



<b>Nom du projet</b>	<b>Développement d'un plan d'investissement à moindre coût et de cadres réglementaires pour le déploiement de SSEB en Afrique de l'Ouest (WAPP grid)</b>
<b>Nom du contrat</b>	<b>Promotion d'un marché de l'électricité respectueux du climat dans la région de la CEDEAO (PROCEM II)</b>
<b>ID du contrat</b>	81284472/21.2053.3-001.00
<b>Titre du document</b>	<b>Cadre Réglementaire et Institutionnel Régional</b>
<b>Type de document</b>	Rapport
<b>ID du document</b>	<b>6279-SSEB-RP-007</b>

R3	24/06/2024	FINAL	Miriam Oriolo	Guy Bombo	WAPP SPEC
<b>Rev.</b>	<b>Date</b>	<b>Version</b>	<b>Préparé</b>	<b>Vérfié</b>	<b>Approuvé</b>



## Table des matières

Liste des abréviations .....	4
Liste des tableaux.....	5
Liste des figures .....	5
<b>1 Aperçu du document .....</b>	<b>6</b>
<b>2 Cadres réglementaires et institutionnels proposés .....</b>	<b>7</b>
2.1 Introduction .....	7
2.2 Cadre réglementaire.....	8
2.3 Aspects contractuels .....	17
2.3.1 Statut dédié au stockage de l'énergie .....	17
2.3.2 Condition d'entrée sur le marché : licence ou autorisation .....	18
2.3.3 Contrat de service.....	18
2.3.4 Accord d'achat d'électricité (AAE) .....	20
2.3.5 Durée.....	20
2.4 Cadre institutionnel.....	21
2.4.1 Institutions et Parties Régionales.....	21
(a) Gestionnaire de système et de marché (OSM).....	21
(b) L'ARREC .....	21
(c) Le WAPP.....	21
2.4.2 Institutions et Parties Nationales.....	22
2.5 Tarification.....	25
2.6 Aspects techniques .....	27
2.7 La mise en œuvre. Défis et risques. Mesures d'atténuation.....	29
2.8 Feuille de Route .....	33
2.9 Explication du projet de règles relatives aux systèmes de stockage d'énergie par batterie.....	36
2.9.1 Chapitre I- Règles Générales.....	36



2.9.2 Chapitre II- Modifications de la Législation Régionale ..... 46

**3 Projet de règles relatives aux systèmes de stockage d'énergie par batterie (SSEB)48**

3.1 Chapitre I : Règles générales .....48

3.2 Chapitre II : Modification ou complément de la législation régionale .....57

**4 Conclusions et Recommendations.....59**

4.1 Conclusions.....59

4.2 Recommandations.....65



## Liste des abréviations

AAE	Accord d'achat d'électricité
ARREC	Autorité Régionale de Régulation de l'Électricité de la CEDEAO
CEDEAO	Communauté Économique des États de l'Afrique de l'Ouest
EEEOA	Pool Energétique Ouest-Africain
MW	Mégawatt
MWh	Mégawattheure
OSM	Opérateur de Système et de Marché
SSEB	Système de Stockage d'Énergie par Batterie
TDR	Termes de Référence
WAPP	Pool Energétique Ouest-Africain (West African Power Pool)
WP2	Lot de travail 2



## Liste des tableaux

Table 1: Applications du stockage d'énergie à l'échelle des services publics ..... 9

## Liste des figures

Figure 1: Exemple d'agrégation de centrales électriques virtuelles ..... 17



## 1 Aperçu du document

Le package de travail 2 (WP2) de cette consultation a pour objectif de proposer un cadre réglementaire et institutionnel pour le déploiement de systèmes de stockage d'énergie par batterie dans le réseau interconnecté du Pool Energétique Ouest-Africain (WAPP).

Un rapport de due diligence a déjà été soumis dans lequel une analyse comparative a été incluse ainsi qu'une analyse des lacunes et des défis existants dans la législation régionale de la CEDEAO et dans chacune des législations nationales en vigueur dans les pays continentaux où le Pool Energétique Ouest-Africain (WAPP) opère. La législation que les pays membres de la CEDEAO doivent adopter pour encourager le déploiement des systèmes de stockage de l'énergie par batteries (SSEB) a également été détaillée dans le rapport mentionné.

Le chapitre 2 du présent rapport détaille le contenu du projet de règles relatives aux systèmes de stockage de l'énergie par batteries, y compris une explication du cadre réglementaire et institutionnel concerné par le projet de Règles SSEB, des aspects contractuels, tarifaires et techniques, ainsi qu'une explication détaillée des articles de ce projet de législation régionale.

Le chapitre 3 contient le projet de Règles SSEB.

**Projet de cadre juridique.** Le projet de Règles SSEB joint à ce rapport qui est examiné par les ministères de l'énergie, les régulateurs et les entreprises d'électricité qui sont membres du WAPP et qui devrait être formellement examiné et approuvé par une Résolution de l'Autorité Régionale de Régulation de l'Électricité de la CEDEAO (ARREC) qui, conformément à l'article 17 du Règlement 27/12/07 sur la composition, l'organisation, les fonctions et le fonctionnement de l'Autorité régionale de régulation de l'électricité de la CEDEAO (ARREC) a le pouvoir d'édicter, de fixer et de spécifier des règles techniques et commerciales sur la mise en commun transfrontalière de l'électricité, à travers le réseau de transport, entre les États membres de la CEDEAO. En outre, conformément à l'article 16.3 a) et 17 du règlement susmentionné, l'ARREC a pour mission d'établir les réglementations techniques et plus particulièrement les conditions d'accès au réseau de transport interconnecté et d'entrée des opérateurs sur le marché.



## 2 Cadres réglementaires et institutionnels proposés

### 2.1 Introduction

Comme indiqué dans le rapport de Due Diligence du Lot du Travail 2 (WP2), l'expansion de la production d'énergie renouvelable observée à l'échelle mondiale a été l'une des plus grandes réussites du secteur de l'énergie au cours de la dernière décennie. Cependant, elle a créé le défi de maintenir des réseaux électriques efficaces et efficients en intégrant correctement les sources d'énergie renouvelables intermittentes, telles que le solaire et l'éolien. Cette situation rend nécessaire l'utilisation de sources de flexibilité.

L'utilisation du stockage dans les réseaux n'est pas nouvelle, comme l'hydro-pompage, mais ces dernières années, les systèmes de stockage d'énergie par batterie (SSEB) sont considérés comme une source essentielle de flexibilité pour intégrer la production d'énergie renouvelable variable et intermittente.

Les SSEB peuvent jouer un rôle sur n'importe quel marché, y compris les marchés de gros et d'équilibrage, et fournir une large gamme de services aux réseaux de transport et de distribution afin d'assurer un fonctionnement efficace, stable et fiable du réseau.

Les SSEB peuvent être utilisés pour relever plusieurs défis liés à l'intégration à grande échelle de la production d'énergie renouvelable variable et intermittente pour les raisons suivantes <sup>1</sup> :

- Les SSEB sont mieux adaptés à la régulation de la fréquence que les centrales électriques traditionnelles à réserve tournante car, par exemple, les SSEB peuvent fournir une puissance de régulation avec des temps de réponse inférieurs à la seconde;<sup>2</sup>
- Les SSEB constituent une alternative rentable à l'expansion des réseaux de transport et de distribution pour réduire la limitation/réduction de la production d'énergie solaire et éolienne. En même temps, les batteries permettent aux consommateurs d'éviter les pics de charge en fournissant de l'énergie hors réseau pendant les heures de pointe du réseau.<sup>3</sup>

---

<sup>1</sup> Manuel sur les systèmes de stockage d'énergie par batterie, décembre 2018, Banque asiatique de développement.

<sup>2</sup> Ibid.

<sup>3</sup> Ibid.



- Comme la production intermittente d'énergie renouvelable ne coïncide souvent pas avec la demande d'électricité, l'électricité excédentaire peut être soumise à des restrictions (à moins qu'elle ne soit exportée). Dans ce contexte, les SSEB permettent de stocker l'électricité excédentaire pour la consommer plus tard, lorsque la production d'énergie renouvelable est faible et que la demande d'électricité augmente.<sup>4</sup>

L'absence d'un cadre juridique adéquat pouvant constituer un obstacle au financement et au déploiement des SSEB, la législation régionale proposée établit les exigences réglementaires pour la participation des SSEB au marché régional de l'électricité.

