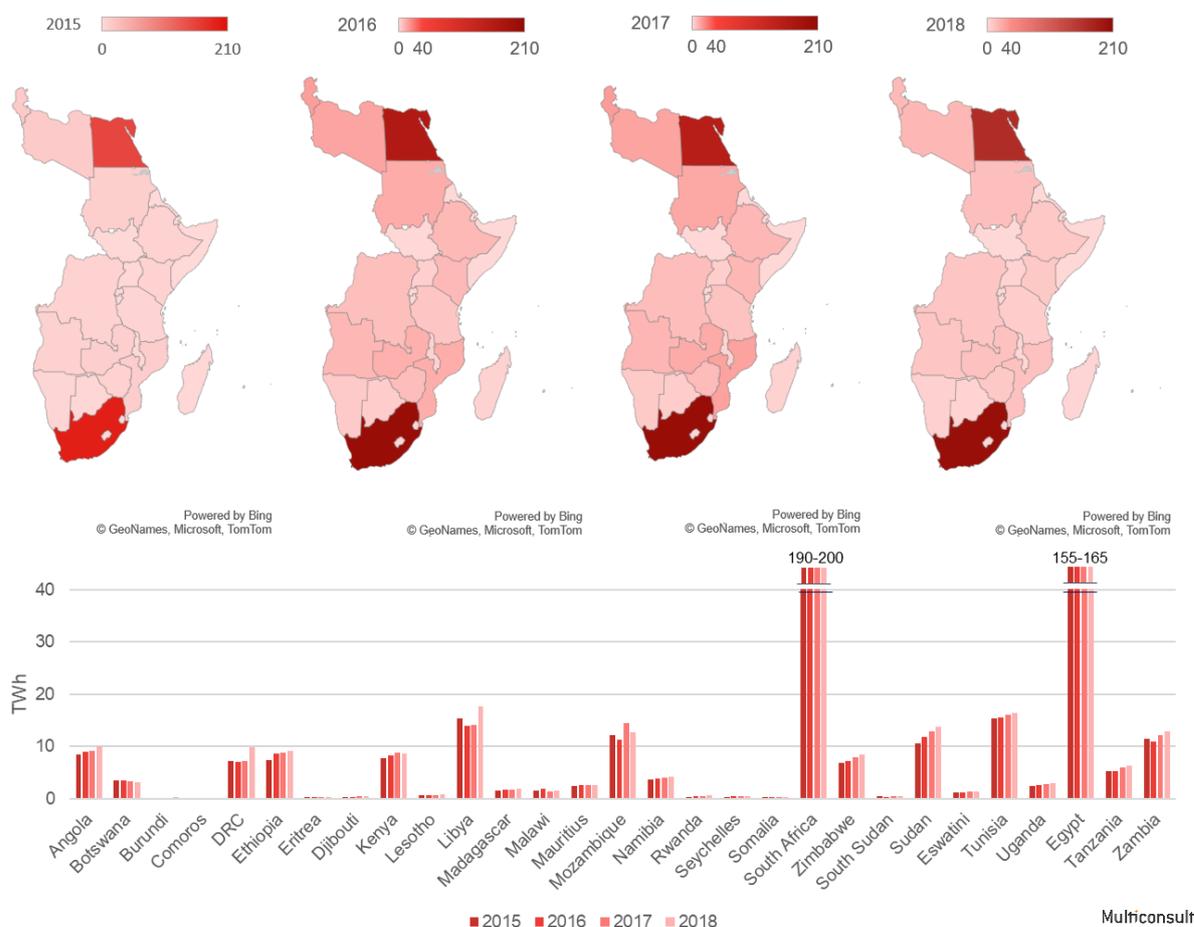
## 2.2 Demande d'électricité

La demande d'électricité, souvent également appelée *charge* sur le réseau, est composée d'une multitude de clients ayant des besoins variables en électricité à un moment donné.

<sup>2</sup> Prosommateur : Quelqu'un qui consomme et produit à la fois - dans les réseaux électriques. C'est-à-dire quelqu'un qui produit et consomme de l'énergie à la fois. Le terme de prosommateur ne s'applique normalement pas aux installations de production avec une certaine autoconsommation pour les systèmes auxiliaires. Il fait plutôt référence aux consommateurs d'énergie typiques qui produisent également de l'énergie, bien que la production ne soit pas nécessairement un objectif principal.

La consommation d'énergie finale dans la région AfOA-OI a augmenté de 9 %, passant de 476 TWh en 2015 à 519 TWh en 2018 (Division de statistique des Nations Unies, 2021). La demande brute d'électricité, supposée inclure également les pertes, est répertoriée par la même source à 612 TWh en 2018 (Division de statistique des Nations Unies, 2021). Les quatre États insulaires (Comores, Maurice, Seychelles et Madagascar) avaient une demande totale d'environ cinq TWh en 2018, tandis que l'Afrique du Sud et l'Égypte représentaient à elles seules plus de 70 % de la demande énergétique de 2018, à 371 TWh.

**Figure 2-3: Électricité - consommation d'énergie finale dans la région AfOA-OI**



Source: (United Nations Statistics Division, 2021)

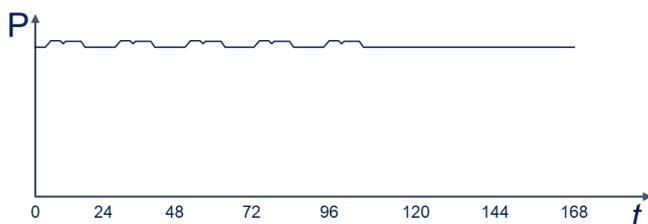
Les plans directeurs du Pool énergétique de l'Afrique de l'Est (EAPP) et du Pool énergétique de l'Afrique australe (SAPP) prévoient tous les deux une croissance continue de la charge de pointe (MW) et de la demande d'énergie (TWh), du fait en partie de la suppression de la demande résultant de faibles capacités installées et d'un approvisionnement peu fiable.

### 2.2.1 Classification de la demande

Les profils de demande d'électricité, ou courbes de charge, varient selon les groupes de clients. Cette section présente une classification de haut niveau qui distingue les grands clients industriels, les services commerciaux et publics, la demande résidentielle et agricole. L'électricité pour le transport est également brièvement décrite.

## Industrie

**Figure 2-4: Présentation schématique du profil hebdomadaire typique de la demande industrielle**

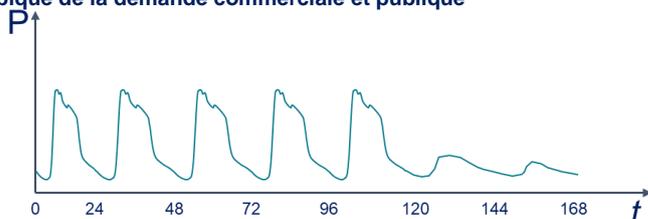


relativement plate, avec seulement des variations mineures au cours de la journée, de la semaine et de l'année.

La courbe de charge industrielle des grands systèmes électriques est normalement dominée par l'industrie à forte intensité énergétique avec des opérations 24 heures sur 24. Cependant, la fabrication manufacturière et d'autres industries de jour signifient qu'il y aura des variations entre le jour/nuit et au cours de la semaine. Même ainsi, la courbe de charge pour l'industrie à grande échelle est généralement

## Services commerciaux et publics

**Figure 2-5: Présentation schématique du profil hebdomadaire typique de la demande commerciale et publique**

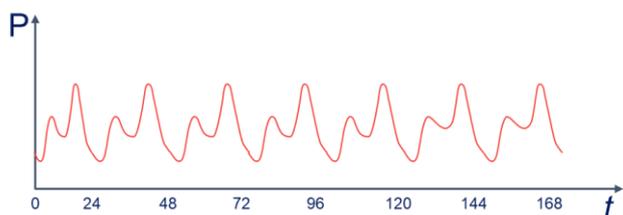


généralement les heures normales de travail, avec une augmentation rapide le matin, un profil de charge relativement plat pendant la journée (avec une petite baisse autour des heures de déjeuner) et une baisse la nuit. La demande pendant les week-ends est généralement nettement inférieure à celle des jours de semaine. La saisonnalité est généralement faible, cependant, les conditions climatiques peuvent avoir un impact sur le besoin de refroidissement.

Les services commerciaux et publics regroupent les installations gouvernementales, les magasins, les hôtels, etc. La principale consommation d'électricité provient de l'éclairage, du chauffage, de la ventilation, de la climatisation, des appareils électroménagers et de l'électronique.

## Résidentielle

**Figure 2-6: Présentation schématique du profil hebdomadaire typique de la demande résidentielle**

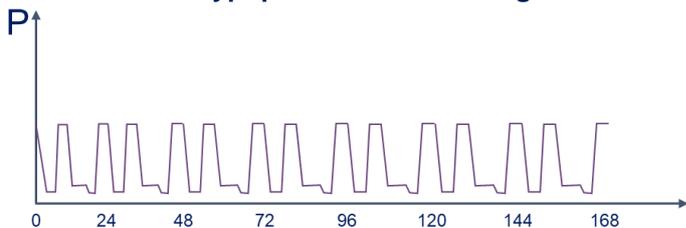


d'électricité résidentielle dans la région AfOA-OI a tendance à être la plus élevée pendant la saison chaude, en raison de l'augmentation des besoins de refroidissement. Au cours de la journée et de la semaine, la demande a généralement un pic clair le matin lorsque les gens sont éveillés et se préparent pour leur journée, ainsi qu'un pic distinct le soir lorsque les gens rentrent chez eux, allument les lumières et utilisent des appareils.

Les clients résidentiels représentent des parts importantes de la demande totale dans la plupart des réseaux électriques. Les principales sources de demande d'électricité sont le chauffage et le refroidissement (climatisation) ainsi que l'éclairage, le chauffage de l'eau, les appareils électroménagers et l'électronique. Bien que la saisonnalité soit moins importante que dans d'autres parties du monde, la demande

## Agriculture

**Figure 2-7: Présentation schématique du profil hebdomadaire typique de la demande agricole**



Les activités agricoles ne constituent pas une part importante de la demande totale dans la plupart des réseaux électriques africains. Cependant, un article récemment publié (Giacomo Falchetta, 2021) souligne le fait que plus de 90 % du total des terres cultivées en Afrique subsaharienne sont pluviales et soutient que la croissance des énergies renouvelables, en particulier sous la forme d'énergie solaire décentralisée, pourrait permettre une plus grande productivité agricole à travers le continent. Par exemple, en fournissant de l'électricité aux pompes à eau pour l'irrigation des cultures.

La demande d'électricité agricole varie considérablement selon les saisons et les modes de culture. Cependant, les schémas d'irrigation quotidiens ont tendance à être dominés par des pompes d'irrigation mises en marche pendant la nuit et tôt le matin. La transformation des cultures a généralement lieu pendant la journée, ce qui signifie que la demande de l'irrigation et de la transformation des cultures ne coïncide pas nécessairement.

## Transports

La demande d'électricité pour les transports a toujours été limitée aux réseaux ferroviaires, tramway et de métro. Cependant, la réduction des coûts et les avancées technologiques dans les systèmes de batteries ainsi que les politiques d'atténuation du changement climatique poussent le secteur vers l'électrification.

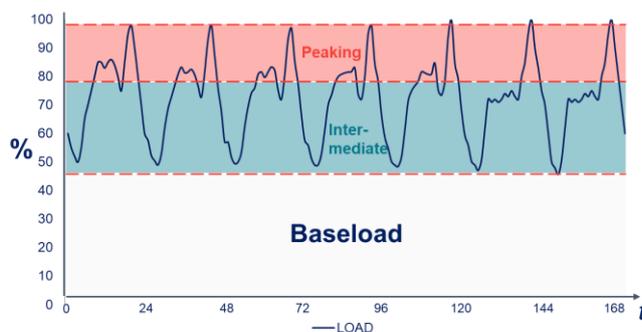
Bien que la recharge des véhicules électriques va susciter une demande plus élevée sur le réseau électrique, les batteries des véhicules représentent également des opportunités de stockage décentralisé qui pourraient être utilisées en période de fonctionnement tendu. Au niveau local, la recharge intelligente pourrait contribuer à limiter le besoin d'investissements dans le réseau de distribution. Dans le système de transport d'électricité, la réponse agrégée à partir d'un grand parc de véhicules électriques pourrait contribuer positivement aux changements soudains des conditions de fonctionnement du réseau ce qui va ainsi faciliter l'accroissement de la production d'énergies renouvelables variables.

## Demande totale du réseau

Le profil de charge électrique totale du réseau, ou profil de demande, est l'agrégation de toutes les charges variant dans le temps sur le réseau. Afin de capturer l'approvisionnement total nécessaire, le profil de charge totale du réseau doit également inclure les pertes dans le transport et la distribution de l'électricité.

Le niveau de charge minimum qui doit être couvert à toutes les heures est souvent appelé la charge de base du réseau. La charge de pointe, ou demande de pointe, décrit le niveau de charge aux heures de forte consommation. Le niveau de charge entre la charge de pointe et la charge de base est normalement appelé niveau de charge intermédiaire.

**Figure 2-8 Représentation schématique du profil hebdomadaire typique de la demande globale**

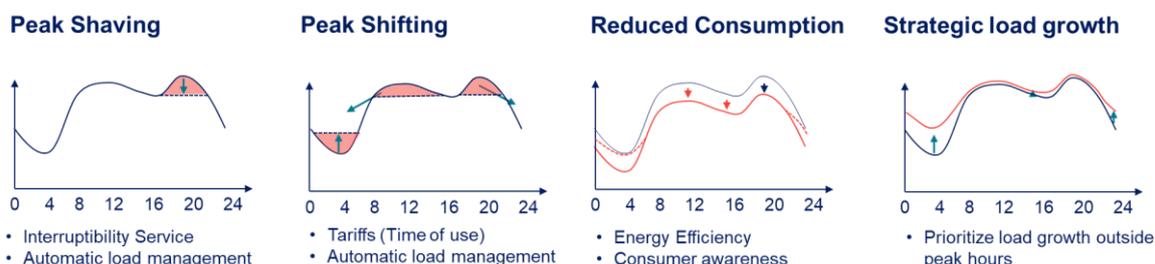


## 2.2.2 Réponse à la demande

L'exploitation et la planification traditionnelles des réseaux électriques ont considéré la demande comme variable, mais non répartissable. Par conséquent, alors que la réduction de la consommation d'électricité a longtemps été utilisée comme réserve pour maintenir l'équilibre énergétique dans de nombreux réseaux électriques africains, cela s'est généralement fait par le biais d'un délestage coûteux et impopulaire. Ces dernières années, avec l'augmentation progressive de la production d'électricité non flexible ainsi que la numérisation accrue, la gestion de la demande est devenue de plus en plus pertinente en tant que source de flexibilité.

La gestion de la demande d'énergie, également appelée gestion du côté demande ou réponse à la demande, est la modification de la demande d'énergie des consommateurs. Le déplacement de la consommation d'électricité pour passer des heures de charge et des prix élevés vers une période à prix plus abordable signifie que l'utilisation de la capacité du réseau déjà existante est améliorée. Cela peut être une alternative rentable aux investissements dans l'augmentation de la capacité de transfert, tant au niveau de l'utilisateur final que pour l'économie nationale. Ce rapport d'orientation se concentre sur les questions techniques concernant la capacité du réseau. Les initiatives du marché visant à accroître la flexibilité de la demande sont examinées plus en détail dans un autre rapport produit dans le cadre de cette mission (voir le rapport d'orientation sur la gestion de la demande <sup>3</sup>).

**Figure 2-9: Stratégies typiques de réponse à la demande**



## 2.3 Offre d'électricité

Comme souligné dans la section 2.1, le parc de production a généralement été séparé en centrales de charge de base conçues pour fonctionner à une puissance de sortie constante et en centrales de pointe qui couvrent les variations de charge du réseau.

Les centrales de charge de base sont conçues pour générer de grandes quantités d'énergie à une production relativement fixe. Ils ont des possibilités de cyclage limitées, c'est-à-dire qu'il s'agit généralement d'unités à fonctionnement lent avec un faible degré de flexibilité dans la puissance de sortie. Les centrales thermiques et les centrales nucléaires en sont des exemples typiques.

Les centrales de pointe ont les caractéristiques opposées, car leur objectif est de suivre la charge variant dans le temps. De telles centrales sont généralement capables de démarrer et de modifier rapidement la puissance de sortie et sont conçues pour fonctionner sans à-coups même à faible puissance de sortie par rapport à la puissance nominale. Les générateurs à combustion interne et les turbines à gaz à cycle ouvert sont des exemples d'unités de pointe traditionnelles.

<sup>3</sup> Produit par CPCS, Econoler et Multiconsult pour le projet ESREM.

**RAPPORT D'ORIENTATION** ➤ Rapport d'orientation sur la capacité du réseau pour l'intégration de la production d'énergies renouvelables dans le réseau électrique

Le rapport de flexibilité de l'IRENA de 2018 (IRENA, novembre 2018) décrit également une troisième classe de centrales de production : les générateurs intermédiaires qui peuvent être utilisés pour fournir à la fois la charge de base et la charge de pointe. L'hydroélectricité de réservoir et les turbines à gaz à cycle combiné modernes en sont des exemples.

Un dénominateur commun à toutes les centrales électriques traditionnelles est qu'elles sont toutes des actifs largement contrôlables, avec une puissance de sortie prévisible et/ou contrôlable. Les énergies renouvelables variables n'entrent dans aucune des catégories ci-dessus, car leur puissance de sortie est variable et, dans une certaine mesure, également difficile à prévoir.

Les énergies renouvelables variables sont également par nature plus réparties que les grandes centrales électriques traditionnelles centralisées. Les ERV à petite échelle pénètrent sur le réseau à des niveaux de tension inférieurs, comme le montre la figure 2.2. Le PV solaire sur le toit en est un bon exemple. En effet, il entre sur le réseau au niveau des ménages, généralement aux tensions de fonctionnement les plus basses, vers la fin du réseau de distribution souvent structuré radialement.

Il s'ensuit qu'un développement important et rapide de l'énergie solaire photovoltaïque sur les toits risque de surcharger la capacité du réseau local. Les évaluations de la capacité d'hébergement du réseau peuvent être un outil utile pour évaluer systématiquement cet impact des ressources énergétiques décentralisées. Cette approche permet aux services publics d'évaluer la quantité de PV solaire (ou d'une autre production d'énergie décentralisée) pouvant être ajoutée aux différents emplacements du réseau avant que les violations de la capacité du réseau ne deviennent une préoccupation. Il est nécessaire de mener des études d'interconnexion détaillées et montrer les besoins auxquels la nouvelle production doit faire face. Les capacités de régulation de tension dans les usines réparties peuvent par exemple avoir un impact important sur la capacité d'hébergement.

A mesure que la variation de la charge nette<sup>4</sup> augmente en tandem avec des niveaux de pénétration des ERV plus élevés, la nécessité de flexibilité dans le réseau électrique environnant s'accroît également.

**Tableau 2-1: Caractérisation des centrales électriques**

	Charge de base	Distribuable	Variable
<b>Renouvelable</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Géothermique</li> <li>• Biomasse</li> <li>• Énergie solaire concentrée (avec stockage thermique).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Réservoir hydroélectrique</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Vent</li> <li>• PV solaire</li> <li>• Hydroélectricité au fil de l'eau</li> <li>• Énergie solaire concentrée (sans stockage thermique)</li> </ul>
<b>Non renouvelable</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Charbon</li> <li>• Nucléaire</li> <li>• Gaz</li> <li>• Combustible liquide</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Combustible liquide</li> <li>• Gaz</li> </ul>	

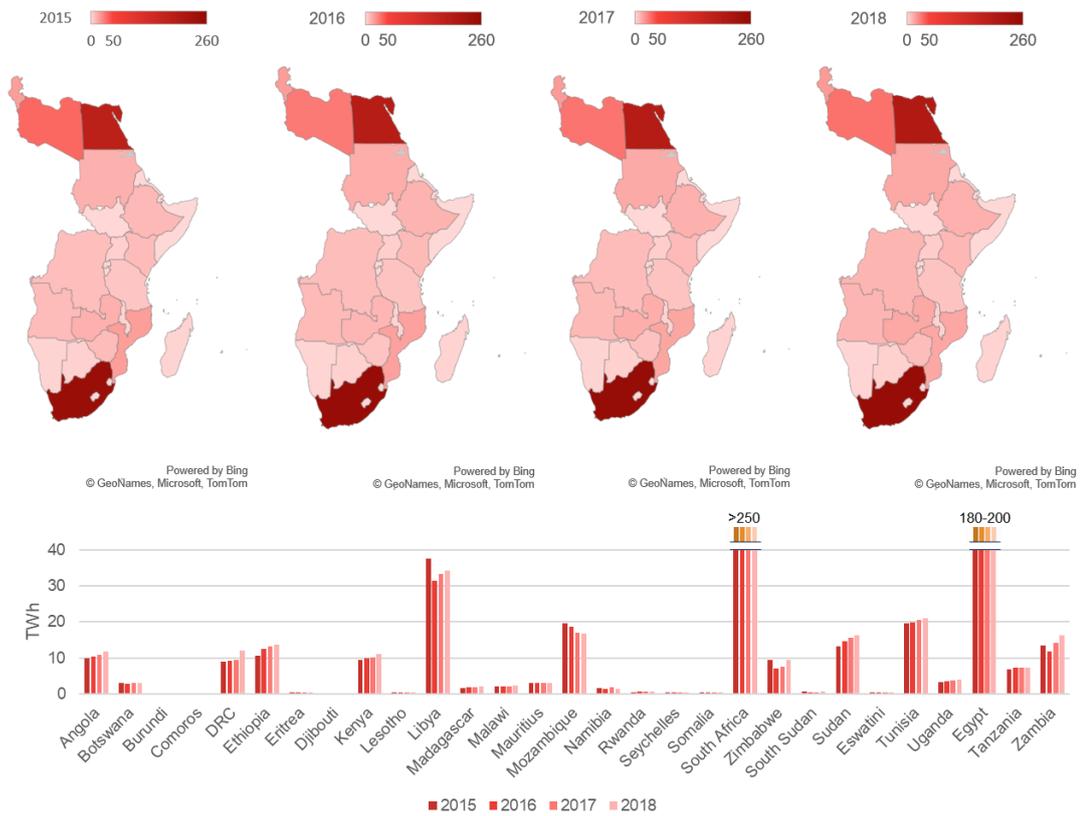
La production totale d'électricité dans la région AfOA-OI a augmenté de 7 %, passant de 607 TWh en 2015 à 649 TWh en 2018 (Division de statistique des Nations Unies, 2021). Des

<sup>4</sup> La charge nette est la demande d'électricité moins la production d'ERV, c'est-à-dire la demande d'électricité devant être couverte par les générateurs répartissables.

**RAPPORT D'ORIENTATION** ➤ Rapport d'orientation sur la capacité du réseau pour l'intégration de la production d'énergies renouvelables dans le réseau électrique

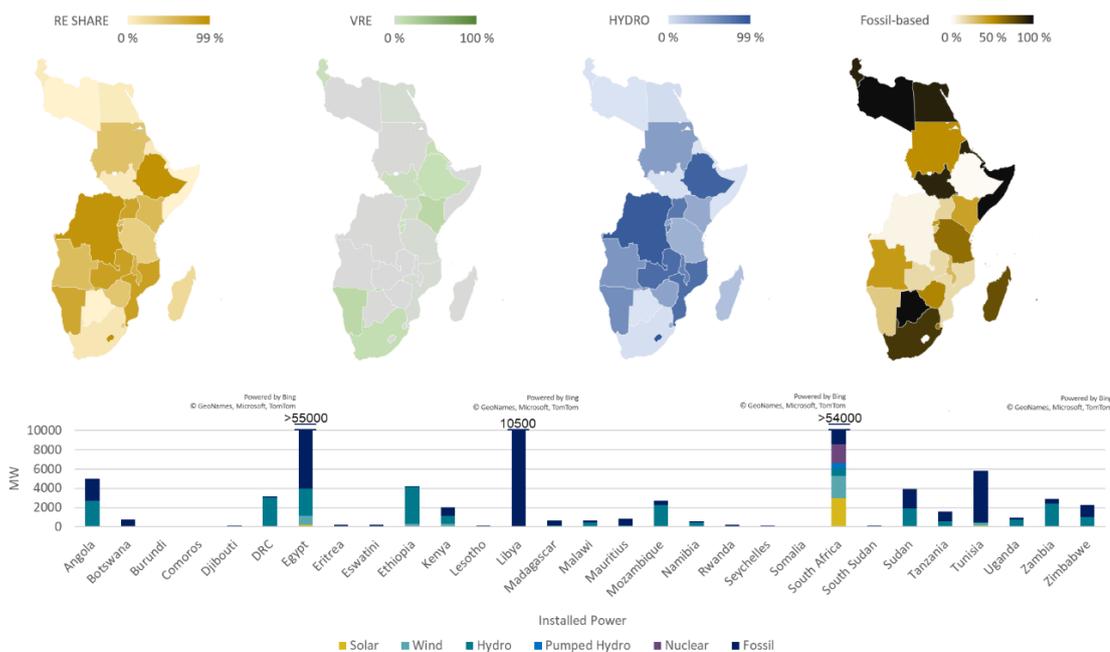
données plus récentes ne sont pas encore disponibles dans la base de données des Nations Unies.

**Figure 2-10: Production brute d'électricité (TWh) par pays dans la région AfOA 2015-2018.**



Source: Système de recherche de données de l'ONU (data.un.org)

**Figure 2-11: Capacité de production installée dans la région AfOA (2018)**



Source: Système de recherche de données de l'ONU (data.un.org)

## 2.4 Stockage

Une partie importante du défi de la capacité du réseau est liée aux fluctuations à court terme, telles que des changements inattendus dans la production d'ERV, des défauts sur des éléments donnés du réseau ou des pics de demande de courte durée. Lorsque la capacité du réseau est insuffisante, la solution traditionnelle consiste à augmenter la capacité de transfert en construisant plus de réseaux ou en augmentant la capacité de production locale par l'investissement dans des centrales de pointe. Le stockage peut fournir une alternative plus rentable à de tels investissements.

Au cours de la période de dix ans allant de 2010 à 2020, le coût du stockage des batteries lithium-ion à l'échelle industrielle a chuté de près de 90 %<sup>5</sup>. En fait, Bloomberg constate que le prix des batteries lithium-ion multi-heures a chuté à un point tel qu'elles sont désormais compétitives avec la capacité de production fossile, comme les centrales de pointe au gaz naturel lorsqu'il s'agit de fournir de l'énergie distribuable sur de nombreux marchés - même sans subventions.

Les systèmes de stockage d'énergie par batterie à capacité industrielle d'un réseau peuvent fournir une sauvegarde à court terme et aider à réduire le besoin de transport pour des durées plus courtes. Si elles sont conçues correctement, la réponse rapide des batteries à onduleur modernes signifie qu'elles peuvent également aider à stabiliser le réseau en réduisant le besoin de support de tension, de réserves tournantes et de réponse d'inertie des machines tournantes.

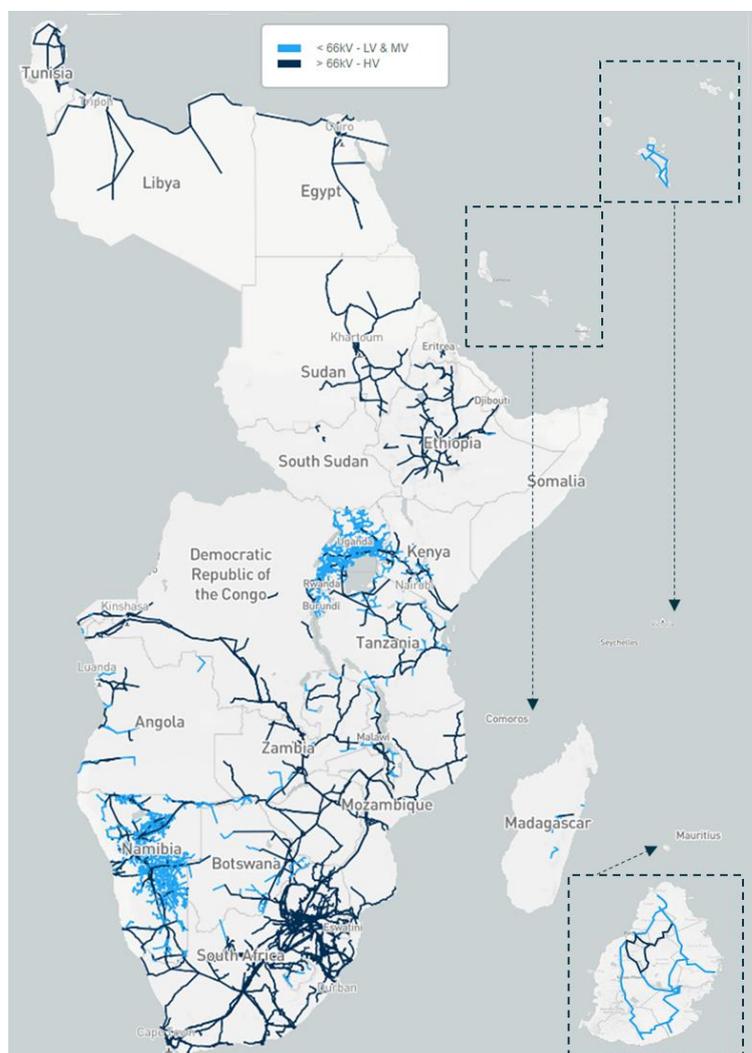
### Lignes électriques virtuelles

Des batteries ou d'autres types de stockage peuvent également être utilisés pour gérer les congestions de transport sans avoir à investir dans des renforcements du réseau. En équipant les lignes de transport contraintes d'un stockage à chaque extrémité, le côté émetteur peut

<sup>5</sup> <https://www.bloomberg.com/news/articles/2020-12-17/this-is-the-dawning-of-the-age-of-the-battery>



**Figure 2-13: Réseau électrique dans la région AfOA-OI (2019)**



Source: Basé sur l'Explorateur des réseaux électriques africains de la Banque mondiale (<http://africagrid.energydata.info/>).

Données sur les réseaux électriques des États insulaires basées sur les propres recherches du consultant.

Comme indiqué à la section 2.1, une configuration de réseau traditionnelle se compose de grandes centrales électriques connectées à un réseau de transport qui achemine l'électricité à haute tension (HT), souvent sur des distances considérables. Le réseau de transport HT est destiné au transport en gros. Il y a peu de clients directement raccordés au réseau de transport, principalement de gros clients industriels. L'électricité est transmise aux réseaux de distribution régionaux ou locaux pour un transport et une distribution ultérieurs. Les réseaux de transport plus développés ont généralement une structure maillée afin d'assurer un fonctionnement sûr et sécurisé du système même en cas de défaillance d'un composant. Cependant, la mise en place d'une structure de réseau maillé est une décision technico-économique. Dans les zones où la

demande est faible et/ou non critique, il n'est pas toujours économiquement optimal d'établir deux connexions au réseau de transport.

Le réseau de distribution est souvent de structure radiale. Son objectif a toujours été de fournir de l'énergie aux utilisateurs finaux tels que les clients commerciaux et résidentiels. Le flux de puissance a été unidirectionnel, dans le sens du système HT vers les clients connectés à basse tension. Au fur et à mesure que se développeront les énergies décentralisées, le réseau de distribution passera par une transition rapide d'un flux d'énergie unidirectionnel à un flux d'énergie bidirectionnel. En d'autres termes, le solaire sur le toit, la petite hydroélectricité et le stockage répartis perturbent l'utilisation traditionnelle des réseaux de distribution décrits ci-dessus. La transition d'une distribution pure à un réseau polyvalent peut remettre en question la capacité du réseau au niveau local et les évaluations de la capacité du réseau dans les réseaux de distribution deviennent beaucoup plus complexes. Les services publics devraient adopter une approche active de cette transition.