Le projet de règles relatives aux systèmes de stockage d'énergie par batterie est expliqué à la fin de ce chapitre.

## 2.2 Cadre réglementaire

Les applications des SSEB à grande échelle peuvent être multidimensionnelles et impliquer diverses parties prenantes.

Les SSEB peuvent injecter ou retirer de l'électricité sur un marché de l'électricité et peuvent également fournir différents services de réseau, dont certains sont détaillés ci-dessous dans le tableau 1. Les SSEB peuvent donc fournir différents services sur les marchés de l'énergie, de la capacité et des services auxiliaires, qu'ils soient nationaux ou régionaux.

Les SSEB peuvent avoir différentes applications, de l'équilibrage à court terme de l'offre et de la demande au rétablissement du fonctionnement du réseau après une panne, en passant par le report des investissements dans de nouvelles lignes de transport et de distribution.

---

<sup>4</sup> Ibid.



Table 1: Applications du stockage d'énergie à l'échelle des services publics

Application		Description	Durée de la prestation de service
Arbitrage		Achat d'énergie à faible coût en heures creuses et vente durant les périodes de prix élevés.	Heures
Capacité Ferme		Fournir une capacité fiable pour répondre à la demande de pointe.	Plus de 4 heures
Réserves opérationnelles	Réponse en Fréquence Primaire	Réponse très rapide aux variations imprévisibles de la demande et de la production.	Secondes
	Régulation	Réponse rapide aux variations aléatoires et imprévisibles de la demande et de la production.	15 minutes à 1 heure
	Contingence de la réserve tournante	Réponse rapide à une situation d'urgence telle qu'une défaillance de générateur	30 minutes à 2 heures



Application		Description	Durée de la prestation de service
	Remplacement/ Supplémentaire	Mise en service d'unités SSEB pour remplacer les réserves tournante.	Heures
	Montée en régime/Suivi de Charge	Suivre les changements à plus long terme (horaires) dans la demande d'électricité.	30 minutes à des heures
Remplacement et Report de Transport et Distribution		Réduire la charge sur le système de transport et distribution à déterminer durant les périodes de pointe.	Heures
Capacité de démarrage autonome		Mise en service d'unités pour démarrer le système après une panne générale (blackout).	Heures

Divers gouvernements ont adopté des politiques relatives aux systèmes de stockage de l'énergie afin de favoriser l'intégration des énergies renouvelables et de réduire les émissions de gaz à effet de serre. Certains des pays et régions où d'importantes quantités de SSEB ont déjà été déployées ont adopté des politiques qui ont été détaillées dans l'analyse comparative incluse dans le rapport de Due Diligence du WP2.



Les SSEB peuvent être situés dans le réseau de transport, dans le réseau de distribution à proximité des centres de charge ou en association avec des sources d'énergie renouvelables intermittentes.

Les SSEB permettent aux opérateurs de réseaux électriques, aux services publics, aux développeurs ou aux consommateurs de stocker de l'énergie en vue d'une utilisation ultérieure.

Il est nécessaire de rappeler dans ce rapport les différentes alternatives de modèles commerciaux de SSEB qui existent au niveau international puisque cette question est mentionnée dans le projet de Règles SSEB.

Au niveau international, il existe plusieurs modèles commerciaux qui dépendent de la manière dont la propriété et la responsabilité opérationnelle sont réparties entre les sociétés d'électricité ou l'opérateur de réseau, les consommateurs et les fournisseurs de SSEB.

- 1) Systèmes centralisés : Le déploiement de SSEB en tant qu'installations autonomes peut être développé et exploité par des opérateurs privés. Cette alternative est nommée "système centralisé" par les Termes de Référence (TDR) de cette Consultation. Comme il a été mentionné dans le rapport de due diligence du WP2, les cadres légaux devraient de préférence définir qui ne peut pas posséder de SSEB. A cet égard, il y a différentes alternatives puisque le déploiement des SSEB peut être fait par :
  - (a) opérateur privé : les opérateurs privés de SSEB peuvent être basés sur un marché libre ou sur un appel d'offres public ; ou
  - (b) les gestionnaires de réseaux de transport ou de distribution. Cette option n'est pas autorisée par certains cadres juridiques, par exemple dans l'Union européenne, au Royaume-Uni ou en Allemagne. Elle est toutefois autorisée en Californie.
- 2) Les systèmes décentralisés, identifiés par les TDR comme le développement de projets d'énergie renouvelable colocalisés avec des SSEB à grande échelle (également connus sous le nom de projets hybrides). De plus en plus, les batteries sont associées à des installations de production telles que l'énergie solaire photovoltaïque, l'énergie éolienne terrestre et l'énergie éolienne en mer. "Dans le cas d'une production renouvelable intermittente, l'ajout d'un système de stockage peut permettre de lisser la production variable, de réduire les coûts de déséquilibre et d'accéder à de nouvelles sources de



revenus.<sup>5</sup> Le réseau de batteries peut appartenir au même développeur de projet ou faire l'objet d'accords contractuels distincts et avoir ses propres sources de revenus indépendantes.<sup>6</sup>

- 3) Option derrière le compteur : dans le cadre de cette option, le SSEB est installé dans les locaux du client et le système de stockage est connecté au système de distribution du côté du compteur de service de la compagnie d'électricité. Le client peut non seulement utiliser le SSEB pour sa propre application, comme l'arbitrage du client spécifique, mais il peut également être coordonné de manière centralisée (par des agrégateurs) pour offrir différents services au réseau, comme l'équilibrage et l'écrêtement des pointes.
- 4) Micro-réseaux : ce modèle fait référence à de très petits réseaux électriques qui peuvent fonctionner de manière indépendante. Ils sont traditionnellement utilisés dans l'industrie et, plus récemment, les micro-réseaux utilisant la production d'énergie renouvelable sont de plus en plus utilisés pour alimenter les communautés isolées.<sup>7</sup> Dans les réseaux non interconnectés ou les réseaux insulaires, les batteries sont combinées à la production d'énergie fossile ou renouvelable. Par exemple, certaines îles hawaïennes exigent que les producteurs d'énergie renouvelable couplent toute nouvelle installation de production avec des batteries pour aider à gérer le réseau local. Dans les marchés émergents, les solutions de petite taille et hors réseau avec stockage par batterie constituent une option durable par rapport au modèle traditionnel de production centralisée.<sup>8</sup>
- 5) Les systèmes de stockage par batterie hors réseau, installés chez le client, qui ne sont pas connectés au réseau.

Les termes de référence de cette consultation sont liés à l'élaboration d'un cadre réglementaire et institutionnel pour le déploiement de SSEB à l'échelle du réseau interconnecté du WAPP. Par conséquent, le projet de Règles SSEB est axé sur les SSEB à l'échelle de ce réseau, y compris

---

<sup>5</sup> Ibid.

<sup>6</sup> Ibid.

<sup>7</sup> Manuel sur les systèmes de stockage d'énergie par batterie, décembre 2018, Banque asiatique de développement.

<sup>8</sup> Financing Battery Storage + Renewable Energy, Norton Rose Fulbright, janvier 2018, récupéré sur <https://www.nortonrosefulbright.com/en/knowledge/publications/be9b81a5/financing-battery-storage-renewable-energy>



le stockage avant le compteur et derrière le compteur, tandis que les deux dernières options mentionnées ci-dessus (micro-réseaux et hors réseau pour les clients) sont exclues de l'application du projet de Règles.

Le projet de règles SSEB vise à établir un cadre juridique applicable à toutes les alternatives de SSEB à l'échelle du réseau WAPP, y compris les options centralisées et décentralisées ainsi que l'option "derrière le compteur". Ce cadre est censé être applicable également à long terme.

L'analyse comparative internationale incluse dans le rapport de Due Diligence du WP 2 mentionne qu'il existe trois catégories différentes de réformes politiques et juridiques, comme le montrent les exemples mentionnés dans le présent rapport :<sup>9</sup>

- 1) Des réformes fondamentales qui permettent aux développeurs privés de stockage d'énergie d'entrer raisonnablement sur le marché local de l'énergie. Ces pays permettent aux développeurs de stockage d'être compétitifs sur le marché, mais les laissent exposés aux risques du marché et responsables de la mise en place d'un modèle d'entreprise basé sur les mécanismes du marché.
- 2) Réformes visant à introduire des mesures incitatives pour encourager le développement du marché du stockage de l'énergie en renforçant l'analyse de rentabilité ; et
- 3) Réformes prévoyant des subventions et des aides directes (telles que des subventions, des mandats ciblés, des avantages fiscaux, etc.)