Dans les grands systèmes électriques dispersés géographiquement, un réseau régional est utilisé comme lien entre le réseau de transport et le réseau de distribution.

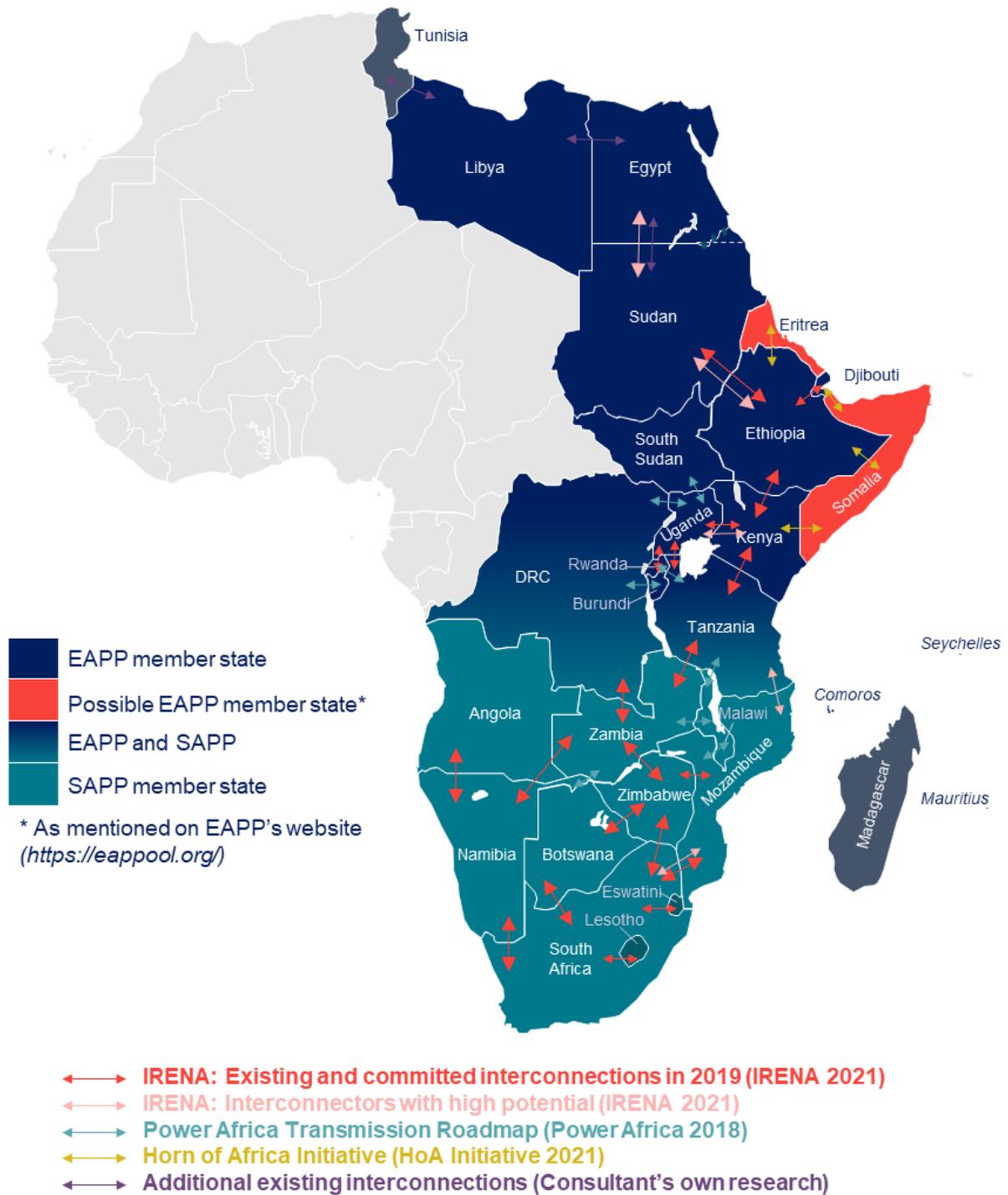
### **2.5.1 Interconnexions transfrontalières**

Les interconnexions transfrontalières peuvent faciliter l'échange d'électricité entre les différents réseaux électriques nationaux et, de ce fait, libérer un potentiel commercial sous-utilisé.

La feuille de route de Power Africa Transmission jusqu'en 2030 (Power Africa, 2018) indique que certains pays ont des excédents d'offre d'électricité et des actifs inutilisés tandis que d'autres sont confrontés à de graves pénuries d'approvisionnement. Le manque de capacité de transport transfrontalier suffisante signifie que la capacité d'acheminement de l'électricité des régions excédentaires vers les régions déficitaires est fortement limitée. L'augmentation des investissements dans les projets d'infrastructures de transport transfrontaliers devrait donc conduire à un meilleur équilibre des défis existants en matière d'approvisionnement énergétique et s'avérerait également bénéfique pour impulser un déploiement rapide des énergies renouvelables. La feuille de route identifie plus de 5 000 kilomètres de lignes de transport prioritaires qui pourraient aider à débloquer le commerce régional en Afrique orientale (~ 2 000 km) et australe (~ 3 000 km). Cependant, la feuille de route reconnaît également que d'autres projets transfrontaliers sont importants pour les économies, le développement et la durabilité du secteur énergétique des pays. La liste complète des projets décrits dans le rapport comprend plus de 3 600 kilomètres en Afrique de l'Est et plus de 5 600 kilomètres en Afrique australe.

La figure ci-dessous est une compilation d'informations provenant des données de l'IRENA (IRENA, 2021), Power Africa (Power Africa, 2018) et de l'Initiative Corne de l'Afrique (HoA Initiative, février 2021) ainsi que des propres recherches du consultant sur l'état des lieux et des plans d'interconnexions dans la région EA-SA-IO. L'appartenance au pool énergétique est indiquée par la couleur de chaque pays. Comme indiqué, un grand nombre de projets sont proposés. La coordination régionale est la clé pour l'aménagement d'un réseau électrique qui soit durable, économiquement viable et prioritaire.

**Figure 2-14: Interconnexions existantes, engagées et proposées dans la région AfOA-OI**



Sources: Basé sur IRENA 2021, Power Africa 2018, HoA Initiative 2021, les propres recherches du consultant

# 3 Gérer la capacité du réseau électrique avec l'augmentation des ERV

## Éléments-clés du chapitre à retenir

- Une capacité de réseau suffisante est essentielle pour permettre la transition vers les énergies renouvelables.
- La capacité du réseau ne fait pas seulement référence à la capacité de transfert du réseau de transport et de distribution, mais comprend également les exigences opérationnelles du côté de l'offre (et de la demande).
- La flexibilité du réseau devient de plus en plus importante à mesure que le déploiement des ERV continue d'augmenter.
- Les énergies renouvelables distribuées telles que le solaire photovoltaïque sur les toits signifient que la capacité du réseau au niveau local et régional devient plus importante.
- Les centrales électriques à base d'énergies renouvelables peuvent, lorsqu'elles sont bien conçues, être adaptées pour atténuer les contraintes de capacité du réseau.

**La capacité du réseau** peut être définie comme la capacité du réseau électrique à recevoir, transporter et fournir de l'électricité à tout moment. De nombreux aspects et caractéristiques du réseau électrique ont un impact sur cette capacité. Il est important de souligner que la capacité du réseau n'est pas un paramètre unique et centralisé du système électrique. Alors que les contraintes de capacité locales peuvent entraver la connexion d'un seul client ou d'une centrale électrique mais avoir peu d'impact sur le réseau électrique dans son ensemble, les contraintes centrales ou régionales peuvent limiter les opportunités de développement de régions ou de pays entiers. Il s'ensuit que la capacité du réseau peut se référer à la capacité d'accueillir une nouvelle centrale électrique ou une nouvelle charge en un seul point du système, ou elle peut se référer à la capacité du réseau pour le transport de gros entre les zones ou à travers les frontières nationales.

Les limitations techniques de la capacité de transport de l'électricité dans les composants du réseau (par exemple, les lignes électriques) peuvent dépendre des conditions ambiantes, ce qui signifie que les variations saisonnières de la capacité du réseau sont courantes. Les exigences d'exploitation ont également un impact sur la façon dont la capacité du réseau est perçue. Une manière courante de présenter la capacité du réseau consiste à indiquer la capacité avec le composant le plus critique déconnecté ainsi qu'à la présenter avec tous les composants intacts et connectés.

**La capacité d'offre d'électricité** fait référence à la capacité de production installée à répondre à la demande, car elle varie des valeurs minimales aux valeurs maximales dans le temps. La capacité de production disponible sur le réseau doit couvrir la demande à tout moment pour éviter les délestages. Le réseau doit également être capable de gérer des changements soudains dans l'équilibre entre l'offre et la demande, ce qui signifie que certaines réserves sont nécessaires pendant l'exploitation. Traditionnellement, cet acte d'équilibrage a été géré du côté de l'offre.

Plusieurs termes sont utilisés pour décrire la capacité du réseau électrique à accueillir la nouvelle production. Lors de l'évaluation des connexions au réseau de nouvelles centrales électriques, *la capacité d'évacuation de l'électricité, la capacité d'hébergement du réseau et la capacité d'exportation maximale* sont tous des termes couramment utilisés qui font référence à la capacité du réseau de transport et de distribution connecté à recevoir et à évacuer l'électricité en toute sécurité.

La puissance nominale des composants du réseau de transport et de distribution indique la quantité d'énergie que le système peut transmettre en toute sécurité. La capacité de transférer de l'énergie d'une partie du réseau à une autre, via un ou plusieurs connecteurs, est souvent appelée *capacité de transfert (nette)*. La capacité du réseau électrique à fournir de l'électricité à tous les consommateurs est souvent appelée *capacité de livraison*.

Afin d'évaluer correctement la capacité du réseau, il faut souvent étudier la *fiabilité du réseau électrique*. La pénétration accrue des ERV en l'occurrence l'éolien, le solaire à grande échelle et décentralisé mais qui dépendent de l'insolation et de la force du vent, complique le mode de fonctionnement traditionnel.

Ce chapitre donne une brève introduction au sujet, en se concentrant sur les implications pour l'expansion des ERV.

### 3.1 Limite de capacité technique

Le réseau de transport et de distribution doit être en mesure de recevoir, de transmettre de l'électricité et de répondre à la demande à toutes les heures de l'année. L'électricité doit être transmise et livrée avec une qualité satisfaisante pour tous les clients. Les considérations de capacité doivent donc être basées sur les conditions prévalant lorsque le système est le plus sollicité. Cela peut se produire pendant les pics de demande ou pendant les heures de forte production.

Les équipements connectés au réseau électrique sont conçus pour fonctionner dans une bande passante de fréquence et de tension spécifiée. Le non-respect des limites de conception peut mettre en danger ou endommager l'équipement, et dans les cas graves également les humains.

Bien qu'elle ne soit pas décrite plus en détail dans ce rapport, la qualité de l'alimentation électrique est également importante. En raison des caractéristiques techniques inhérentes à tous les équipements connectés au réseau électrique, il y a toujours une certaine quantité de bruit/perturbation sur la puissance fournie, souvent appelée papillotement et harmoniques ou distorsion harmonique dans la terminologie du système électrique. Ces distorsions doivent être maintenues dans des limites spécifiées afin d'éviter d'endommager l'équipement.

#### Évaluations de l'équipement

Les caractéristiques nominales de l'équipement comprennent les limites de capacité thermique et les capacités nominales de tenue aux courts-circuits des disjoncteurs, des jeux de barres, des transformateurs, des lignes et des câbles du réseau. Le non-respect de ces limites peut endommager l'équipement. Les composants du réseau électriques sont normalement protégés, ce qui signifie qu'ils se déclencheront dans des conditions en dehors de leur plage de fonctionnement définie. Le déclenchement incontrôlé de composants critiques du réseau électrique peut compromettre l'intégrité du système et entraîner des pannes de courant ou, dans les cas graves, des pannes de courant sur de grandes surfaces, et doit être évité si possible.

Les lignes électriques aériennes sont conçues avec des exigences de température de conducteur maximale autorisée. Une surcharge thermique se produit chaque fois que ces critères de conception sont dépassés.

## RAPPORT D'ORIENTATION ➤ Rapport d'orientation sur la capacité du réseau pour l'intégration de la production d'énergies renouvelables dans le réseau électrique

La capacité de transport de courant (ampacité) d'une ligne électrique aérienne est déterminée par le choix du matériau et de la section du conducteur ainsi que par la géométrie physique de la transmission. Les facteurs externes influençant la température du conducteur, et par conséquent également le courant admissible de la ligne électrique aérienne, comprennent le rayonnement solaire, la vitesse et la direction du vent ainsi que la température ambiante. Le courant admissible est déterminé par la partie la plus critique de la ligne (c'est-à-dire le maillon le plus faible).

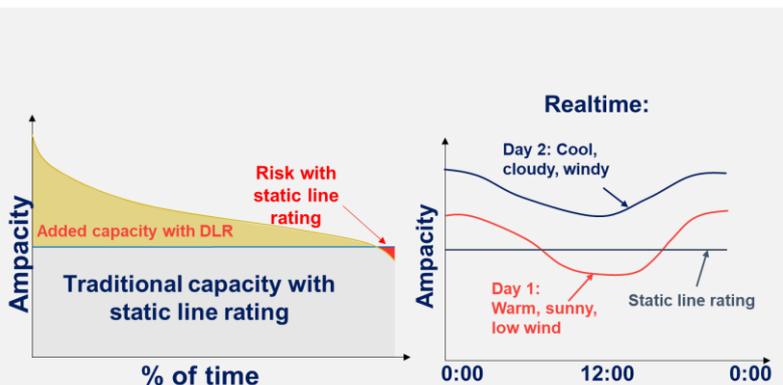
Le courant admissible des câbles dépend encore plus de la géométrie de pose des câbles et dépend également du choix de l'isolation des câbles. Les facteurs externes déterminant la température du conducteur (ampacité) sont liés au transfert de chaleur loin du câble et incluent la résistivité thermique du sol et la température du sol.

Une surchauffe peut provoquer un processus de vieillissement accéléré et une détérioration de la résistance mécanique à la traction. Les dangers opérationnels causés par la surchauffe des lignes électriques aériennes sont principalement dus à un affaissement accru, ce qui entraîne un risque accru d'événements de court-circuit, de dommages matériels et, surtout, de dommages aux personnes.

**La puissance de ligne dynamique**, également connue sous le nom de puissance thermique en temps réel, est une philosophie d'exploitation du transport d'énergie électrique visant à améliorer l'utilisation de la capacité du réseau existant, sans compromettre la sécurité. En combinant des données météorologiques en temps réel, des mesures de l'état des conducteurs et des prévisions météorologiques avancées, la capacité de ligne dynamique permet d'augmenter la capacité de transfert autorisée. Cela peut réduire la congestion du réseau et, par conséquent, également la réduction, permettant ainsi éventuellement une transition accélérée vers un réseau plus vert.

### La puissance de ligne dynamique

fait référence à la variation active de la capacité thermique présumée des lignes électriques aériennes en réponse aux conditions environnementales et météorologiques. Cela se fait continuellement en temps réel, en fonction des changements de température ambiante, de l'irradiation solaire, de la vitesse et de la direction du vent, dans le but de minimiser la congestion du réseau (IRENA, 2020).



Plusieurs opérateurs de réseau ont testé la puissance de ligne dynamique avec des résultats positifs. Il y a des indications claires que l'augmentation de puissance peut améliorer la rentabilité de la répartition de la production, stimuler l'intégration et réduire la chute de charge de l'énergie solaire et éolienne (IRENA, 2020).

Il est important de noter que les lignes de transport qui ne sont pas encombrées ou qui ne limitent pas l'activité du marché (le cas échéant) peuvent ne pas bénéficier pleinement de la puissance de ligne dynamique. De même, les réseaux électriques qui sont limités par la tension, la stabilité ou les limitations des sous-stations peuvent ne pas en bénéficier. Par conséquent, les services publics doivent adopter une approche de planification active dans laquelle ils identifient les lignes critiques et envisager une puissance de ligne dynamique par rapport à ses alternatives avant de la mettre en œuvre.

Enfin, il convient de noter que le coût d'entrée initial de la mise en œuvre de la puissance de ligne dynamique est nettement supérieur au coût marginal de son extension car la première intervention impliquera la mise en place de systèmes auxiliaires de contrôle et de logiciels de surveillance des données ainsi que la formation du personnel.

L'IRENA répertorie trois catalyseurs clés pour la mise en œuvre de la puissance de ligne dynamique:

1. Algorithmes pour calculer l'ampacité.
2. Numérisation pour la surveillance, la communication et le contrôle en temps réel.
3. Garantir des incitations réglementaires pour une exploitation du réseau rentable.

### **Exigences de tension et capacité de puissance réactive**

La tension sur un réseau électrique décrit le potentiel de transport de puissance d'un point du réseau à un autre. Elle est analogue à la pression dans une conduite d'eau. Tout comme l'eau s'écoule d'un point à haute pression vers un point à basse pression, l'énergie circule d'un point à haute tension vers un point à basse tension.

Tout comme le courant, la tension du réseau oscille à la fréquence du système. Dans les grands réseaux électriques en courant alternatif, la tension alternative et le courant alternatif peuvent, pour un certain nombre de raisons, être légèrement désynchronisés. Cela réduit la capacité de reconvertir l'énergie électrique en travail utile dans les machines et les équipements. Le terme puissance réactive est utilisé pour décrire ce phénomène. La puissance réactive, comme la puissance réelle, doit toujours s'équilibrer (c'est-à-dire que la puissance réactive produite sur un réseau doit être égale à la puissance réactive consommée). La puissance réactive peut être fournie par les générateurs ; cependant, il est souvent plus économique de fournir une telle puissance à partir d'une régulation de tension répartie sur tout le réseau.

Le contrôle de la tension sur un réseau électrique est important pour assurer un fonctionnement sûr et correct de l'équipement électrique. Le fait de ne pas contrôler la tension peut entraîner des dommages tels qu'une surchauffe des générateurs et des moteurs ou une durée de vie raccourcie des ampoules et des appareils ménagers ou des dommages à l'isolation de l'équipement s'il est utilisé au-dessus de son niveau d'isolation nominal. D'un point de vue opérationnel, le contrôle de la tension est important afin de réduire les pertes de transport et de maintenir la capacité du réseau à résister et à empêcher l'effondrement de la tension.

### Équipement de régulation de tension

**Les réacteurs** consomment de la puissance réactive et réduisent la tension.

**Les condensateurs** produisent de la puissance réactive et augmentent la tension. Traditionnellement, les condensateurs et les réacteurs sont commutés par des disjoncteurs, ce qui entraîne des échelons modérément importants de puissance réactive. De plus, le temps de réaction est relativement long.

**Les compensateurs de phase tournants** sont des machines électriques sans moteur principal, c'est-à-dire ne produisant pas de puissance active.

**Les compensateurs statiques var** peuvent être utilisés pour un contrôle de tension plus rapide mais sont nettement plus chers que les réactances et les condensateurs. Ils fonctionnent en commutant des réacteurs et des batteries de condensateurs à l'aide de thyristors par opposition aux disjoncteurs, ainsi l'équipement peut être activé/désactivé en un seul cycle (0,02 seconde).

**Des compensateurs synchrones statiques** peuvent également être utilisés pour un contrôle de tension plus rapide. Ils sont basés sur la technologie utilisant des transistors (IGBT) - et fournissent un contrôle très rapide (encore plus rapide que les compensateurs statiques var) et peuvent contrôler la puissance active et réactive entièrement découplée.

**Les générateurs** peuvent produire ou tirer de la puissance réactive, définie dans leur diagramme de capacité. La production d'ERV à partir de l'éolien et du PV est souvent basée sur la technologie IGBT et peut fournir une fonctionnalité de compensateurs synchrones statiques si nécessaire.

### Contrôle de fréquence

Une caractéristique clé de l'alimentation électrique dans le système électrique est qu'elle se présente sous la forme de courant alternatif (CA), c'est-à-dire que le courant alterne entre une valeur positive et négative. La fréquence d'un système électrique en courant alternatif décrit le nombre d'oscillations de ce type qui se produisent chaque seconde. Dans un système à 50 Hz, le courant alternatif oscille 50 fois par seconde. La fréquence d'un système électrique interconnecté doit être cohérente afin d'éviter d'endommager l'équipement, qui est normalement conçu pour fonctionner dans une bande très étroite autour de la fréquence nominale du système.

Les moteurs électriques, par exemple dans les usines, tournent à des vitesses qui dépendent de la fréquence du système. De plus, les charges du système peuvent ne pas avoir de relation linéaire entre la puissance et la fréquence. Dans les ventilateurs électriques dont la vitesse est proportionnelle au couple, la puissance est proportionnelle à la vitesse au carré. En d'autres termes - une petite déviation de fréquence peut entraîner une grande déviation de puissance.

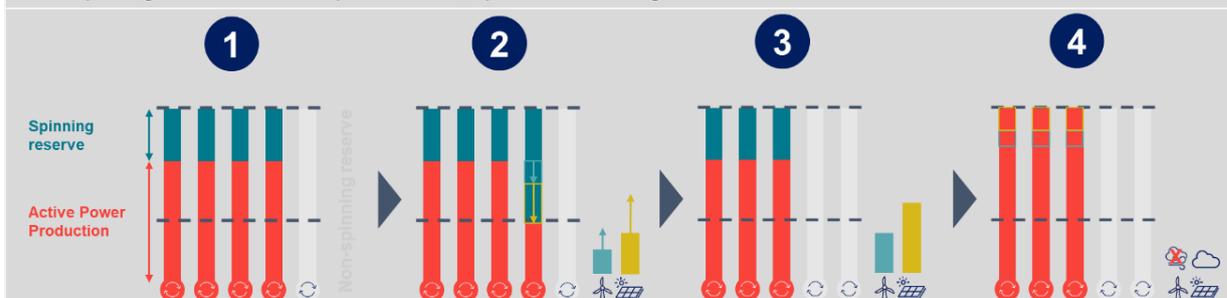
L'exploitation du système électrique est un exercice d'équilibre. Si l'offre et la demande ne sont pas exactement équilibrées, cela affecte la fréquence du réseau. Lorsqu'un changement progressif de charge ne correspond pas instantanément à un changement progressif de puissance, le déséquilibre du système est géré par la machinerie tournante. C'est ce qu'on appelle *la réponse inertielle*. Une augmentation (ou une diminution) de la charge signifie que les générateurs du système ralentissent (ou accélèrent) jusqu'à ce que la puissance électrique soit rétablie à un niveau qui correspond exactement à la demande. Le maintien d'une bande étroite pour le contrôle de la fréquence est important afin d'assurer cet équilibre et d'éviter le pompage : un phénomène où l'augmentation de la charge provoque une baisse de la fréquence, qui provoque à nouveau une chute de la charge, conduisant à une augmentation de la fréquence, qui se traduit finalement par une oscillation non amortie avec écarts toujours croissants par rapport à la fréquence nominale.

De petits changements dans l'équilibre entre l'offre et la demande dans le système électrique se produisent en continu et sont gérés par une réponse inertielle. Pour que le système électrique puisse répondre à des perturbations plus importantes, le parc de production doit comprendre des **réserves tournantes** suffisantes.

### Comment l'ajout d'ERV peut entraîner des réserves tournantes insuffisantes

À mesure que les taux de pénétration des ERV augmentent, la disponibilité des réserves tournantes dans le système peut devenir un problème, comme illustré dans l'exemple ci-dessous. La figure est générique mais illustre l'importance de la planification et du maintien du contrôle des opérations du réseau.

- 1) Un système fonctionnant initialement dans un certain état subit une production supplémentaire d'ERV à partir de l'énergie éolienne et solaire.
- 2) L'ajout d'ERV au système signifie le remplacement de la production d'électricité des machines tournantes existantes dans les centrales électriques distribuables.
- 3) A un certain niveau, les tranches peuvent être amenées à s'arrêter pour faire place à la production d'énergie variable. Cela réduit les réserves tournantes en téléchargeant les centrales électriques restantes et réduit l'inertie du système, le rendant plus vulnérable aux écarts de fréquence.
- 4) Sans réserves tournantes suffisantes, le système ne pourra pas gérer une transition vers des conditions nuageuses et sans vent. Le système ne serait pas non plus en mesure de gérer la perte de la plus grande unité de production, qui est une exigence de fonctionnement courante.

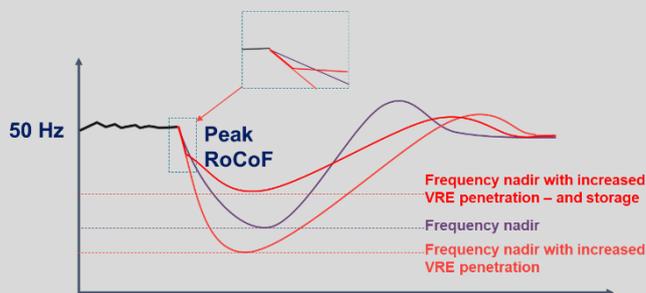


La réduction de la quantité de ressources traditionnelles, rotatives et distribuables dans le système réduit non seulement les réserves tournantes, mais diminue également l'inertie du système. L'encadré ci-dessous montre comment cela peut avoir un impact sur la réponse du système aux perturbations. Les problèmes de stabilité de fréquence à long terme peuvent être une situation plus complexe avec des échelles de temps allant jusqu'à quelques minutes, correspondant à la réponse d'appareils tels que des régulateurs de tension de charge ou des moteurs principaux.

### L'impact des ERV et du stockage sur la réponse en fréquence aux perturbations

Chaque fois qu'une perturbation se produit, un déséquilibre entre l'offre et la demande entraîne une modification de la fréquence du système. Ce changement doit être arrêté et inversé pour éviter une défaillance du système. Les problèmes de stabilité de fréquence à court terme peuvent par exemple être la formation d'un îlot en sous-production avec un délestage de charge en sous-fréquence insuffisant, provoquant une panne du système en quelques secondes. La période d'intérêt va de centaines de millisecondes à quelques secondes.

L'aspect le plus important du comportement de fréquence suite à la perte soudaine de génération est le point auquel la fréquence est arrêtée - *le nadir de fréquence*. La réponse inertielle des machines tournantes fournit une stabilisation de fréquence instantanée qui limite le taux de changement de fréquence sur le système. Avec l'augmentation de la pénétration des ERV remplaçant les machines tournantes, la réponse inertielle diminuera et le nadir peut chuter en dessous du point de consigne le plus élevé de délestage de sous-fréquence, c'est-à-dire que les réserves de contrôle de fréquence primaire sont insuffisantes. Cela signifie qu'il y aura des contraintes sur la limite supérieure de la part des centrales ERV dans le système, souvent appelée taux de pénétration maximal ou taux de pénétration non synchrone du système.



Bien que les systèmes de stockage d'énergie par batterie ne soient pas en mesure de fournir une réponse inertielle instantanée et de réduire le taux de changement de fréquence, ils peuvent fournir une réponse de puissance très rapide, souvent appelée « *inertie synthétique* ». Les batteries réagissent dès qu'elles sont capables de détecter l'événement, normalement en quelques centaines de millisecondes. Cette réponse rapide peut être comparable ou même supérieure à la réponse en fréquence rapide des machines tournantes traditionnelles lorsqu'il s'agit de réduire l'écart de fréquence maximal.

## 3.2 Fiabilité du système électrique

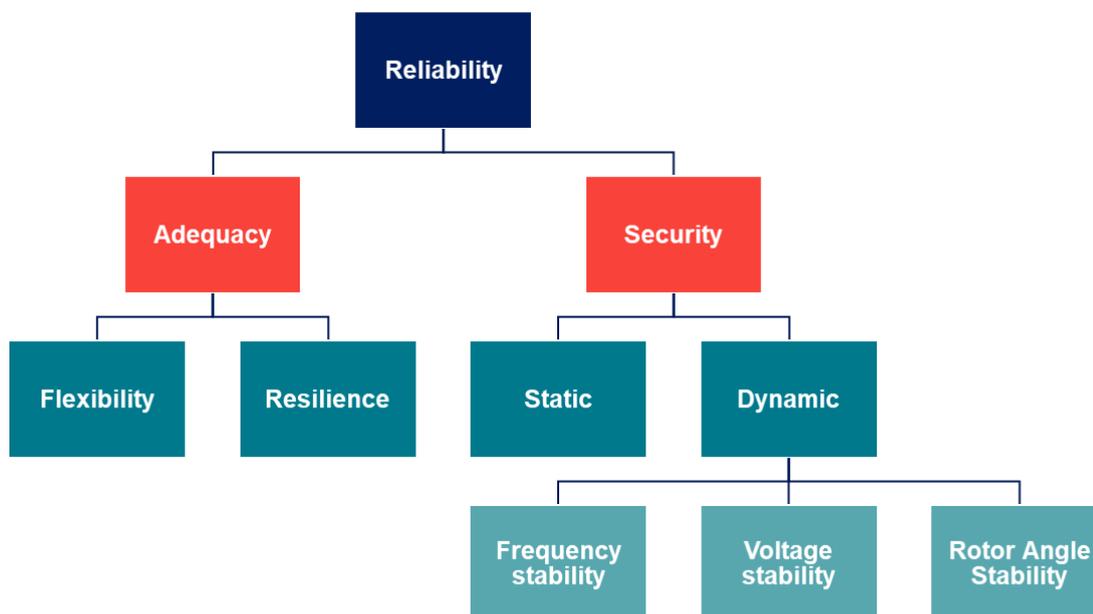
**La fiabilité du système électrique** désigne la capacité du système électrique à fournir un service électrique adéquat avec peu d'interruptions sur une période de temps prolongée. Afin d'estimer les indices de fiabilité, il faut être capable de prédire le comportement du système. La fiabilité peut être abordée en étudiant deux fonctions de base du système électrique, à savoir l'adéquation et la sécurité.

*La sécurité du système électrique* décrit la capacité d'un système électrique à survivre aux perturbations sans interruption de service. *L'adéquation du système électrique* est la capacité du système électrique à fournir à tout moment l'énergie électrique demandée par le client, en tenant compte des éventuelles pannes des composants du système.

Alors que la sécurité comprend des problèmes variant dans le temps qui peuvent être jugés en étudiant les performances du système électrique dans un ensemble particulier de conditions, par exemple en utilisant des outils de simulation, il est nécessaire de disposer de distributions de probabilité et d'une analyse des conséquences lors de l'exécution d'analyses d'adéquation.

Une classification commune de la fiabilité du système électrique est illustrée à la Figure 3-1.

Figure 3-1: Classification de la fiabilité du système électrique



### 3.2.1 Adéquation

L'**adéquation** est la capacité du système électrique à toujours répondre à la demande d'énergie électrique, en tenant compte des éventuelles pannes des composants du système. L'adéquation du système comprend à la fois l'adéquation de la production et l'adéquation du transport.