La catégorie (1) de réforme implique la réforme du marché de gros. Les deux dernières catégories de réformes augmentent la sécurité des investisseurs.

La catégorie (1) des réformes analysées dans le cadre de l'analyse comparative du rapport de Due Diligence du WP2 a montré que les règles suivantes étaient incluses :

- a) Réforme du marché de gros de l'électricité pour permettre aux projets de stockage d'énergie, y compris les installations à l'échelle du réseau et derrière le compteur fournissant une réponse à la demande, de participer et de gagner des revenus sans discrimination et quelle que soit la technologie, sur une base concurrentielle.
- b) Définition du stockage de l'énergie dans le cadre juridique ou au moins veiller à ce que les projets de stockage soient traités séparément des actifs de production.
- c) Définition de qui peut ou ne peut pas posséder de SSEB. Par exemple, dans l'UE, au Royaume-Uni ou en Allemagne, les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution

---

<sup>9</sup> Ibid.



ne sont pas autorisés à posséder des SSEB, alors qu'aux États-Unis et en Californie, les gestionnaires de réseaux peuvent posséder et exploiter des SSEB. Cela peut être considéré comme un blocage du report de transport et de la distribution, une application importante des SSEB.<sup>10</sup>

- d) Élimination de la législation qui exige que les propriétaires de SSEB paient deux fois des redevances ou des tarifs, c'est-à-dire lorsqu'ils prélèvent de l'électricité sur le réseau et qu'ils y injectent de l'électricité.

Les réformes de la catégorie (2) comprennent les subventions et les aides directes suivantes :

- a) Des mesures qui facilitent les contrats à long terme entre les propriétaires de stockage d'énergie et les parties responsables de l'équilibrage ou les gestionnaires de réseau afin d'accroître la certitude des revenus. Dans les pays qui ont mis en œuvre les réformes de la catégorie (1) et autorisé les SSEB à entrer en concurrence sur le marché, les contrats sont à relativement court terme, c'est-à-dire généralement d'un à cinq ans selon l'application et le pays. « En outre, l'approvisionnement en services auxiliaires, en particulier les services non liés à l'équilibrage, n'est souvent pas basé sur le marché ».<sup>11</sup> Par exemple, en Allemagne, l'Agence fédérale des réseaux a mené les trois premiers cycles des "enchères de l'innovation" en 2020 et 2021 pour l'intégration de l'énergie solaire et éolienne de grande taille qui peut être combinée à des systèmes de stockage par batterie.
- b) Des mesures qui valorisent la flexibilité du réseau et les contributions du stockage de l'électricité (y compris les SSEB) à l'adéquation du système et à la décarbonisation, afin de fournir des signaux pour l'investissement. Par exemple, aux États-Unis, la Commission Fédérale de Régulation (FERC) a publié en 2011 l'ordonnance 755 qui impose aux gestionnaires de réseau "d'ajouter un paiement de performance avec un ajustement de précision au paiement de capacité généralement utilisé dans les services auxiliaires". En ce qui concerne la régulation de la fréquence, cette ordonnance exige que les opérateurs de systèmes indépendants et les marchés des organisations régionales de transport compensent les ressources qui peuvent fournir une régulation de la fréquence à montée plus rapide.

---

<sup>10</sup> Ibid.

<sup>11</sup> Ibid.



Comme l'indique l'analyse comparative internationale contenue dans le rapport de Due Diligence du WP2, les États-Unis, la Californie et l'Allemagne ont mis en œuvre différents programmes de soutien aux projets SSEB ciblés. Par exemple, le projet de loi n° 2514 de l'assemblée californienne a été la première loi d'État aux États-Unis à établir un mandat pour les systèmes de stockage de l'énergie. Elle a obligé le régulateur local, la *California Public Utilities Commission* (CPUC), à exiger des services publics californiens appartenant à des investisseurs qu'ils acquièrent une capacité de stockage de 1,3 GW d'ici à 2020, répartie entre les domaines de transport, de la distribution et de la clientèle. L'objectif de stockage de 1,3 GW devait être réparti de manière égale entre les trois entreprises de services publics appartenant à des investisseurs.

Il convient de noter que le projet de règles relatives aux systèmes de stockage d'énergie par batterie contenu dans le présent rapport, s'il est adopté, établira un cadre juridique permettant et régissant la participation des systèmes de stockage d'énergie par batterie au marché régional de l'électricité.

**Ce projet de règles vise à introduire une "réforme de base", c'est-à-dire une réforme qui permet aux développeurs privés de stockage d'énergie qui exploitent des SSEB de participer au marché régional de l'électricité dans des conditions concurrentielles.**

Il est à noter qu'un marché régional de l'électricité pleinement concurrentiel existera dans sa troisième phase de développement. A cet égard, il y a trois phases envisagées dans les Règles du Marché Régional pour le WAPP approuvées par la Résolution N° 005/ARREC/15 qui établit le Marché Régional de l'Electricité (article 12).

Actuellement, le marché régional de l'électricité est en phase 1. Au cours de cette phase, les échanges sont effectués au cas par cas, et le marché régional est un marché bilatéral où des accords bilatéraux sont utilisés pour les échanges.

Au cours de la phase 2, des échanges à court terme devraient être effectués par le biais d'un marché du jour pour lendemain.

Au cours de la phase 3, les éléments suivants seront mis en œuvre :

- Un marché régional fluide et compétitif existe, et il est possible grâce à la disponibilité d'une capacité de transport régionale suffisante et d'un service suffisant dans les pays.



- Négociation de différents produits intégrant d'autres marchés : marché de certains services auxiliaires et produits financiers.

Comme expliqué dans le rapport de Due Diligence du WP 2, au niveau international, le déploiement de SSEB sur le réseau en tant qu'installations autonomes a été principalement financé par le marché et en particulier par la fourniture de services auxiliaires sur des marchés concurrentiels.

**Dans la région de la CEDEAO, l'établissement d'un marché régional concurrentiel pour certains services auxiliaires ne semble réalisable qu'au cours de la troisième et dernière phase du marché, qui est prévue à long ou très long terme si un mécanisme de paiement sont mis en place pour l'encourager.**

**Par conséquent, le financement des SSEB dans le réseau en tant qu'installations autonomes (systèmes décentralisés) par le biais d'un marché régional concurrentiel de l'électricité ne peut être envisagé qu'à long ou très long terme, à condition qu'un marché concurrentiel soit développé et qu'il comprenne des services auxiliaires.**

**Une autre alternative pour financer le déploiement des batteries est une forme de subvention. Mais cette solution n'est pas imposée par le projet de règles régionales sur les SSEB. Il s'agit cependant d'une alternative que les pays de la CEDEAO peuvent mettre en œuvre.**

**Une option simple pour le développement des SSEB en tant qu'installations autonomes ou colocalisées avec des projets d'énergie renouvelable dans les pays où la CEDEAO et le CEREAC développent des projets est de lancer des appels d'offres compétitifs pour leur mise en place.**

De plus, le projet de règles SSEB ne permet pas seulement la participation des opérateurs de SSEB mais aussi des personnes engagées dans l'agrégation.

Étant donné que les échanges sur les marchés de l'électricité en général portent sur des capacités plus importantes que celles que pourraient offrir, par exemple, un ménage ou un propriétaire de voiture électrique, il est nécessaire de mettre en commun la capacité de ces unités flexibles. La fonction de l'agrégateur est de mettre en commun l'offre et/ou la demande d'électricité et de vendre cette capacité sur les marchés de l'électricité. Les agrégateurs devraient donc être autorisés à combiner les charges de plusieurs clients ou l'électricité produite pour la vente, l'achat ou la mise aux enchères sur n'importe quel marché de l'électricité.

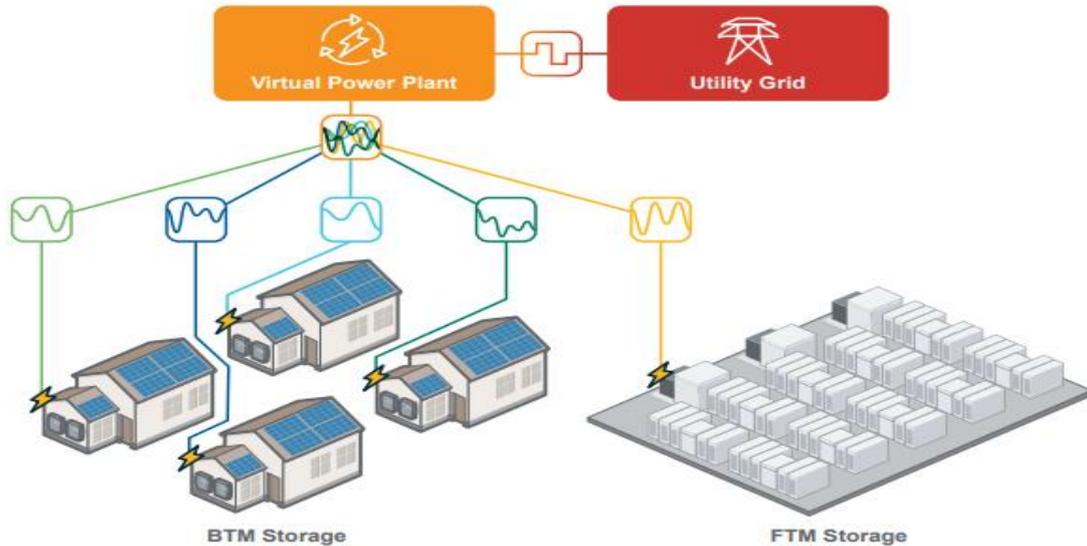


Figure 1: Exemple d'agrégation de centrales électriques virtuelles

Ce projet de règles régionales pour les SSEB exige également que les pays dans lesquels le WAPP opère adoptent certaines mesures légales et réglementaires. Par exemple, le projet de règles oblige les opérateurs de SSEB et les agrégateurs qui ont l'intention de participer au marché régional de l'électricité à avoir préalablement obtenu une licence ou tout autre type d'autorisation leur permettant d'opérer dans l'un des pays de la CEDEAO, et à se conformer au code de réseau national pour se connecter au réseau électrique local.

## 2.3 Aspects contractuels

### 2.3.1 Statut dédié au stockage de l'énergie

Les définitions contenues dans un autre article définissent le stockage de l'énergie et les Systèmes de Stockage de l'Énergie dans les Batteries (SSEB) afin d'éviter toute incertitude et de différencier le stockage de l'énergie d'autres activités telles que la production ou la consommation.

L'analyse comparative internationale incluse dans le rapport de Due Diligence du WP2, qui a analysé les différentes réformes législatives introduites dans les pays où un nombre important de SSEB ont été déployés, a conclu qu'il est nécessaire d'accorder un statut différencié au stockage de l'énergie, en le distinguant de la production et de la consommation. Il a également identifié un minimum de dispositions relatives au SSEB qui doivent figurer dans la législation.

Par conséquent, le projet de règles SSEB :



- (a) contient une explication générale du rôle des systèmes de stockage de l'énergie sur les marchés de l'électricité, en mettant l'accent sur le rôle des SSEB; et
- (b) définit le stockage de l'énergie, les batteries et les systèmes de stockage de l'énergie en batterie, et contient plusieurs règles applicables aux systèmes de stockage de l'énergie en batterie, détaillées dans d'autres titres du présent rapport.

### 2.3.2 Condition d'entrée sur le marché : licence ou autorisation

Comme pour les autres acteurs du marché qui exercent des activités dans le secteur de l'électricité, la législation devrait définir les conditions d'entrée sur le marché applicable aux opérateurs de SSEB et aux agrégateurs, qui leur permettent d'effectuer du stockage d'énergie et de participer au marché national de l'électricité.

Ainsi, la législation locale peut obliger les opérateurs de SSEB à obtenir une licence pour être autorisés à effectuer des activités de stockage d'énergie et à participer au marché national de l'électricité.

Le projet de règles SSEB indique expressément que les opérateurs de SSEB et les agrégateurs qui se présentent comme participants au marché régional de l'électricité doivent avoir obtenu la licence ou tout autre type d'autorisation pour exercer une activité de stockage d'énergie dans le pays où ils sont situés. Une exigence similaire s'applique actuellement aux producteurs et aux gestionnaires de réseau qui participent au marché régional de l'électricité.

Le type d'autorisation qui est nécessaire pour l'opération des BESS est déterminé par la législation de chaque pays, ce qui peut être une licence ou un autre document juridique. La licence peut, dans certains cas, impliquer un mécanisme contractuel plus complexe qu'une autorisation simple, et même d'un appel d'offres préalable, mais ce n'est pas toujours le cas. L'autorisation est un système plus agile qui est généralement requis pour les petites centrales d'autoproduction. Mais il n'y a pas de règles uniformes, tout dépend de la législation du pays.

### 2.3.3 Contrat de service

Comme le reconnaît le projet de règles, différents services peuvent être fournis par les SSEB sur n'importe quel marché de l'électricité (marchés de l'énergie, de la capacité et des services auxiliaires) :

"Le déploiement de systèmes de stockage d'énergie par batterie en tant qu'installations autonomes peut être utilisé pour fournir différentes applications telles que la capacité de pointe (les SSEB sont utilisés pour répondre à la demande pendant les périodes de pointe), les



Réserves (réserve primaire ou réserve de limitation de fréquence, réserve tournante, etc.), le renouvellement et le report de transport et de la distribution, et le Démarrage à Froid ».

Lorsque le SSEB est installé en même temps qu'un projet de production d'énergie solaire, les batteries se chargent à travers l'énergie issue de ce système solaire et peuvent fournir de l'électricité de secours lorsque l'ensoleillement est faible ou inexistant. Dans ce cas, le SSEB améliore l'intégration des projets de production d'énergie renouvelable intermittente. Dans les grandes installations de SSEB, certains services de réseau peuvent également être fournis par l'installation de stockage.

Lorsque les SSEB sont situés dans les locaux du client (derrière le compteur), les SSEB permettent aux clients d'utiliser les systèmes de stockage d'énergie par batterie pour leurs propres applications telles que l'arbitrage (déplacement de la consommation d'électricité des périodes où le coût de l'énergie est élevé vers celles où il est faible), la fourniture d'un accès fiable à l'électricité après une perturbation du réseau (principalement si ces perturbations ou interruptions de l'approvisionnement se produisent fréquemment), la protection du client contre les événements de courte durée qui affectent la qualité de l'électricité fournie aux clients, etc. Les systèmes de stockage d'énergie par batterie derrière le compteur peuvent également être coordonnés de manière centralisée, par l'intermédiaire d'agrégateurs, afin d'offrir différents services au réseau. L'agrégation est le processus qui consiste à combiner plusieurs petits actifs pour agir comme un actif plus important afin de fournir des services spécifiques au réseau électrique.

Tous les services mentionnés peuvent être fournis par SSEB sur les marchés concurrentiels de l'énergie, de la capacité et des services auxiliaires.

Au niveau national, les différents services que le SSEB peut fournir sont convenus entre l'opérateur du SSEB ou l'agrégateur et le marché local et/ou l'opérateur de système responsable, par exemple, de la gestion d'un marché du jour pour le lendemain ou d'un marché de services auxiliaires.

Au niveau régional, les règles du marché régional, qui doivent être révisées avant le lancement de la phase 2 du marché régional, doivent déterminer le rôle de l'opérateur du système et du marché dans la fourniture des services que les opérateurs de SSEB et les agrégateurs peuvent fournir sur un marché de l'électricité.



### 2.3.4 Accord d'achat d'électricité (AAE)

Dans les pays où il n'existe pas de marchés de l'électricité compétitifs auxquels les opérateurs de SSEB peuvent participer sur une base concurrentielle, les autorités locales peuvent décider d'autres moyens pour promouvoir le déploiement des SSEB. L'une des solutions consiste à lancer un appel d'offres pour la mise en place de SSEB, soit en tant qu'installations autonomes, soit en les associant à des projets de production d'énergie renouvelable.

Dans ce cas, un accord d'achat d'électricité (AAE) définit les services à fournir par le SSEB.

**Si le SSEB est situé au même endroit qu'une installation de production d'énergie renouvelable, les deux installations peuvent être traitées comme une seule entité ou comme deux projets distincts. Si l'AAE couvre les deux installations, le SSEB est considéré comme faisant partie de l'unité de production globale. Les grands projets solaires avec SSEB peuvent parfois déterminer dans l'AAE la fourniture de produits supplémentaires au système, tels que des crédits d'énergie renouvelable ou certains services auxiliaires.**

Si le SSEB et le projet de production d'énergie renouvelable sont traités comme deux projets différents, le contrat d'achat d'énergie lié au SSEB doit déterminer les produits qui seront fournis par le SSEB et la manière dont ils seront mesurés et payés.