*L'adéquation de la production* d'un système électrique est une évaluation de la capacité de production installée à correspondre à la consommation du système électrique. *L'adéquation du transport* d'un système électrique est une évaluation de la capacité d'un système électrique à gérer le flux résultant du transfert d'énergie de la production à la consommation. La Commission européenne (Mercados, E-Bridge, & REF-E, 2015) décrit l'adéquation comme impactée par de nombreuses variables aléatoires et non contrôlables:

- Coupures imprévues des installations de production ou de transport;
- Disponibilité des ressources primaires, principalement en cas d'alimentation intermittente provenant des ERV;
- Limites et disponibilité de la capacité de transport;
- Variabilité de la charge; et
- Soutien (ou manque de soutien) des pays voisins.

La capacité transfrontalière, la production intermittente et la réponse à la demande doivent être prises en compte pour obtenir une évaluation réaliste de l'adéquation.

Un problème important de fiabilité est lié à la marge de capacité<sup>6</sup> du parc de production. Il doit y avoir suffisamment de capacité installée dans le système électrique pour couvrir la charge de pointe, et la capacité disponible doit être en permanence égale ou supérieure à la demande. Cela comprend la résistance aux pannes des principales installations, aux périodes de sécheresse extrême ou aux éventuelles pénuries de carburant. L'ajout des ERV au système électrique signifie que la puissance installée et l'énergie produite augmentent, c'est-à-dire que la disponibilité de la production augmente. Cependant, les périodes sèches (hydraulique), nuageuses (PV solaire) et sans vent (énergie éolienne) doivent être prises en compte dans l'évaluation de la disponibilité.

Sur la base de la description ci-dessus de l'adéquation, on peut décrire l'adéquation en examinant la flexibilité et la résilience du système électrique.

### **Flexibilité**

La flexibilité d'un système électrique décrit sa capacité à s'adapter aux variations de l'offre et de la demande à toutes les échelles de temps. Les évaluations de flexibilité comprennent l'étude de la réponse du système aux changements, à l'incertitude à court terme et aux écarts entre les prévisions et la fourniture réelle d'énergie. C'est-à-dire : si et à quelle vitesse le système est capable de rétablir l'équilibre. Dans un contexte d'ERV, les changements sont généralement dus à l'ombrage des centrales solaires ou à des accalmies de vent inattendues. Les réserves de puissance active et les taux de rampe des centrales alternatives et/ou des éléments de stockage du système doivent être capables de gérer la production intermittente de l'éolien et du solaire, sauf si le délestage est accepté. Alors que l'éolien et le solaire sont considérés comme des sources de production inflexibles, d'autres sources renouvelables telles que l'hydroélectricité distribuée peuvent introduire une flexibilité supplémentaire dans le système.

### **Résilience**

La résilience désigne la capacité du système électrique à répondre à des événements graves tels que la panne à long terme d'un câble ou l'absence d'une ressource telle que le carburant pour les générateurs diesel. Les causes des événements de résilience peuvent être naturelles ou causées par l'homme.

Il convient de noter qu'au cours des dernières années, avec le changement climatique, la fréquence, la gravité et le coût des catastrophes naturelles liées aux conditions météorologiques ont augmenté (Raoufi, Vahidinasab et Mehran, novembre 2020). En outre, la littérature suggère que le changement climatique futur pourrait réduire la disponibilité de l'eau et que la diversification des portefeuilles de production avec les ERV pourrait améliorer la sécurité énergétique, en particulier dans les systèmes électriques dominés par l'hydroélectricité (Habostad, 2021).

Les exploitants de réseaux électriques bien développés planifient souvent le réseau selon le critère N-1. Pour qu'un système électrique à composants N remplisse le critère N-1, le système doit être résilient en résistant à la perte de l'un de ses composants et être toujours dans un mode de fonctionnement stable et stable. En pratique, cela signifie que la déconnexion de la plus grande centrale électrique ou de la ligne de transport la plus critique du système ne doit entraîner la déconnexion d'aucun consommateur. Le critère peut être vérifié en définissant un certain nombre d'aléas qui ont une probabilité significative de se produire, et étudier comment ceux-ci affecteront le système en le simulant dans un outil de simulation du système électrique.

---

<sup>6</sup> La marge de capacité décrit le rapport entre la capacité de production disponible et la demande de pointe, exprimée en pourcentage.

### 3.2.2 Sécurité

La **sécurité du système électrique** désigne la capacité d'un système électrique à résister aux perturbations sans interruption du service client. Pour être sûr, en plus d'être stable, le système doit être protégé contre les aléas qui ne sont pas classés comme des problèmes de stabilité. Ceux-ci incluent le sabotage, la chute de pylônes de transport ou la défaillance d'un câble. Par ailleurs, la sécurité inclut les conséquences de l'instabilité. Deux systèmes peuvent tous deux être stables et avoir les mêmes marges de stabilité mais être inégalement sûrs car les conséquences de l'instabilité sont plus graves dans un système que dans l'autre.

La sécurité du système électrique est normalement étudiée en effectuant des analyses de sécurité statique et dynamique. L'évaluation de la sécurité du système permet de définir des paramètres importants pour le fonctionnement du système, tels que le débit maximal admissible dans les lignes de transmission, la quantité de réserves de fréquence primaires, secondaires et tertiaires nécessaires et les besoins en puissance réactive pour contrôler les tensions dans le système.

#### Sécurité en régime permanent

Les évaluations de sécurité en régime permanent ou statique comprennent des études de flux de charge du système dans des conditions de fonctionnement normales et avec un ou plusieurs composants hors service. Il est utilisé pour informer la définition des paramètres opérationnels tels que le débit maximal admissible dans les lignes de transport et les exigences de puissance réactive pour le contrôle de la tension.

(Wu & Kumagai, 1982) définissent l'état de sécurité en régime permanent comme « un ensemble d'injections de puissance réelles et réactives (demandes de charge et génération de puissance) pour lesquelles les équations de flux de puissance et les contraintes de sécurité imposées par les limites de fonctionnement des équipements sont satisfaites. »

#### Stabilité

La stabilité du système électrique est similaire à la stabilité de tout autre système dynamique et repose sur les mêmes mathématiques fondamentales. Il s'agit simplement de préserver l'équilibre entre des forces opposées. Dans les études de systèmes électriques, le terme stabilité désigne la capacité d'un système électrique à résister à des perturbations soudaines telles que des événements de court-circuit, la perte d'un générateur, d'une ligne de transport ou d'une charge, et à retrouver un état d'équilibre de fonctionnement afin que l'intégrité du système soit préservée. Cela fait référence au respect des exigences de tension et de fréquence pour le système électrique et peut également inclure des évaluations des capacités de conduite à basse tension et de la stabilité de l'angle du rotor pour les centrales électriques rotatives.

La stabilité du système électrique est souvent divisée en trois catégories:

1. **Stabilité de fréquence:** Équilibre entre l'offre et la demande d'électricité - maintien de la vitesse synchrone des générateurs dans le système.
2. **Stabilité de la tension:** Équilibre de puissance réactive.
3. **Stabilité de l'angle du rotor:** Équilibre entre le couple mécanique appliqué aux générateurs et le couple électrique vu dans le réseau - en maintenant de petits écarts par rapport à la vitesse synchrone dans tous les générateurs du système.

Les centrales hydroélectriques et géothermiques comprennent des machines tournantes qui doivent fonctionner à la même fréquence que le reste du système (c'est-à-dire avec une vitesse synchrone constante). Le solaire photovoltaïque et la plupart des centrales éoliennes modernes sont connectées au réseau via un onduleur et sont découplées de la fréquence du réseau, c'est-à-dire qu'elles n'ont pas de vitesse synchrone. Cependant, ils peuvent encore avoir un impact

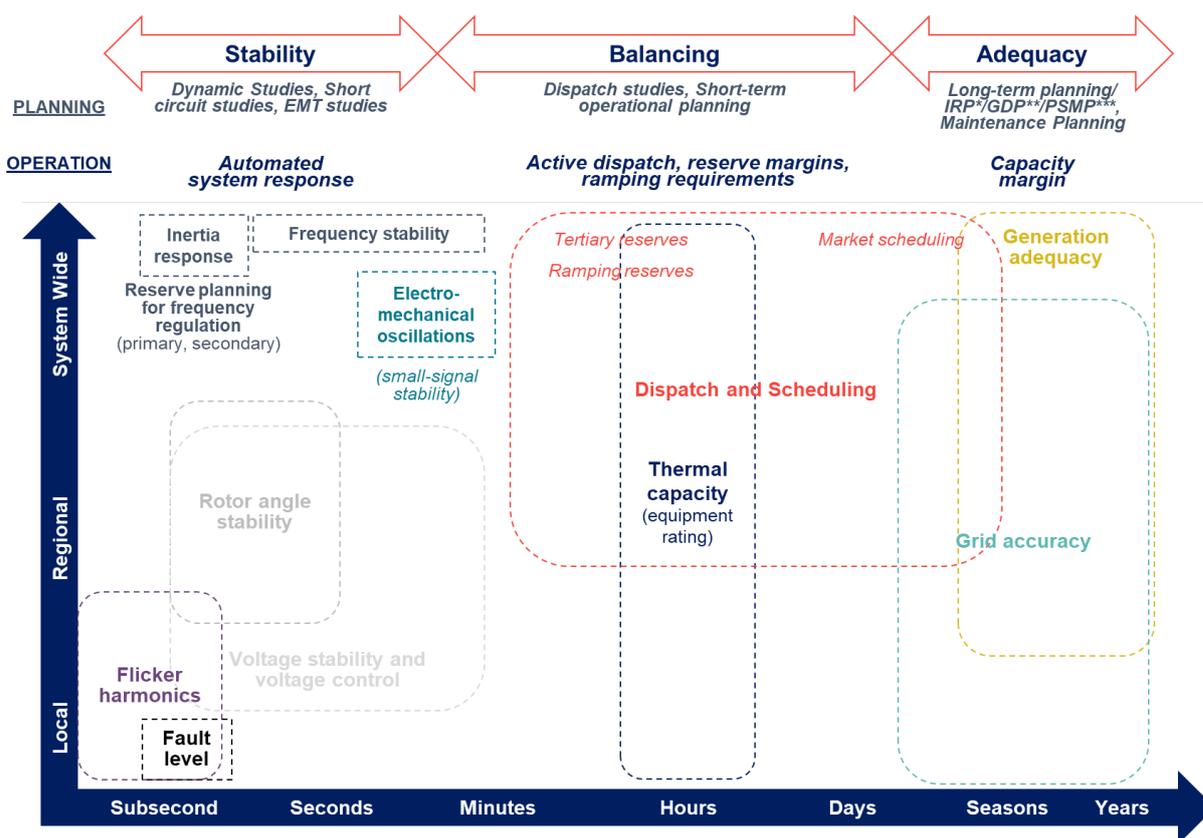
sur la stabilité de la fréquence et de l'angle du rotor dans le système en affectant le fonctionnement des installations déjà existantes dans le système.

### 3.3 Critères de planification et d'exploitation de la capacité du réseau électrique

La planification et l'exploitation du réseau électrique est une tâche complexe qui englobe de nombreuses préoccupations. Les défis opérationnels varient en termes de délais et de zones affectées.

La figure ci-dessous est basée sur le rapport "Bringing Variable Renewable Energy Up to Scale" (Romero & Hughes, février 2015) et s'appuie sur les concepts des deux sections précédentes (c'est-à-dire les phénomènes du système électrique à prendre en compte lors de l'évaluation de la capacité du réseau).

**Figure 3-2: Préoccupations liées à l'exploitation et à la planification du système électrique**



Source: Adapted from figure 2.6 and 2.10 in (Romero & Hughes, February 2015)

Une part accrue d'ERV peut avoir un impact sur le système depuis niveau local jusqu'à l'ensemble du système et cela à toutes les échelles de temps. Au niveau local sur une échelle de temps inférieure à la seconde, par exemple, le solaire distribué ou sur le toit peut avoir un mauvais contrôle de la tension ce qui a un impact négatif sur la stabilité de la tension et le contrôle de la tension. L'introduction d'une grande quantité de production d'énergie distribuée dans le système électrique peut également avoir un impact sur les niveaux de défaut. La protection du système électrique initialement conçue pour fonctionner dans un système de distribution où la direction du flux d'énergie (et des courants de défaut) était unidirectionnelle c'est-à-dire du poste de transformation aux utilisateurs finaux peut être confrontée à des défis dans la détection et l'élimination des défauts lorsque le flux d'énergie devient bidirectionnel.

Sans exigences de conception appropriées, la génération distribuée basée sur l'onduleur peut également provoquer des papillotements et une distorsion harmonique qui réduisent la qualité de l'alimentation.

Les problèmes de stabilité, tels que décrits à la section 3.2.2, sont des phénomènes dans la plage de temps allant jusqu'à quelques secondes. Les mesures de stabilité dans le fonctionnement du système électrique sont automatisées. Cela signifie que la planification des problèmes de stabilité se fait en analysant les événements susceptibles de se produire dans le système tels que les perturbations importantes et les courts-circuits. La réponse automatisée des systèmes de protection, des contrôleurs et des régulateurs du système est basée sur des paramètres dérivés des études.

Les problèmes d'équilibrage à l'échelle de la minute/heure par jour sont planifiés par le biais d'études de répartition et d'évaluations des marges de réserve et des taux de rampe nécessaires du côté de l'offre, de la flexibilité disponible du côté de la demande et des problèmes de congestion potentiels qui peuvent survenir dans le réseau de transport. Les analyses de sécurité statique (flux de charge et études dynamiques) guident les opérateurs en fournissant des limites de capacité de transfert qui ne peuvent pas être dépassées, ce qui signifie par exemple que les générateurs proches des grands centres de charge doivent fonctionner. Cela peut imposer des restrictions sur les ERV, entraînant une réduction de la capacité située loin des centres de charge et sans capacité de transport suffisante.

À des échelles de temps plus longues, les planificateurs doivent garantir une disponibilité suffisante de l'électricité à tout moment, en tenant compte des variations saisonnières de l'offre et de la demande. L'adéquation du système électrique est gérée par une planification à long terme, axée sur la disponibilité des ressources de production et du réseau. Une telle planification est souvent réalisée sous la forme de grandes études de système qui tiennent compte du développement existant et prévu de toutes les ressources d'approvisionnement, de demande et de transfert dans le système électrique. Les exemples incluent les plans de ressources intégrés, les plans de développement du réseau ou les plans directeurs du système électrique.

# 4 Considérations spécifiques à chaque pays

## Éléments-clés du chapitre à retenir

- Quatre exemples génériques de systèmes électriques avec des caractéristiques variables sont présentés, représentant quatre catégories dans lesquelles les pays de la région AfOA-OI peuvent être placés:
  1. États insulaires (océan Indien);
  2. Systèmes électriques développés à base de combustibles fossiles;
  3. Systèmes électriques développés partiellement et moyennement à base d'énergies renouvelables; et
  4. Systèmes à taille, consommation et/ou part d'énergies renouvelables limitées.

Les enjeux et les mesures à envisager varient légèrement entre les quatre catégories. Cependant, la flexibilité et la planification proactive pour assurer la capacité de transfert à tous les niveaux sont importantes pour toutes les catégories.

**Avis de non-responsabilité:** Il était initialement prévu que ce document inclurait une évaluation de la capacité du réseau de quatre États membres sélectionnés. En raison du manque de données nécessaires pour de telles études, une approche différente a été choisie. Des exemples génériques de systèmes électriques avec des caractéristiques qui devraient être pertinentes pour les pays de la région AfOA-OI sont fournis. Les exemples sont basés sur les caractéristiques des différents systèmes électriques de la région AfOA-OI.

Ce chapitre vise à fournir des exemples de systèmes électriques génériques qui représentent la situation dans les différents pays de l'AfOA-OI. Afin de fournir des exemples qui peuvent être pertinents pour tous les États membres, le chapitre trie d'abord les systèmes électriques nationaux de la région en fonction de quelques caractéristiques sélectionnées. Essayer de capturer tous les États membres à travers quelques exemples sélectionnés signifie que les caractéristiques choisies sont à un niveau élevé et que toutes les singularités des différents systèmes électriques ne sont pas capturées. Même ainsi, cette approche sera plus pertinente pour un plus grand nombre d'États membres que la simple modélisation détaillée d'un petit nombre de systèmes électriques concrets.