### 2.3.5 Durée

La durée de tout AAE lié à un projet SSEB peut être liée à la fin de la durée de vie utile des batteries. Toutefois, comme les batteries peuvent être remplacées, la durée de l'AAE peut être plus longue. Cette dernière solution présente un inconvénient : les progrès technologiques et les prix des SSEB ont diminué au fil du temps et cette tendance pourrait se poursuivre. Donc les contrats à long terme ne bénéficient donc pas de cette baisse des prix au fil du temps. Dans le cas d'un AAE unique pour un projet de production d'énergie renouvelable colocalisé avec des SSEB, des conditions différenciées peuvent être exigées pour divers produits et services.

Dans tous les cas, à la fin de la vie utile des SSEB, ces dispositifs de stockage doivent être mis au rebut ou recyclés conformément aux exigences établies par la législation environnementale en vigueur.



## 2.4 Cadre institutionnel

Le projet de règles SSEB prévoit des rôles différenciés entre les entités concernées.

### 2.4.1 Institutions et Parties Régionales

#### (a) Gestionnaire de système et de marché (OSM)

L'opérateur régional du système et du marché (OSM) reçoit les demandes des opérateurs de SSEB et des agrégateurs qui ont l'intention de devenir des acteurs du marché régional de l'électricité et décide de leur admission en tant qu'acteurs du marché. Le OSM contrôle la conformité de ces candidats avec les exigences de la législation régionale, et met à jour le registre des participants au marché.

Conformément à la section 8.05 des Procédures du Marché Régional de l'électricité Pour le Pool Energétique Ouest-Africain approuvées par la Résolution n° 010/ARREC/17, l'OSM détermine un barème de frais de dossier uniques, approuvés par l'ARREC, à facturer aux demandeurs.

Les Règles Régionales du Marché seront revues avant le lancement de la Phase 2, qui définira le rôle du OSM dans le Marché du Jour pour le Lendemain qui existera dans cette phase. Les règles du marché régional révisées définiront également les rôles du OSM dans la Phase 3, en particulier dans la fourniture de services sur le Marché des Services Auxiliaires.

#### (b) L'ARREC

L'Autorité régionale de régulation de l'électricité (ERERA) agit en tant que régulateur régional et, à ce titre : effectue la réglementation technique, régleme la vente transfrontalière de l'électricité entre les pays, supervise le marché régional, surveille et fait respecter la législation régionale et résout les différends entre les acteurs du marché ou entre les acteurs du marché et le SMO. Tout acteur du marché régional de l'électricité est soumis à la réglementation de l'ARREC.

L'ARREC doit également approuver formellement, par résolution (après une longue procédure de révision), le projet de Règles sur les SSEB.

#### (c) Le WAPP

Le Pool énergétique de l'Afrique de l'Ouest (WAPP) a été créé par la décision A/DEC.5/12/99 dans le but de remédier au déficit d'approvisionnement en électricité dans la sous-région de l'Afrique de l'Ouest.



Selon le Manuel d'Exploitation du WAPP adopté par la Résolution N° 007/ERERA/15, le WAPP est ouvert à toute entité publique ou privée qui possède/exploite des installations de production de 20 MW ou plus, et/ou distribue et fournit au détail de l'électricité (le « Transport utilisant des membres»); et/ou (b) posséder/exploiter des installations de transport majeures dans la région. Le Manuel d'Exploitation n'envisage pas encore la participation des installations BESS et c'est pourquoi un amendement à cette résolution est inclus dans le projet de Règles sur le BESS.

#### 2.4.2 Institutions et Parties Nationales

Les autorités locales et les parties prenantes, en particulier les opérateurs du système national et du marché, ont plusieurs rôles à jouer, détaillés ci-dessous.

Comme il a été mentionné dans le rapport de Due Diligence du WP2, l'absence d'un cadre juridique adéquat constitue un obstacle au financement et au déploiement des systèmes de stockage de l'énergie. Par conséquent, la modification de la législation nationale a été recommandée afin d'inclure une "réforme de base" qui permet la participation des SSEB au marché local de l'énergie en tant qu'activités différenciées avec des règles propres. Cela implique ce qui suit :

- 1) Le stockage de l'électricité devrait être défini dans la législation nationale et différencié du producteur ou du consommateur d'électricité. Si, en revanche, la législation l'assimile à un consommateur d'électricité, il est important d'éviter la double imposition de tarifs et de taxes (lors du prélèvement d'électricité sur le réseau et lors de l'injection), car cela constitue un obstacle au développement des systèmes de stockage d'énergie.
- 2) Le cadre juridique doit définir les personnes qui peuvent ou ne peuvent pas exploiter des SSEB sur le marché national de l'électricité (en particulier si une limitation est applicable aux gestionnaires de réseau).
- 3) La législation devrait de préférence autoriser les opérateurs de SSEB et les agrégateurs à participer aux marchés de l'énergie, de la capacité et des services auxiliaires qui existent ou pourraient exister à l'avenir au niveau national. A cet égard, il a été souligné que si cette question n'est pas expressément définie dans la législation, certains opérateurs de réseaux pourraient être réticents à acheter ces services aux opérateurs de SSEB et aux agrégateurs, ce qui mettrait en péril le financement des projets de SSEB.

Deuxièmement, les autorités nationales doivent adopter la législation (de préférence la loi) établissant les conditions d'entrée sur le marché des opérateurs de SSEB et des agrégateurs,



telles qu'une exigence de licence ou d'autorisation. C'est ce qu'exige le projet de règles sur les SSEB comme condition pour devenir un acteur du marché régional de l'électricité.

Troisièmement, s'il n'existe pas de marchés de l'électricité concurrentiels (tels que les marchés de gros de l'énergie et des services auxiliaires) auxquels les opérateurs de SSEB peuvent participer sur une base concurrentielle, les autorités locales peuvent décider d'autres moyens pour promouvoir le déploiement des SSEB. Certains d'entre eux ont été mentionnés dans l'analyse comparative incluse dans le rapport de due diligence du WP2, tels que :

- Établissement d'un objectif spécifique de SSEB que certains opérateurs du marché doivent déployer (exemple de la Californie).
- Fixer un objectif spécifique de SSEB que les gestionnaires de réseau doivent acheter sur le marché de l'électricité sur une base concurrentielle (modèle californien).
- Lancer un appel d'offres pour la mise en place de SSEB, soit en tant qu'installations autonomes, soit en les associant à des projets de production d'énergie renouvelable.

Si un appel d'offres est lancé pour l'acquisition de SSEB, soit en tant qu'installations autonomes, soit en association avec un projet de production d'énergie renouvelable, les autorités nationales ou le gestionnaire de réseau doivent être impliqués dans le processus d'appel d'offres. La législation locale en matière de passation de marchés est applicable. En règle générale, un accord d'achat d'électricité doit définir les modalités d'utilisation du SSEB et les services qu'il fournira.

Les autorités locales devraient également examiner la législation en vigueur pour déterminer si elle oblige ou non les propriétaires de SSEB à payer deux fois les frais de transport, les taxes ou les tarifs, c'est-à-dire lorsqu'ils tirent de l'énergie du réseau et y injectent de l'énergie. La double imposition de droits, taxes et redevances constitue un obstacle majeur au déploiement et au financement des SSEB.

Enfin, la législation en vigueur, dans les pays où le SSEB serait localisé, sera également applicable au projet SSEB. A cet égard, par exemple, le projet de SSEB doit être conforme au code national du réseau et aux règles techniques de connexion et d'utilisation du réseau national. Toute autre législation technique ou environnementale en vigueur doit également être respectée par l'opérateur du SSEB. Les autorités locales et les parties prenantes doivent vérifier la conformité de toute législation technique, de sécurité ou environnementale applicable dans le pays où le SSEB est localisé.