## 4.1 Catégorisation des pays de la région AfOA-OI

Note sur la méthodologie : Un certain nombre de paramètres peuvent être utilisés pour classer les systèmes électriques. La catégorisation présentée dans ce sous-chapitre du rapport se concentre sur quelques indicateurs de performance choisis. La catégorisation est basée sur les statistiques de l'ONU, mais dans une certaine mesure comprend également des évaluations qualitatives faites par le consultant. Les caractéristiques suivantes ont été utilisées pour séparer les attributs-clés des systèmes électriques:

1. **Part des énergies renouvelables:** La part des énergies renouvelables (en pourcentage de la capacité installée) est utilisée comme indicateur de l'état d'avancement du pays dans le développement d'un système électrique à faibles émissions de carbone.

2. **Taux d'électrification:** Le taux d'électrification est choisi comme indicateur de l'état d'avancement du pays sur la voie de l'accès universel à l'énergie électrique. Il peut aussi, indirectement, être un indicateur de la portée géographique du réseau.
3. **Consommation totale d'électricité:** La consommation totale d'énergie électrique décrit la taille du système électrique existant et est donc un indicateur de l'ampleur de l'impact que les ERV peuvent avoir à court terme.
4. **Consommation d'électricité par habitant:** L'utilisation de l'électricité par habitant indique non seulement le nombre de personnes ayant accès, mais aussi la mesure dans laquelle le pays utilise l'électricité à des fins productives.

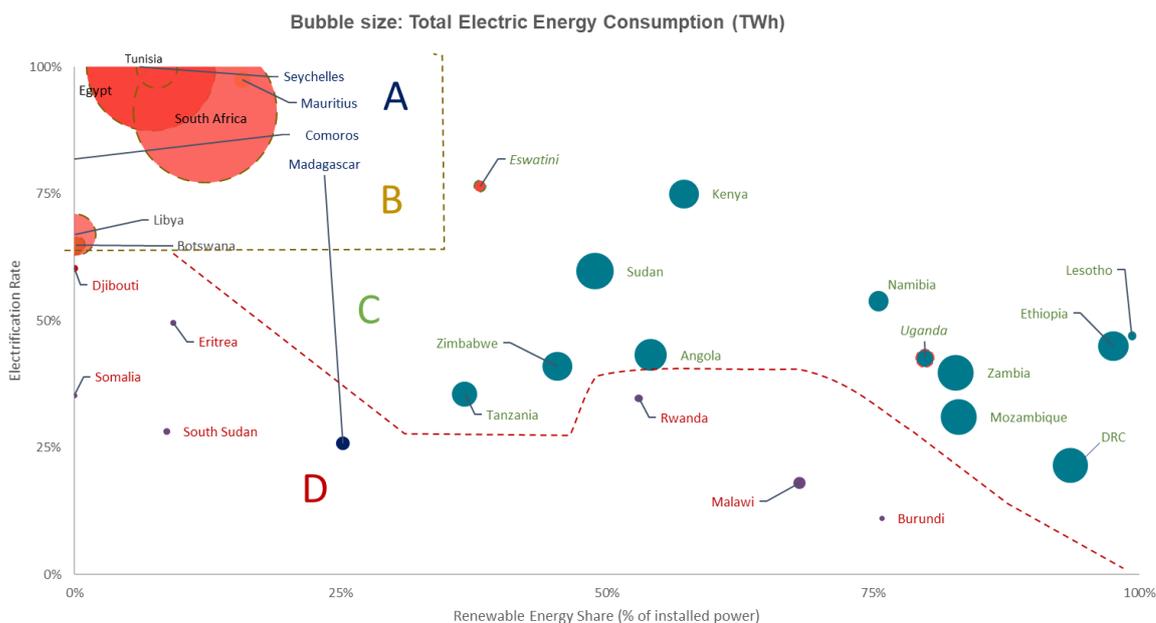
Sur la base de ces critères, les quatre catégories génériques de systèmes électriques suivantes sont présentées dans le tableau ci-dessous. Les indicateurs de catégorisation ne sont pas quantifiés et doivent être considérés comme indicatifs plutôt qu'absolus.

**Tableau 4-1: Critères de catégorisation des systèmes électriques dans la région AfOA-OI**

Type	Opportunités d'interconnexion?	Part des énergies renouvelables [%]	Part des énergies renouvelables [kWh]	Taux d'électrification [%]	Demande totale d'électricité [TWh]
A: (Océan Indien) États insulaires	Non				Petite
B: Forte consommation d'électricité d'origine fossile,	Oui	Peu élevée	Élevée	Élevée	Large
C: Utilisation intermédiaire de l'électricité d'origine partiellement renouvelable	Oui	Medium/high	Moyenne	Moyenne / Élevée	Moyenne
D: Taille, consommation et part d'énergies renouvelables limitées	Oui	Peu élevée /moyenne	Peu élevée	Peu élevée	Petite

Comme le montre la Figure 2-14 à la page 2-12, la plupart des pays non insulaires ont des interconnexions existantes, engagées ou prévues. Le nombre d'interconnexions existantes n'est donc pas utilisé comme paramètre de catégorisation. Cependant, les États insulaires sont classés dans une catégorie distincte car ils doivent s'auto-provisionner en électricité et ne peuvent pas compter sur les échanges avec les pays adjacents. Bien que centrés uniquement sur les États insulaires de l'océan Indien, les conseils fournis pour les pays de type A peuvent également être valables pour les pays qui ne sont pas encore connectés aux pays voisins. Le graphique à bulles de la figure 4-1 place les pays de la région AfOA-OI dans différentes catégories sur la base des critères ci-dessus.

**Figure 4-1 Catégorisation des systèmes électriques de l'AfOA-OI**



Sources: Voir l'annexe A

Deux pays sont mis en évidence avec des bordures colorées, indiquant qu'ils auraient pu être placés dans plus d'une catégorie (voir l'annexe A pour plus de détails). L'Ouganda a une part d'énergies renouvelables élevée et un taux d'électrification qui se situe dans la moyenne des pays classés comme pays à intensité électrique moyenne et à part d'énergies renouvelables intermédiaire à élevée. Cependant, le pays se classe parmi les cinq derniers en termes de consommation totale d'électricité par habitant. Le pays pourrait donc être classé à la fois dans les catégories C et D. Eswatini est un petit système électrique, et avec une bonne partie de son approvisionnement en énergie électrique à partir d'énergies renouvelables, cela correspond à la catégorie C. Le niveau élevé de consommation d'énergie électrique par habitant et un taux d'électrification élevé signifie qu'Eswatini pourrait également être classé dans le type B. Enfin, Djibouti est un système électrique avec une consommation d'électricité par habitant relativement élevée. Cependant, étant entièrement basé sur des combustibles fossiles et ayant une petite taille totale de système, le système est placé à titre indicatif dans la catégorie D.

Ce ne sont pas les seuls pays où une ou plusieurs caractéristiques signifient qu'ils pourraient être placés dans plusieurs des catégories. La ligne de démarcation entre les catégories C et D est maintenant tracée de sorte que la Tanzanie et la RDC tombent dans la catégorie C et le Rwanda dans la catégorie D, même si le Rwanda a un taux d'électrification similaire à la Tanzanie et une part d'énergies renouvelables entre les deux autres. Ceci est basé sur une évaluation de la taille du système et de la consommation totale d'électricité par habitant.

Les lecteurs sont informés que la catégorisation n'est qu'une tentative d'identifier des lignes directrices appropriées pour les systèmes électriques dotés de caractéristiques différentes mais qui peuvent être pertinentes pour tous les États membres. Comme les caractéristiques du système changent avec le temps, les services publics sont encouragés à évaluer activement comment et dans quelle mesure les lignes directrices fournies peuvent s'appliquer à leur système spécifique.

## 4.2 A: États insulaires de l'océan Indien

Les États insulaires de l'océan Indien se distinguent des autres pays de la région AfOA-OI en ce qu'ils sont des systèmes séparés sans possibilité d'interconnexion avec des systèmes

**RAPPORT D'ORIENTATION** ➤ Rapport d'orientation sur la capacité du réseau pour l'intégration de la production d'énergies renouvelables dans le réseau électrique

électriques adjacents. Bien que les pays diffèrent par la taille et le développement du réseau, ils sont placés dans une catégorie distincte car ils devront être autonomes et parce que les interconnexions ne peuvent pas être utilisées pour offrir de la flexibilité. En ce sens, les lignes directrices de catégorie A sont également très pertinentes pour les pays continentaux qui ne sont pas encore connectés aux pays voisins.

Tous les pays de la catégorie A sont des systèmes électriques dont la demande totale d'énergie électrique est inférieure à trois TWh, mais ils sont confrontés à des défis différents. D'une part, Madagascar a une grande population géographiquement dispersée avec un faible taux d'électrification et peut avoir besoin de développer un système électrique basé sur des ressources décentralisées et des mini-réseaux ruraux avant d'établir un réseau centralisé plus grand. D'autre part, les Seychelles et Maurice, et partiellement aussi les Comores, ont un accès quasi universel sur de petites îles alimentées principalement par des générateurs à base de combustibles fossiles. La part de la population classée comme urbaine est intermédiaire, ce qui indique que les réseaux de distribution jouent un rôle essentiel dans l'approvisionnement énergétique du réseau interconnecté.



Les principales caractéristiques des systèmes électriques de catégorie A sont qu'ils ont un côté offre qui est principalement basé sur des centrales à combustible fossile de petite et moyenne taille, y compris une charge distribuée après les centrales thermiques. La portée du réseau de transport est relativement limitée et les tensions du système sont modérées. L'électricité est distribuée via un réseau de distribution aux utilisateurs finaux. Par conséquent, les énergies renouvelables ont le potentiel de jouer rapidement un rôle dominant dans ces systèmes électriques. Pour permettre une transition vers des systèmes électriques basés sur les énergies renouvelables sur les îles, il est important que la flexibilité et la contrôlabilité du système électrique soient maintenues. Les interconnexions n'étant pas une option de flexibilité viable, les États insulaires peuvent bénéficier d'options de flexibilité plus coûteuses telles que le stockage de l'énergie ou le couplage sectoriel au chauffage, à l'hydrogène ou à d'autres options souvent appelées "Power to X" ou "P2X". Les utilisateurs finaux flexibles et les prosommateurs peuvent jouer un rôle important en facilitant une part élevée d'énergies renouvelables dans le système électrique.

Les questions qui doivent être prises en compte dans les systèmes de catégorie A sont notamment les suivantes:

**Tableau 4-2: Questions à examiner dans les systèmes de catégorie A.**

Côté de l'offre	<p><b>Adéquation</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Marge de capacité et disponibilité</li> <li>- Flexibilité &amp; capacité à être distribué</li> <li>- Réserves tournantes, taux de rampe, inertie</li> <li>- Rénovation des unités thermiques pour abaisser les niveaux de charge</li> </ul>
Transport	<p>min. en cas de transport de haute tension:</p> <p><b>Sécurité</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Congestions/goulots d'étranglement</li> </ul> <p><b>Résilience et adéquation</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Redondance ("N-1")</li> </ul>
Distribution	<p><b>Sécurité</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Capacité d'hébergement</li> </ul> <p><b>Adéquation</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Coordination avec la planification micro-réseau et hors réseau</li> </ul>
Stockage	<ul style="list-style-type: none"> <li>L'échelle décentralisée et utilitaire peut s'avérer vitale pour la flexibilité et la réduction de la dépendance aux groupes électrogènes diesel</li> <li>Le stockage à long terme peut s'avérer vital dans une transition vers des systèmes à haute intensité d'ER.</li> </ul>

Côté de la demande

**Flexibilité  
(Résidentiel) Réponse côté demande**  
Prosommateurs

Les codes de réseau et les exigences techniques doivent refléter le fait que les systèmes sont petits. Une pratique courante dans la gestion des ERV dans les codes de réseau et les exigences techniques est que les petites installations ne sont pas soumises aux mêmes exigences techniques que les installations plus importantes. Compte tenu de la taille limitée de leurs systèmes, cependant, les petits États insulaires devraient examiner attentivement si des exigences moins strictes devraient être autorisées ou non pour les petites centrales renouvelables telles que, par exemple, les systèmes solaires photovoltaïques répartis sur les toits.

Les emplacements des centrales d'énergies renouvelables pourraient se concentrer sur les zones du réseau où la capacité du réseau est déjà tendue. Dans de tels endroits, l'ajout de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables pourrait en fait améliorer les conditions du réseau, permettant une meilleure utilisation de la capacité du réseau existant.

### **4.3 B: Forte utilisation d'électricité à base de combustibles fossiles**

La catégorie B représente les systèmes électriques développés, basés sur les combustibles fossiles. Pour se placer dans la catégorie B, le système électrique doit avoir un taux d'électrification supérieur à 50 %, une part d'énergies renouvelables inférieure à 25 % et une consommation d'énergie électrique par habitant supérieure à 1 000 kWh.



Les pays qui entrent dans cette catégorie sont l'Afrique du Sud et les pays d'Afrique du Nord, la Tunisie, la Libye et l'Égypte. Les deux pays qui se démarquent du reste sont l'Afrique du Sud et l'Égypte. La consommation totale d'énergie électrique dans chacun de ces pays est dix fois la taille de la Libye, le pays avec la troisième plus grande consommation d'énergie dans les statistiques de 2018. Bien que la demande totale d'énergie électrique dans les systèmes électriques du Botswana et d'Eswatini soit faible, le taux d'électrification élevé et la forte consommation d'électricité par habitant signifient qu'ils pourraient également se placer dans la catégorie B. La Namibie a une utilisation domestique d'électricité et un taux d'électrification élevés et pourrait être un candidat pour la catégorie B mais a été placé dans la catégorie C en raison de sa part élevée d'énergies renouvelables dans le mix d'approvisionnement.

La variation entre les pays de la catégorie B consiste en la taille du pays (et la portée du réseau), ainsi que la taille totale du système.

Une caractéristique clé des systèmes électriques de catégorie B est qu'ils ont un côté offre basé sur de grandes centrales de production à combustibles fossiles. L'électricité est transférée aux centres de charge via un réseau de transport relativement bien développé et décentralisé via un réseau de distribution aux utilisateurs finaux. Les pays de cette catégorie ont une demande d'électricité de niveau modéré à élevé pour leurs secteurs industriels, fournie à haute tension ainsi qu'une clientèle résidentielle relativement développée comprenant plusieurs grands centres de charge urbains. Les problèmes qui doivent être soigneusement pris en compte dans les systèmes électriques de catégorie B sont décrits au tableau ci-dessous.

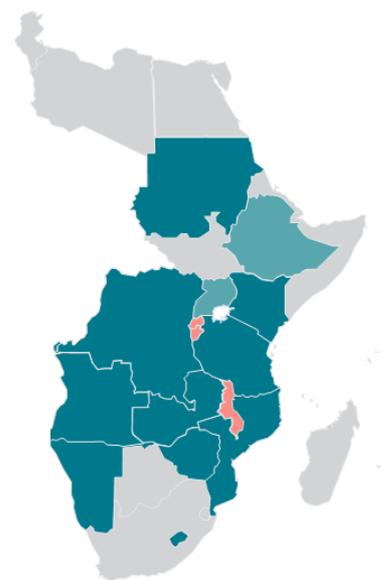
**Tableau 4-3: Questions à prendre en compte dans les systèmes de catégorie B.**

Côté de l'offre	<b>Adéquation</b> - Marge de capacité et disponibilité - Flexibilité & capacité à être distribué - Réserves tournantes, taux de rampe. - Planification opérationnelle (engagement de l'unité, démarrage/arrêt)
Transport	<b>Sécurité</b> - Congestions/goulots d'étranglement <b>Résilience &amp; Adéquation</b> - Redondance ("N-1") - Capacité d'interconnexion
Distribution	<b>Sécurité</b> Capacité d'hébergement
Stockage	Le stockage à court terme peut s'adapter aux fluctuations à court terme de la production d'ERV qui peuvent ne pas être couvertes par des centrales thermiques à fonctionnement lent. Le stockage à moyen terme pourrait être une option en raison des temps de démarrage lents des centrales thermiques.
Côté de la demande	<b>Flexibilité</b> Réponse côté demande de l'industrie, Réponse agrégée côté demande

## 4.4 C: Systèmes de taille moyenne partiellement basés sur les énergies renouvelables

La catégorie C représente les systèmes électriques moyennement développés où les énergies renouvelables jouent déjà un rôle important dans le mix énergétique. Pour se placer dans la catégorie C, le système électrique doit avoir une part d'énergies renouvelables supérieure à 25 % et une consommation d'énergie électrique par habitant supérieure à environ 100 kWh. La taille totale du système doit être supérieure à un TWh. Les taux d'électrification en catégorie C ne doivent pas être extrêmement bas, sans être précisés davantage.

Les pays pouvant appartenir à la catégorie C sont l'Eswatini, la Namibie, le Lesotho, l'Angola, le Soudan, le Zimbabwe, la Zambie, la RDC, le Kenya, la Tanzanie, le Mozambique, l'Éthiopie et l'Ouganda. L'Éthiopie et l'Ouganda ont une faible demande d'électricité par habitant qui pourrait pointer vers la catégorie D, mais sont inclus dans C en raison de leur part élevée d'énergies renouvelables. Le Malawi, le Rwanda et le Burundi ont également d'importantes parts d'énergies renouvelables mais sont classés dans la catégorie D en raison du faible taux d'électrification, de la petite taille du système et du faible niveau de consommation d'électricité par habitant.



Les pays de la catégorie C ont de grandes parts d'hydroélectricité dans leurs systèmes. Cela signifie que certaines des centrales hydroélectriques peuvent être conçues comme des centrales de charge de base, fonctionnant généralement autour d'un meilleur point d'efficacité. Une pénétration accrue des ERV dans le système entraînera davantage de démarrages/arrêts d'unités et un fonctionnement en dehors du meilleur point d'efficacité. Cela signifie que plus d'entretien peut être nécessaire sur les installations existantes afin de répondre à l'usure accrue. Bien que les besoins de maintenance puissent augmenter, l'hydroélectricité basée sur des réservoirs est bien adaptée pour fonctionner parallèlement aux énergies renouvelables variables car elle est contrôlable, a des temps de démarrage courts et normalement aussi des taux de

rampe élevés. La production d'hydroélectricité peut être réduite ou arrêtée lorsque la production d'ERV est élevée pendant la journée et remonter rapidement la nuit.

Le changement climatique mondial a introduit un risque de diminution de la disponibilité de l'eau au cours de l'année. Plusieurs sources suggèrent que les précipitations moyennes dans la région pourraient diminuer en raison du changement climatique (Spalding-Fecher, Joyce et Winkler, 2017). Une forte dépendance à l'hydroélectricité pourrait donc impliquer un risque de rupture d'approvisionnement en électricité. Les années sèches se traduiraient normalement par une production plus élevée des centrales solaires photovoltaïques que les années humides et la production d'énergie éolienne a également une corrélation négative avec les précipitations. La diversification des portefeuilles de production dans les pays dépendant fortement de l'hydraulique avec des ERV est donc considérée comme une option viable pour atténuer l'impact sur l'approvisionnement en électricité les années sèches. Les problèmes qui doivent être soigneusement pris en compte dans les systèmes électriques de catégorie C sont décrits au tableau ci-dessous.

**Tableau 4-4: Questions à prendre en compte dans les systèmes de catégorie C**

Côté de l'offre	<b>Adéquation</b> - Marge de capacité et disponibilité - Flexibilité & capacité à être distribué - Réserves tournantes Planification opérationnelle (engagement de l'unité, démarrage/arrêt)
Transport	<b>Sécurité</b> - Congestions/goulots d'étranglement <b>Résilience et adéquation</b> - Redondance ("N-1") - Capacité d'interconnexion
Distribution	<b>Sécurité</b> Capacité d'hébergement - contrôle thermique et tension. <b>Adéquation</b> Coordination avec la planification micro-réseau et hors réseau.
Stockage	Utilisation des réservoirs hydroélectriques Le stockage à court terme peut s'adapter à de courtes fluctuations de la production d'ERV
Côté de la demande	<b>Flexibilité</b> Réponse côté demande agrégée de l'industrie Croissance stratégique de la charge

## 4.5 D: Taille du système, consommation et part d'énergies renouvelables limitées

La catégorie D représente les pays avec de petits systèmes électriques (<5 TWh) et une consommation d'énergie électrique limitée par habitant (<100 kWh). Une autre caractéristique des pays de la catégorie D est le faible taux d'électrification (<50 %) ainsi qu'une part relativement faible d'énergies renouvelables dans le système électrique national.

Les pays qui entrent dans la catégorie D sont la Somalie, le Soudan du Sud, l'Érythrée, Djibouti ainsi que le Malawi, le Rwanda, le Burundi et, dans une certaine mesure, l'Ouganda et l'Éthiopie (faible consommation d'électricité par habitant, mais forte part d'énergie renouvelable). Les petits systèmes électriques du Lesotho et d'Eswatini pourraient également entrer dans la catégorie D en raison de leur petite taille. Cependant, leur taux d'électrification élevé les a amenés à être classés dans d'autres catégories. La RDC a un faible taux d'électrification, mais une part élevée d'énergies renouvelables dans le système et une taille de système relativement importante et n'est pas mis en évidence dans la figure de droite.



Une caractéristique clé des systèmes électriques classés dans la catégorie D est qu'ils sont relativement petits, ce qui signifie que les ERV ont le potentiel de jouer un rôle clé même à court terme. L'ordonnancement des centrales afin d'assurer des marges de réserve suffisantes tout en évitant des réductions trop importantes sera important pour faciliter un développement accru des ERV à bas coût. Les énergies renouvelables de base devraient être considérées comme des options pour remplacer les centrales de charge de base utilisant des combustibles fossiles et les interconnexions devraient être hautement prioritaires afin d'offrir de la flexibilité.

Les pays de la catégorie D varient selon la superficie, la population et la portée géographique du réseau. Lorsqu'un réseau national existe, l'emplacement des énergies renouvelables doit être soigneusement étudié. Le site optimal basé sur la disponibilité des ressources peut ne pas bien correspondre à l'emplacement de la demande ou à l'endroit où le réseau a une capacité suffisante. La capacité limitée du réseau peut avoir un impact sur l'emplacement de la nouvelle production. Dans les pays dont les réseaux de transport et de distribution sont peu développés, l'expansion du réseau doit aller de pair avec le développement de nouvelles installations de production.

La production centralisée doit être suivie d'une capacité de transport suffisante et/ou être localisée à proximité de la nouvelle demande. Enfin, la production décentralisée à petite échelle peut devoir faire face à des exigences techniques strictes afin de fournir des services de réseau tels que, par exemple, le contrôle de la tension afin d'utiliser au mieux la capacité de réseau existante.

Les problèmes qui doivent être soigneusement pris en compte dans les systèmes électriques de catégorie D sont notamment:

**Tableau 4-5: Questions à prendre en compte dans les systèmes de Catégorie D**

Côté de l'offre	<b>Adéquation</b> - Marge de capacité & disponibilité - Flexibilité & capacité à être distribué - Réserves tournantes, taux de rampe, inertie
Transport	<b>Sécurité</b> - Congestions/goulots d'étranglement <b>Résilience &amp; adéquation</b> - Élaborer des projets clés de transport - Hiérarchiser les opportunités d'interconnexion
Distribution	<b>Sécurité</b> - Capacité d'hébergement dans le réseau de distribution existant. <b>Adéquation</b> - Planification du développement du réseau de distribution. - Coordination avec la planification de micro-réseau et hors réseau.
Stockage	Envisager pour la mise en œuvre des ERV comme alternative aux renforcements de réseaux.
Côté de la demande	<b>Flexibilité</b> Croissance stratégique de la charge.

## 5 Lignes directrices harmonisées

### Éléments-clés du chapitre à retenir:

- **Toute nouvelle production doit être soumise à des exigences fonctionnelles.**
- **La flexibilité et la contrôlabilité du réseau deviennent de plus en plus importantes à mesure que les taux de déploiement des ERV continuent d'augmenter et doivent être prioritaires dans la planification du réseau.**
- **Les énergies renouvelables décentralisées telles que l'énergie solaire photovoltaïque sur les toits signifient que la capacité du réseau au niveau local et régional devient de plus en plus importante. Les services publics doivent adopter une approche proactive pour garantir une capacité de réseau locale et régionale suffisante.**
- **Les interconnexions et les principaux corridors de transmission dans le pays peuvent jouer un rôle important dans la libération du plein potentiel d'énergies renouvelables dans la région AfOA-OI doivent être poursuivis.**

L'utilisation optimale des ressources dans le système électrique est obtenue lorsque chaque composant individuel est autorisé à faire ce qu'il fait le mieux. Une capacité de réseau illimitée signifierait que le réseau n'impose de restrictions ni à la production ni à la demande. Dans la pratique, cependant, la capacité du réseau est une ressource limitée et coûteuse et l'augmentation de la capacité du réseau n'est pas toujours la solution optimale. Afin d'utiliser le réseau et de faciliter l'augmentation de la production à partir d'énergies renouvelables de la meilleure façon possible, toutes les parties du système électrique doivent jouer ensemble.

Concernant *le côté de la demande*, les clients peuvent s'adapter tant que l'électricité fournie est en mesure de remplir les tâches qu'elle est censée remplir. Par exemple, l'utilisation de pompes à chaleur et de chauffe-eau et la recharge de voitures électriques peuvent être déplacées à des moments où le réseau n'est pas fortement chargé. Les nouvelles consommations peuvent, dans une certaine mesure, être connectées là où c'est bon pour le réseau.

La *production d'électricité* peut contribuer avec divers attributs qui peuvent être utiles pour le système électrique. Les ERV dépendent de la disponibilité du rayonnement solaire et du vent pour fournir de la puissance active mais peuvent, si elles sont correctement conçues, contribuer à la régulation de la tension. L'imprévisibilité des ERV peut être réduite en mettant l'accent sur de bonnes prévisions. Les centrales thermiques peuvent fournir une charge de base tant que le combustible est disponible. L'hydroélectricité peut contribuer avec un degré élevé de capacité à être distribuée mais peut être sujette aux sécheresses.

Le *réseau de transport et de distribution* doit être construit de manière à ce que l'électricité puisse être transportée de son lieu de production à celui où elle est nécessaire. Une capacité de réseau suffisante évite à chaque zone ou pays d'avoir à surinvestir dans des capacités de production pour couvrir sa propre consommation. Les zones disposant de bonnes ressources en énergies renouvelables peuvent approvisionner les zones à forte consommation.

Le stockage peut être un bon moyen de permettre une meilleure utilisation de la production et du réseau existants. En fournissant des services pour l'exploitation du système et pour les générateurs solaires photovoltaïques et éoliens, le stockage peut différer les investissements dans la production de pointe et les renforcements du réseau.

Le système électrique du futur devra être plus intelligent et plus adaptable. L'accès et le traitement des *mesures et des données* seront importants pour développer un système électrique flexible, qui utilise toutes les ressources de la meilleure façon possible.

Les décideurs politiques, les régulateurs et les opérateurs de système sont invités à appliquer une approche holistique aux systèmes énergétiques de plus en plus intégrés afin de libérer et d'utiliser la capacité du réseau pour permettre une plus grande intégration des ERV à faible coût. Les éléments clés d'une telle approche sont présentés dans les sections suivantes.

## 5.1 Premier élément clé: Appliquer les exigences fonctionnelles dans les codes de réseau

Bien que des systèmes qui se ressemblent par des caractéristiques clés puissent être décrits et classés dans des catégories communes, aucun système électrique n'est exactement similaire à un autre. Indépendamment de leurs singularités, la nécessité d'exploiter le réseau électrique interconnecté de manière sûre et sécurisée est partagée entre les pays et les régions. En se concentrant sur les *exigences fonctionnelles* plutôt que sur des spécifications techniques fixes, les services publics devraient être bien placés pour un avenir où les systèmes électriques deviendront de plus en plus interconnectés, de plus en plus complexes et de plus en plus renouvelables.

Baser l'évaluation des nouvelles connexions sur les exigences fonctionnelles garantit que les conditions du système sont toujours remplies avant de permettre l'entrée d'une nouvelle production. L'inconvénient est que cette approche repose sur des études et une documentation souvent complètes avant d'autoriser de nouvelles connexions.

Les énergies renouvelables peuvent prendre la forme de grandes centrales géothermiques, solaires, éoliennes ou hydroélectriques, ou sous forme de petites centrales hydroélectriques décentralisées ou de panneaux solaires photovoltaïques sur les toits. Exiger les mêmes études et documentation pour les plus petits systèmes que pour les grandes centrales ayant un impact beaucoup plus important sur le système peut entraver le développement des énergies renouvelables décentralisées à petite échelle. Avoir des exigences distinctes basées sur la capacité installée est une bonne approche pour faciliter la croissance des énergies renouvelables, en particulier celles à petite échelle et décentralisées. Un bon exemple est le solaire sur le toit. Cela n'a pas de sens d'exiger la même quantité de documentation d'une installation solaire sur le toit dans la gamme des kilowatts que sur les grandes centrales hydroélectriques qui peuvent avoir des capacités installées en milliers de mégawatts.

Il en va de même pour la demande ; un client industriel avec des charges électriques importantes et complexes qui peuvent être connectées au réseau de transport et avoir un impact important sur le système devrait être soumis à des exigences plus étendues qu'un petit client au niveau de la distribution basse tension.

### Les décideurs politiques devraient:

- Décrire la responsabilité attribuée à chaque partie lors de l'aménagement et de l'évaluation de nouvelles connexions au réseau électrique.
- Mettre en place un cadre législatif qui fait que les opérateurs et les régulateurs modifient les conceptions du marché, les codes de connexion et les procédures opérationnelles afin d'accueillir une part élevée d'énergies renouvelables sans compromettre la sécurité du système.

**Les régulateurs et/ou les opérateurs de système devraient:**

- Faire en sorte que les codes de réseau (connexion) et les accords d'interconnexion soient basés sur les exigences fonctionnelles.
- Examiner et modifier les procédures opérationnelles afin qu'elles permettent une part élevée d'ERV tout en garantissant un fonctionnement sûr et sécurisé du système.
- Veiller à ce que les exigences soient mises à jour en fonction du développement technologique et adaptées au mieux aux singularités du système électrique national.
- Coopérer avec d'autres services publics pour s'assurer que des exigences fonctionnelles harmonisées sont élaborées, le cas échéant.

## **5.2 Deuxième élément clé: coordonner les activités de planification**

Même si le paragraphe précédent plaiderait en faveur de l'imposition d'exigences moins étendues en ce qui concerne les connexions à faible impact sur le système que sur les grandes connexions avec un impact plus important sur le système, cela ne veut pas dire que les services publics doivent appliquer une approche réactive pour définir les exigences relatives aux ressources énergétiques décentralisées. Les évaluations de la capacité d'hébergement du réseau sont un exemple d'approche proactive qui permet aux services publics d'évaluer la pénétration des solutions d'énergie décentralisée à partir de laquelle il faut commencer à effectuer des études plus détaillées pour éviter les surprises coûteuses liées à la mise à niveau de grandes parties des réseaux locaux et régionaux.