#### **(a) Pouvoir Législatif**



Un amendement à la loi régissant le secteur de l'électricité sera nécessaire pour mettre en œuvre ce qui a été décrit comme une « réforme de base » pour permettre la participation des opérateurs SSEB et des Agrégateurs au marché national de l'électricité. Il est notamment nécessaire d'inclure dans la législation la définition du stockage d'énergie et les exigences correspondantes en matière de licences ou d'autorisations. Le Parlement est impliqué dans la promulgation de toute modification de la loi régissant le secteur de l'électricité

### **(b) Ministères et régulateurs**

Le ministère de tutelle ou le régulateur de l'électricité est généralement responsable de :

- approuver les règlements nécessaires pour régir la délivrance des licences et autorisations. Ils doivent être révisés pour inclure les exigences de licence pour les opérateurs BESS et les agrégateurs.
- Délivrer des licences et des réglementations
- Surveiller le respect/appliquer la réglementation nationale applicable

Si le pays décide de déployer le BESS avant l'établissement d'un marché concurrentiel pour les services auxiliaires, le ministère, le régulateur ou l'opérateur de réseau peuvent être impliqués dans la procédure de passation de marchés, par exemple dans le cadre d'un appel d'offres. La législation définit quelle institution est responsable de ces marchés publics.

### **(c) Gestionnaire de réseau**

Le gestionnaire de réseau connecte les installations des opérateurs SSEB à ses réseaux électriques. Auparavant, il contrôle la conformité du Grid Code et des autres réglementations techniques applicables, indique les équipements que les opérateurs BESS doivent installer et signe un accord d'interconnexion.

Le gestionnaire du réseau national doit acquérir des services auxiliaires conformément à la réglementation nationale, y compris auprès des opérateurs de BESS et des agrégateurs.

### **(d) Opérateurs de SSEB et Agrégateurs:**

Il s'agit des entités autorisées par le projet de règles relatives aux SSEB à participer aux marchés national et régional de l'électricité en tant qu'acteurs du marché.

Ils doivent obtenir une licence ou tout autre type d'autorisation, comme l'exige la législation nationale, pour exercer des activités en tant qu'opérateurs de BESS ou en tant qu'agrégateurs.



Elles doivent soumettre une demande à l'OSM, se conformer à l'ensemble de la législation régionale applicable et être admises en tant que participants au marché par l'OSM pour pouvoir participer au marché régional de l'électricité.

La fonction de l'agrégateur est de mettre en commun l'offre et/ou la demande d'électricité et de vendre cette capacité sur les marchés de l'électricité. Comme l'indique le projet de règles SSEB, "étant donné que les échanges sur les marchés de l'électricité en général impliquent des capacités plus importantes que, par exemple, un ménage ou un propriétaire de voitures électriques pourrait offrir, il est nécessaire de mettre en commun la capacité de ces unités flexibles", et donc "les agrégateurs sont autorisés à combiner les charges de plusieurs clients ou l'électricité produite pour la vente, l'achat ou la vente aux enchères sur le marché régional de l'électricité".

**(e) Consommateurs :**

Les consommateurs qui possèdent des SSEB installés dans leurs locaux peuvent posséder des SSEB, mais pour leur propre usage (comme l'arbitrage ou la fourniture ininterrompue d'une énergie de haute qualité). En outre, ces clients peuvent être intéressés par l'octroi d'un accès à leur système à d'autres parties prenantes du système électrique en échange de paiements.

**(f) Autorités environnementales :**

Les autorités environnementales doivent contrôler le respect de la législation environnementale par les opérateurs de BESS.

## 2.5 Tarification

Pour les opérateurs et agrégateurs SSEB participant au marché régional de l'électricité, une fois qu'un marché régional de l'électricité compétitif existe, il ne devrait y avoir aucune restriction à la participation aux segments de marché. En général, les conditions tarifaires du WAPP seront les mêmes que celles des autres acteurs de la production et de la demande. Les opérateurs et agrégateurs SSEB auraient donc accès aux options tarifaires suivantes :

- Arbitrage énergétique : acheter de l'électricité sur le marché de gros régional lorsque les prix sont bas et la revendre lorsque les prix sont élevés.
- Services auxiliaires : les batteries peuvent fournir des services de régulation de fréquence en injectant ou en absorbant rapidement de l'énergie pour stabiliser la fréquence du réseau. La tarification de la régulation des fréquences peut être basée sur des indicateurs de performance tels que le temps de réponse, la précision et la



disponibilité, les paiements étant effectués pour fournir une capacité de régulation et pour répondre aux écarts de fréquence.

Outre les options de tarification mentionnées ci-dessus, certains mécanismes supplémentaires peuvent être envisagés au niveau national, lorsqu'il existe un marché de l'électricité. Ils comprennent:

- **Marchés de capacité :** les marchés de capacité prévoient des paiements aux producteurs et aux fournisseurs de stockage pour s'engager à fournir une certaine capacité électrique pendant des périodes de pénurie spécifiées. La tarification sur les marchés de capacité implique de soumissionner pour des contrats de capacité en fonction de la disponibilité et de la fiabilité du système de stockage, avec des paiements effectués pour les engagements de capacité sur une période spécifiée.
- **Programmes de réponse à la demande :** les batteries peuvent participer à des programmes de réponse à la demande en réduisant ou en modifiant leurs modèles de charge ou de décharge en réponse aux signaux de prix ou aux conditions du réseau. La tarification des programmes de réponse à la demande varie en fonction de la structure du programme, les paiements étant généralement effectués pour réduire la consommation d'électricité ou fournir une capacité supplémentaire pendant les périodes de pointe.

D'une manière générale, si un appel d'offres est lancé au niveau national pour l'achat de SSEB, même s'il n'existe pas de marché de gros national de l'électricité, les systèmes de tarification typiques sont définis dans l'accord d'achat d'électricité (AAE), ainsi que les services que le SSEB devrait fournir (y compris le transfert d'énergie, le soulagement de la congestion, la capacité ferme, le contrôle de la tension et de la fréquence, le blackstart (démarrage à froid)). Les AAEs se présentent sous de nombreuses formes et variantes, mais leurs caractéristiques tarifaires communes sont les suivantes :

- Paiements de capacité (paiements fixes) associés au capital et aux coûts fixes
- Paiements variables, associés à des coûts variables (exploitation et maintenance, et pertes liées au cycle de recharge et, éventuellement, valorisation du CO2 évité)
- Dommages-intérêts ou pénalités payés par le propriétaire de l'actif lorsque les services ne sont pas fournis conformément aux conditions établies dans le AAE.



## 2.6 Aspects techniques

L'électricité provenant du SSEB doit être fournie à la fréquence requise du réseau interconnecté et à la tension appropriée pour l'interconnexion électrique avec le réseau. Le propriétaire est responsable de :

- Obtenir l'approbation du gestionnaire du réseau pour le raccordement et les éventuelles mises à niveau requises ;
- Fournir tous les détails SSEB nécessaires pour les demandes de raccordement et financer toutes les études de raccordement à réaliser par ou au nom de la société d'électricité, le cas échéant ;
- Fournir un rapport de mise en service documentant les performances du SSEB pendant les opérations normales liées au réseau et en cas d'incident sur le réseau, le cas échéant ;
- Tous les permis, approbations, conformité environnementale, fret, approvisionnement, surveillance, inspection du site nécessaires pour concevoir, construire et raccorder le SSEB complet, conformément aux lois, réglementations, codes et normes locaux ;
- Faire tester et approuver tous les équipements installés par un centre d'essai reconnu à l'échelle nationale ;
- Se conformer aux exigences de certification des batteries, boîtiers, onduleurs et autres composants du système conformément à la législation locale ;
- Dimensionnement approprié des circuits, protection contre les surintensités et coordination du ou des circuits au-delà du point d'interconnexion au réseau.

Pour les projets à grande échelle, le contrôle central de la puissance du SSEB, y compris les points de réglage du contrôle de fréquence, doit être assuré de manière centralisée, en externe, par le Centre de Dispatching National du Système. Le propriétaire doit adapter l'interface et les protocoles de communication correspondants selon les besoins. Ainsi, un seul signal de puissance doit être transmis et la distribution et le contrôle optimisés doivent ensuite être pris en charge par le système de contrôle principal SSEB interne et ses sous-systèmes. La valeur de retour (état) se compose également uniquement d'une valeur de puissance totale cumulée.

Le fonctionnement simultané du contrôle de fréquence et du déplacement de charge, ou du contrôle de montée, devrait être possible. D'autres types d'applications nécessitant un contrôle de puissance, tels que le déplacement de charge ou le contrôle de montée, doivent être exécutés via les points de consigne externes du centre de répartition. En cas de fonctionnement



simultané, le point de fonctionnement est réglé via les valeurs de consigne (externes). Le contrôle de fréquence doit fonctionner automatiquement dans les plages spécifiées.