La surveillance et la notification de la production décentralisée existante et prévue au niveau de la distribution seront également importantes pour les gestionnaires de réseau dans leur travail de planification et de prévision au niveau du réseau de transport. Au niveau de l'ensemble du système, des évaluations traditionnelles de la capacité du réseau sont toujours nécessaires. Il faut en effet à la fois des études d'interconnexion spécifiques pour les nouvelles centrales et des études de système plus vastes afin d'assurer l'adéquation du réseau à long terme et la sécurité du réseau. Cependant, ces études et activités de planification doivent tenir compte de la prévisibilité réduite qu'introduisent les énergies renouvelables variables. Cela signifie que la planification à long terme et l'évaluation des fluctuations à court terme traditionnellement attribuées à la planification opérationnelle sont vouées à devenir plus intégrées.

Les efforts internationaux devraient faire partie de la planification coordonnée du réseau afin d'évaluer le développement optimal au niveau régional. La poursuite du développement vers un système électrique régional entièrement interconnecté avec une capacité de réseau transfrontalière et nationale suffisante peut jouer un rôle essentiel en permettant à davantage d'ERV d'être intégrés dans la région AFOA-OI.

Les efforts de planification ne doivent pas seulement être coordonnés au sein du secteur de l'électricité. L'Agence internationale de l'énergie (AIE, mai 2019) souligne l'importance de coordonner et d'intégrer les exercices de planification dans tous les segments du marché de l'électricité et même dans les secteurs économiques tels que les transports et l'industrie. Tout actif qui utilise de l'énergie doit être considéré comme un actif du système électrique et doit être pris en compte dans une évaluation intégrée du système énergétique. Prendre des décisions dans l'isolement peut conduire à des opportunités manquées et à un développement sous-optimal.

### **Les décideurs politiques devraient:**

- Définir clairement le rôle des gestionnaires de réseau au niveau national et local (GRT et GRD).
- Créer un cadre qui décrit les droits et les responsabilités des parties prenantes en ce qui concerne l'échange d'informations.
- Assurer la participation aux plateformes de coopération transnationale.

### **Les régulateurs et/ou les opérateurs de système devraient:**

- Créer des structures de coopération et de partage d'informations entre les différentes parties prenantes.
- Se concentrer sur l'intégration accrue des activités de planification et d'exploitation.
- Appliquer une approche de planification active:
  - Les schémas directeurs du système électrique, les plans de ressources intégrées et/ou les plans de développement du réseau doivent être produits à intervalles réguliers.

- Les plans de développement locaux doivent faire partie intégrante de la planification du réseau national.
- Participer activement aux forums régionaux de coopération internationale entre opérateurs et régulateurs.

### 5.3 Troisième élément clé: permettre la flexibilité dans toute les partie du système

La flexibilité devient de plus en plus importante à mesure que la pénétration des ERV augmente. Les cadres réglementaires, la conception du marché et les programmes d'incitation doivent être conçus pour récompenser la flexibilité dans toutes les parties du système électrique - qu'il s'agisse de la demande (ressources énergétiques décentralisées), du stockage, du transport et de la distribution, ou du côté de l'offre.

Les centrales électriques conventionnelles sont actuellement la source prédominante de flexibilité du système dans les systèmes électriques modernes. Cependant, plusieurs pays ont adopté des réformes et des réglementations du marché destinées à obtenir des services de flexibilité des services de la part des centrales d'ERV. Les exemples incluent les modifications apportées aux codes de connexion qui obligent les ERV à prêter des services de flexibilité à court terme (par exemple, la réponse en fréquence primaire) (AIE, mai 2019).

La demande passe des charges passives aux ressources énergétiques décentralisées avec un certain nombre de solutions intelligentes pour la contrôlabilité des charges, davantage de véhicules électriques et des prosommateurs qui produisent de l'électricité localement tout en la consommant. La flexibilité agrégée de ces ressources énergétiques distribuées peut s'avérer importante au niveau du système. Les utilisateurs finaux doivent donc être incités à choisir des solutions qui profitent au système électrique dans son ensemble.

S'agissant du stockage, les batteries sont des exemples typiques de composants qui peuvent fournir simultanément une multitude de services de flexibilité du système.

La flexibilité du réseau peut être assurée par des avancées technologiques telles que l'évaluation dynamique des lignes ou les lignes électriques virtuelles, ou en renforçant la capacité du réseau. Un maillage suffisamment solide permet de partager d'autres ressources de flexibilité entre les régions. Pour les pays continentaux de la région EA-SA-IO, des interconnexions supplémentaires susceptibles de fournir aux gestionnaires de réseau l'accès à un ensemble plus large d'options de demande et d'offre constitueront une importante ressource de flexibilité du réseau.

#### Les décideurs politiques devraient:

- Assurer un examen obligatoire périodique des politiques de flexibilité du système (y compris les codes de connexion) afin de suivre le rythme du développement technologique et veiller à ce que les mesures de flexibilité soient considérées comme des alternatives au développement du réseau traditionnel.
- Soutenir les efforts de recherche et développement, les projets pilotes et les projets de démonstration pour promouvoir la flexibilité de leur système électrique et celui de la région dans son ensemble.
- Définir des règles claires sur l'emplacement de la propriété et de l'exploitation des systèmes de stockage.
- Fournir des incitations pour réduire les coûts initiaux de stockage et attirer les investissements.
- Soutenir les efforts qui permettent à toutes les ressources de participer aux programmes de flexibilité, y compris les ressources énergétiques à petite échelle décentralisées.

**Les régulateurs et les opérateurs de système devraient:**

- Mettre en place un cadre réglementaire bien défini pour la propriété et l'exploitation des systèmes de stockage.
- Développer une conception de marché qui récompense les services de flexibilité et encourage les investissements.
- Considérer toujours la flexibilité dans le cadre de la planification du système électrique comme une alternative à l'investissement dans le réseau ou la capacité de production.
- Acquérir de l'expérience en appliquant des solutions de flexibilité par le biais de projets pilotes et de preuves de concept.

## 5.4 Quatrième élément clé: numériser et prendre des décisions du secteur électrique basées sur des données

L'avenir n'est pas seulement électrique, il est aussi numérique. Les systèmes électriques modernes incluent déjà une grande quantité de production et de collecte de données. Les solutions de technologie de l'information et de la communication permettent la surveillance et la collecte continues d'une multitude de caractéristiques du système électrique. Les informations peuvent inclure des données de charge et de production, des vidéos de surveillance, des tests et des échantillons d'équipement, des mesures de flux de puissance et de température sur les lignes de transmission, des tensions de système et des données météorologiques.

Ces technologies peuvent permettre des systèmes électriques plus dynamiques, efficaces, fiables et durables, comme l'a souligné l'AIE dans le cadre de son initiative 3DEN <sup>7</sup>. La numérisation offre des avantages significatifs et devient un outil important et une condition préalable essentielle pour maintenir la sécurité d'approvisionnement, garantir la flexibilité et permettre des solutions rentables du futur système énergétique.

À mesure que les systèmes électriques deviennent plus développés, plus décentralisés et plus numérisés, une augmentation de la collecte de données et l'utilisation active des données peuvent permettre au personnel technique de prendre de meilleures décisions en matière de planification et d'exploitation, utilisant ainsi la capacité du réseau existant de manière plus efficace. Par exemple:

- La maintenance prédictive et la détection des pannes basées sur l'analyse des données de l'infrastructure de mesure avancée peuvent améliorer la sécurité du système électrique.
- La collecte et l'utilisation des données de production et de consommation, associées à des prévisions d'énergie renouvelable basées sur des données, peuvent permettre aux opérateurs d'améliorer les activités de répartition et de planification.
- Les mesures de température de ligne combinées avec le flux d'énergie historique et les mesures des conditions ambiantes peuvent aider à définir et à prévoir des capacités de ligne de transport plus précises.

En outre, les algorithmes et les solutions d'intelligence artificielle peuvent aider à optimiser et à automatiser les activités afin de tirer davantage parti de la grande quantité de données pouvant être collectées à partir du système électrique. Pour développer des solutions appropriées, les services publics peuvent avoir besoin de travailler avec des partenaires technologiques qui ne

<sup>7</sup> L'AIE a lancé une initiative inter-agences de quatre ans, Digital Demand-Driven Electricity Networks - Réseaux électriques numériques basés sur la demande (3DEN). 3DEN s'efforce d'accélérer les progrès en matière de modernisation du système électrique et d'utilisation efficace des ressources énergétiques décentralisées grâce à des orientations en matière de politique, de réglementation, de technologie et d'investissement.  
<https://www.iea.org/areas-of-work/promoting-digital-demand-driven-electricity-networks>

font pas traditionnellement partie du secteur de l'électricité mais qui ont une expertise dans les capteurs, les actionneurs, l'intelligence artificielle et la gestion des données.

**Les décideurs politiques devraient:**

- Mettre en place des politiques de numérisation à long terme qui incluent le secteur de l'électricité.
- Organiser le développement de plateformes et de programmes numériques communs dans tous les secteurs.
- Soutenir les efforts de recherche et développement.

**Les régulateurs et les opérateurs de système devraient:**

- Mettre en place des normes pour la mise en œuvre et l'utilisation des plateformes numériques dans le secteur de l'électricité.
- Évaluer et mettre en œuvre les systèmes matériels et logiciels nécessaires.
- Examiner et surveiller en permanence les exigences en matière d'équipement de surveillance des données et de solutions TIC pour les nouvelles connexions.
- Poursuivre une coopération plus étroite et des efforts conjoints avec le secteur des TIC, ainsi qu'avec le secteur de l'intelligence artificielle et de l'analyse de données.

## 6 Références

- Giacomo Falchetta, N. S.-G. (2021, July 8). The M-LED platform: advancing electricity demand assessment for communities living in energy poverty,. *Environmental Research Letters*, vol 16, number 7 (IOP Publishing Ltd).
- Habostad, L. F. (2021). *Evaluating the optimal portfolio of VRE capacity to be integrated into the power system - A case study of Zambia*. Trondheim: Norwegian University of Science and Technology.
- HoA Initiative. (February 2021). *Description of Priority Projects and Readiness*. Horn of Africa Initiative.
- IEA. (May 2019). *Status of Power System Transformation 2019: Power system flexibility*. IEA.
- IRENA. (2020). *Innovation landscape brief: Dynamic line rating*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- IRENA. (2020). *Virtual power lines*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- IRENA. (2021). *Planning and Prospects for Renewable Power: Eastern and Southern Africa*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- IRENA. (November 2018). *Power System Flexibility for the Energy Transition. Part 1: Overview for Policy Makers*.
- Mercados, A., E-Bridge, & REF-E. (2015). *Identification of Appropriate Generation and System Adequacy Standards for the Internal Electricity Market*. Brussels: European Commission, Directorate-General for Energy, Internal Energy Market.
- Oxford Business Group and OCP. (April 2021). *Agriculture in Africa 2021*. Oxford Business Group.
- Power Africa. (2018). *Power Africa Transmission Roadmap*.
- Prabha Kundur, J. P. (2004, May). Definition and Classification of Power System Stability, IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, VOL. 19, NO. 2.
- Raoufi, H., Vahidinasab, V., & Mehran, K. (November 2020). *Power Systems Resilience Metrics: A Comprehensive Review of Challenges and Outlook*. MDPI, Sustainability 2020, 12, 9698.
- Romero, S. M., & Hughes, W. (February 2015). *Bringing variable renewable energy up to scale - options for grid integration using natural gas and energy storage, technical report 006/15*. ESMAP (Energy Sector Management Assistance Program).
- Spalding-Fecher, R., Joyce, B., & Winkler, H. (2017). *Climate change and hydropower in the Southern African Power Pool and Zambezi River Basin: System-wide impacts and policy implications*. Energy Policy, vol. 103, pp. 84–97.
- UNEP. (2018, October 16). *More than just clean energy: wind and solar in the Sahara could increase rainfall in the Sahel*. Retrieved from unep.org: <https://www.unep.org/news-and-stories/story/more-just-clean-energy-wind-and-solar-sahara-could-increase-rainfall-sahel>
- United Nations Statistics Division - Energy Statistics Section. (February 2021). *ENERGY STATISTICS DATABASE 2018: NOTES ON SOURCES*. New York.
- United Nations Statistics Division. (2021, August). *UN data | Record View | Total Electricity (Electricity - Final energy consumption)*. Retrieved from data.un.org: <http://data.un.org/Data.aspx?d=EDATA&f=cmID%3aEL%3btrID%3a12>
- United Nations Statistics Division. (2021, August). *UNdata*. Retrieved from data.un.org: <http://data.un.org/Default.aspx>
- United Nations Statistics Division. (2021, August). *UNdata | Record view | Total Electricity (Electricity - Gross Demand)*. Retrieved from data.un.org: <http://data.un.org/Data.aspx?d=EDATA&f=cmID%3aEL%3btrID%3aGA>

**RAPPORT D'ORIENTATION** ➤ Rapport d'orientation sur la capacité du réseau pour l'intégration de la production d'énergies renouvelables dans le réseau électrique

World Bank. (2021). *Access to electricity (% of population) | Data*. Retrieved from data.worldbank.org:  
<https://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.ACCS.ZS?end=2019&start=1990>  
Wu, F., & Kumagai, S. (1982). *Steady State Security Regions of Power Systems*. IEEE Transactions on Circuits and Systems, vol 29 no 11, pp 702-711.

# Appendix A - Annexe A Données utilisées dans la catégorisation des pays

Le tableau ci-dessous répertorie les données utilisées comme référence pour la sélection des pays dans les catégories suggérées. Les données sont valables pour 2018, car il s'agit de l'ensemble de données complet le plus récent. Les données proviennent de la base de données mondiale sur l'électrification de la Banque mondiale (Banque mondiale, 2021) et de la Division des statistiques des Nations Unies (data.un.org). Des détails sur le contexte des données de l'ONU sont décrits dans (Division de statistique des Nations Unies - Section des statistiques de l'énergie, février 2021).

Pays	Taux d'électrification	Consommation d'électricité par habitant [kWh]	%ER	Population ('1000)	Consommation totale d'énergie électrique [TWh]
Madagascar	26 %	69	25 %	27691	1,92
Maurice	99 %	2083	16 %	1272	2,65
Seychelles	100 %	4854	6 %	98	0,476
Comores	82 %	68	0 %	870	0,0593
Libye	67 %	2562	0 %	6871	17,6
Afrique du Sud	85 %	3464	12 %	59309	205,4
Égypte	100 %	1618	7 %	102334	165,6
Tunisie	100 %	1396	8 %	11819	16,50
Botswana	68 %	1364	0 %	2352	3,21
Eswatini	74 %	1141	38 %	1160	1,32
Namibie	54 %	1641	76 %	2541	4,17
Lesotho	47 %	377	99 %	2142	0,807
Angola	45 %	308	54 %	32866	10,1
Soudan	52 %	312	49 %	43849	13,7
Zimbabwe	41 %	572	45 %	14863	8,51
Zambie	40 %	702	83 %	18384	12,9
RDC	19 %	111	95 %	89561	9,97
Kenya	61 %	162	57 %	53771	8,70
Tanzanie	35 %	107	37 %	59734	6,37
Mozambique	31 %	407	83 %	31255	12,7
Ethiopie	45 %	79	98 %	114964	9,09
Rwanda	35 %	52	53 %	12952	0,668
Ouganda	43 %	67	80 %	45741	3,07
Somalie	34 %	22	0 %	15893	0,35
Soudan du Sud	6 %	40	9 %	11194	0,446
Érythrée	49 %	114	9 %	3546	0,404

Malawi	18 %	79	68 %	19129	1,51
Djibouti	61 %	475	0 %	988	0,469
Burundi	11 %	23	76 %	11891	0,276
<b>Source des données</b>	<i>Banque mondiale</i>	<i>ONU</i>	<i>ONU</i>	<i>ONU</i>	<i>ONU</i>



## CONTACT INFORMATION

Suite 201

First Floor Warrens Court

48 Warrens Industrial Park

Warrens

St. Michael, Barbados

T - +1-246-622-1783

[hello@cpcs.ca](mailto:hello@cpcs.ca)

[www.cpcs.ca](http://www.cpcs.ca)