Les aspects importants du système SSEB qui doivent être pris en compte lors de la passation des marchés comprennent :

- le « taux C », qui est la quantité de courant électrique (ampères) qui déchargerait complètement une batterie complètement chargée en une heure. Pour un cas d'utilisation de réserves de fréquence de 15 minutes, le taux C est de 4. Pour un cas d'utilisation de décalage horaire de 4 heures, le taux C est de  $\frac{1}{4}$ . Plus le taux C est bas, moins la charge imposée à la batterie est sévère.
- L'état de charge, qui dépend généralement du ou des cas d'utilisation d'un SSEB. Pour le cas d'utilisation des réserves de fréquence, l'état de charge quotidien moyen est d'environ 50 % dans la mesure où le SSEB revient à ce niveau après chaque appel de réserves, relativement peu fréquent. Pour un cas d'utilisation décalé dans le temps, l'état de charge quotidien moyen pourrait être de 33 %, en tenant compte de la séquence de charge, de maintien et de décharge des cycles quotidiens.

La profondeur de décharge, mesurée en pourcentage et spécifiée par les fabricants de cellules de batterie au moment de l'achat. Pour les batteries Lithium-Fer-Phosphate, par exemple, l'état de charge le plus élevé est de 90 % et le plus bas est de 10 %, ce qui donne une profondeur de décharge de 80 %. Normalement, un fonctionnement en dehors des limites de profondeur de décharge annulerait la garantie des fournisseurs.

Les aspects techniques suivants doivent également être fournis et garantis par l'Opérateur de Stockage :

- Le taux de Dégradation par cycle Charge/Décharge.
- L'efficacité en Charge et Décharge.
- Le temps de réponse,

Chacun de ces aspects du système a un impact sur la conception et l'utilisation d'un système SSEB :

- Le taux C influence le type de cellule spécifié pour le SSEB : une cellule de puissance pour les réserves de fréquence (taux C élevé) ; et une cellule énergétique pour le décalage temporel (faible taux C).



- La profondeur de décharge détermine la quantité de capacité de stockage réelle (MWh) par rapport à la capacité de stockage nominale ; pour le cas de profondeur de décharge de 80 %, la capacité réelle serait de  $1,0/0,8=1,25$ . Autrement dit, une capacité nominale supplémentaire de 25 % est installée pour répondre aux exigences de profondeur de décharge.
- L'état de charge moyen influence le taux d'évanouissement de la capacité. Plus l'état de charge moyen est élevé, plus le taux de capacité diminue rapidement. Un autre facteur qui influence la décoloration est la température ambiante des cellules des modules.

Concernant la durée de vie du stockage stationnaire, l'un des facteurs essentiels à prendre en compte est la stabilité du cycle. Plus un système de stockage par batterie réalise des cycles complets (une charge et une décharge complètes), plus son efficacité économique est élevée. En termes de nombre de cycles, la technologie Li-ion Lithium-Fer-Phosphate est leader, avec des cycles allant jusqu'à 10 000. Cependant, les fabricants ne donnent qu'une garantie de performance moyenne de 10 ans avec un cycle complet quotidien, ce qui correspond à env. 3 000 à 4 000 cycles/durée de vie. Les derniers développements de la technologie Lithium-Fer-Phosphate montrent une stabilité de cycle supérieure à 30 000 dans des conditions de laboratoire, et ce chiffre est en augmentation, ce qui devrait conduire à une augmentation de la durée de garantie de performance qui pourrait être exigée à l'avenir.

En ce qui concerne la surveillance et les performances, les systèmes SSEB doivent disposer d'un système d'acquisition de données/surveillance/alarme avec :

- Surveillance complète de l'alimentation électrique et des données opérationnelles associées, notamment la tension, le courant et la température du système ;
- Alarme visuelle et sonore en cas de risque potentiel pour la sécurité ;
- Notification lorsqu'une maintenance préventive est nécessaire ;
- Alertes au niveau du système à fournir par le fabricant via l'interface client.

Un plan de déclassement/élimination doit également être inclus dans la documentation d'exploitation et de maintenance, lorsque le projet est développé, démontrant la capacité de recycler ou d'éliminer en toute sécurité toutes les parties du SSEB.

## 2.7 La mise en œuvre. Défis et risques. Mesures d'atténuation

La mise en œuvre des projets SSEB identifiés, en ce qui concerne les conditions juridiques et institutionnelles, nécessite ce qui suit :



- (a) Approbation formelle du projet de règles SSEB au niveau régional et identification des sources de financement.
- (b) Adoption de la législation nationale dans tous les pays de la CEDEAO où le WAPP opère : En ce qui concerne la modification des cadres juridiques nationaux, il est nécessaire que les pays dans lesquels le WAPP opère adoptent une législation établissant les conditions d'entrée sur le marché (telles qu'une licence ou une autorisation) auxquelles les opérateurs de SSEB ou les agrégateurs doivent se conformer pour effectuer le stockage de l'énergie et participer au marché de l'électricité.
- (c) En outre, comme cela a été détaillé dans le rapport de Due Diligence du WP2, il est fortement recommandé que ces pays introduisent les amendements suivants dans leur législation :
  - (i) Définition du stockage de l'énergie dans la législation nationale, en tant qu'activité différente de la production et de la consommation. Cette définition devrait être conforme à celle incluse dans les règles régionales SSEB.
  - (ii) Établissement des conditions d'entrée sur le marché applicables aux opérateurs de SSEB et aux agrégateurs.
  - (iii) Si la réglementation en vigueur fait que les redevances de transport et autres, ainsi que les taxes, sont facturées deux fois aux opérateurs de SSEB, c'est-à-dire lorsqu'ils prélèvent de l'électricité sur le réseau et lorsqu'ils l'injectent, il convient d'adopter les mesures nécessaires pour éviter cette double imposition de taxes, de redevances et de droits.
  - (iv) Identification des personnes qui peuvent ou ne peuvent pas exploiter des SSEB sur le marché national de l'électricité (en particulier si une limitation est applicable aux gestionnaires de réseau). Cette question doit être conforme aux exigences établies dans les règles régionales relatives aux SSEB, faute de quoi ces opérateurs ne seraient pas autorisés à participer au marché régional de l'électricité.
  - (v) La législation devrait de préférence autoriser les opérateurs et les agrégateurs de SSEB à participer aux marchés de l'énergie, de la capacité et des services auxiliaires qui existent ou pourraient exister à l'avenir au niveau national.

Le principal défi pour le déploiement des SSEB sur le marché régional de l'électricité est qu'il se trouve dans la phase 1, durant laquelle les échanges sont effectués au cas par cas, c'est-à-dire que le marché régional est un marché bilatéral où les accords bilatéraux sont utilisés pour



les échanges. Au cours de la phase 2, il devrait y avoir des échanges à court terme effectués par le biais d'un marché du jour pour le lendemain.

Mais ce n'est qu'au cours de la phase 3 qu'il existera un marché régional fluide et compétitif et, en particulier, un marché pour certains services auxiliaires et produits financiers.

Comme l'explique le rapport de due diligence du WP 2, au niveau international, le déploiement des SSEB sur le réseau en tant qu'installations autonomes a été principalement financé par le marché et en particulier par la fourniture de services auxiliaires sur des marchés concurrentiels.

Par conséquent, le financement des SSEB dans le réseau en tant qu'installations autonomes par le biais d'un marché régional de l'électricité compétitif ne peut être prévu que dans la phase 3 du marché régional de l'électricité, c'est-à-dire à long ou très long terme.

Une mesure d'atténuation de cet obstacle est que les pays où le WAPP opère peuvent adopter tout type d'incitation pour permettre le déploiement de SSEB sur leur territoire. L'une d'entre elles pourrait être le lancement d'un appel d'offres concurrentiel pour la mise en place de SSEB, soit au même endroit que des projets de production d'énergie renouvelable, soit en tant qu'installations autonomes.

Comme le détaille le rapport de due diligence du WP2, certains pays de la CEDEAO ont indiqué que des projets SSEB sont en cours ou prévus.

Le financement des projets SSEB par le biais d'appels d'offres peut se faire avec des fonds propres lorsque cela est possible. S'il n'y a pas de fonds propres, on peut essayer d'obtenir des subventions de gouvernements étrangers ou d'organisations internationales.

Un autre défi important est le prix des SSEB, qui augmente le coût des services que les SSEB peuvent fournir et qui peuvent ne pas être compétitifs par rapport à d'autres technologies (telles que les générateurs thermiques).

Cependant, l'expérience internationale montre que les prix des SSEB ainsi que des services qu'ils fournissent ont baissé ces dernières années. De plus, les expériences internationales analysées dans l'étude comparative du rapport de Due Diligence du WP2 ont montré que les SSEB ont été compétitifs dans ces pays. Mais les prix des technologies SSEB ont eu tendance à diminuer au fil du temps, de sorte que le coût des services qu'ils fournissent a tendance à diminuer.



Un autre défi pour le déploiement des SSEB dans la région de la CEDEAO est que si les pays membres de la CEDEAO n'adoptent pas la législation établissant les conditions d'entrée sur le marché (telles qu'une licence ou une autorisation) auxquelles les opérateurs de SSEB ou les agrégateurs doivent se conformer pour effectuer le stockage de l'énergie et participer au marché de l'électricité, ces entités ne seront pas autorisées à postuler en tant qu'acteurs du marché sur le marché régional de l'électricité. À cet égard, les règles SSEB exigent que les candidats aient obtenu une licence ou une autorisation des pays dans lesquels ils sont situés.

En outre, un autre défi consiste pour les pays membres de la CEDEAO à adopter non seulement les exigences d'entrée sur le marché susmentionnées applicables aux opérateurs de SSEB et aux agrégateurs, mais aussi les autres modifications juridiques recommandées pour encourager le déploiement des SSEB. Il s'agit notamment d'une définition du stockage de l'énergie dans le cadre juridique, de l'élimination de la double imposition des frais, charges et taxes aux opérateurs de SSEB, de l'identification des personnes qui peuvent ou non exploiter des SSEB, et de l'autorisation expresse qui permet aux opérateurs de SSEB et aux agrégateurs de participer à tout marché national de l'électricité (tels que les marchés de l'énergie ou des services auxiliaires).

Pour traiter ce problème, l'ARREC peut jouer un rôle important de coopération avec les autorités nationales, y compris les ministères et les régulateurs en conseillant et en insistant sur les amendements juridiques qui doivent être introduits dans les cadres juridiques nationaux.

En ce qui concerne le déploiement des SSEB "derrière le compteur", c'est-à-dire détenus par les consommateurs connectés au système de distribution, comme indiqué précédemment, ils peuvent être utilisés pour fournir un accès fiable à l'électricité, mais aussi pour l'arbitrage (déplacement de la consommation d'électricité des périodes où le coût de l'énergie est élevé vers les périodes où il est faible).

L'absence actuelle dans la plupart de pays de la région de la CEDEAO de tarifs temporels différenciés, tels que les Tarifs de Temps d'Utilisation (tarifs qui utilisent des prix différents pour encourager les consommateurs à utiliser l'électricité à des moments où l'électricité est disponible à moindre coût) est un défi pour le déploiement de SSEB derrière le compteur. L'utilisation de SSEB pour l'arbitrage est une incitation à la mise en place de SSEB derrière le compteur.

À cet égard, il est recommandé que les régulateurs nationaux commencent à étudier la mise en œuvre de tarifs tels que l'heure de consommation, qui différencient le tarif en fonction de l'heure



de consommation. Cela pourrait avoir l'avantage supplémentaire de réduire les pics de consommation.

## 2.8 Feuille de Route

La mise en œuvre aux niveaux national et régional des actions nécessaires pour permettre le déploiement du BESS est détaillée ci-dessous.

### I- Au niveau national :

- (i) À court terme : À court terme, les mesures suivantes devraient être mises en œuvre :
  - (a) Modification de la loi régissant le secteur de l'électricité pour établir ce qui suit :
    - Définition du stockage d'énergie.
    - Indication des personnes qui peuvent ou non posséder SSEB.
    - Conditions d'entrée sur le marché (licence ou autorisations) applicables aux opérateurs SSEB et aux agrégateurs.
    - De préférence, autoriser explicitement les opérateurs SSEB et les agrégateurs à participer à tout marché de l'énergie, de la capacité et des services auxiliaires.
- (ii) À moyen terme : À moyen terme, les mesures suivantes devraient être mises en œuvre :
  - (a) Adoption de réglementations établissant les conditions requises pour l'obtention d'une licence ou d'une autorisation pour opérer en tant qu'opérateur SSEB ou Agrégateur.
  - (b) Révision des règlements techniques afin de déterminer si des exigences plus spécifiques sont nécessaires pour permettre la participation et l'interconnexion des opérateurs SSEB.
  - (c) Adoption de normes industrielles applicables aux batteries.
  - (d) Révision de la législation pour garantir qu'il n'y ait pas de double imposition de frais, taxes et redevances aux opérateurs de BESS (lors du prélèvement d'électricité du réseau et lors de son injection).
  - (e) Approbation de la législation environnementale applicable aux BESS.



- (f) Passation des marchés : Ce n'est que si les autorités ont l'intention de déployer des SSEB avant la mise en place d'un marché concurrentiel national ou régional des services auxiliaires (pour financer les opérations SSEB) que les autorités nationales ou les opérateurs de réseau peuvent acheter des installations SSEB (par exemple par un appel d'offres concurrentiel). Dans ce cas, la législation locale sur les marchés publics est applicable et un accord d'achat d'électricité sera signé après la période d'appel d'offres, définissant les services à fournir et les prix à payer.

## II- Au niveau régional :

- i. À court terme : À court terme, les actions suivantes devraient être mises en œuvre au niveau régional :
- (a) Lancer la procédure de révision et d'approbation du projet de règles sur le SSEB. Par la suite, approuver formellement ces règles par une résolution de l'ERERA.
  - (b) Lancer la procédure de révision et d'approbation du projet de législation environnementale relative au SSEB. L'approuver ensuite officiellement.
  - (c) Modifier, de préférence par le biais du projet de Règles sur le SSEB, la législation régionale suivante :

**(1) Article 9 des Procédures du Marché Régional de l'Électricité pour le WAPP, approuvées par la Résolution 010/ERERA/17** qui établit les critères minimaux d'admission d'un Participant au Marché. Son article 9 sur les « Informations requises lors de la candidature » mentionne des exemples d'informations qui doivent être fournies comme condition de participation au marché et quels acteurs du marché doivent être mis à jour si nécessaire. Mais il ne fait référence qu'aux gestionnaires de réseaux et aux producteurs. L'article 9 devrait également établir les informations qui doivent également être exigées des opérateurs de BESS et des agrégateurs. Ainsi, les paragraphes suivants devraient être ajoutés à l'article 9.01 :

*(c). Pour les exploitants de systèmes de stockage d'énergie par batterie (SSEB) et d'agrégateurs :*

*(i) la capacité nominale du générateur, exprimée en MW,*



- (ii) *la charge minimale au point de raccordement du générateur qui se déclenchera automatiquement en cas de panne du générateur, exprimée en MW ;*
  - (iii) *la capacité fournie du générateur, exprimée en MW ;*
  - (iv) *la capacité de surcharge du générateur, le cas échéant, exprimée en MW ;*
  - (v) *le niveau de charge stable minimum du générateur, exprimé en MW;*
  - (vi) *le niveau de charge minimum dispatchable du générateur, exprimé en MW ;*
  - (vii) *le ou les applications ou services à fournir*
  - (viii) *toute autre information nécessaire à un raccordement non perturbé, conformément aux exigences et au tarif d'accès au système de transport interconnecté du WAPP.*
- (d). *Les informations à fournir conformément au paragraphe précédent par les exploitants de systèmes de stockage d'énergie par batterie et d'agrégateurs doivent porter sur la capacité d'injection et de soutirage du système de stockage d'énergie par batterie.*

**(2) Les Règles du Marché Régional pour le Pool Énergétique Ouest-Africain approuvées par la Résolution n° 005/ARREC/15** devraient être révisées avant le lancement de la phase 2 (article 12.b) car elles devraient prévoir un marché à un jour et d'autres dispositions y sont détaillées. La révision prévue des règles du marché régional sera également modifiée pour préciser également les critères et les conditions de participation des Opérateurs de Système de Stockage d'Énergie par Batterie et des Agrégateurs aux différents Marchés de l'Électricité qui existeront dans le Marché Régional de l'Électricité.

Ainsi, Les Règles du Marché Régional révisées doivent fournir des produits pour la négociation sur les Marchés de l'Électricité en Phases 2 et 3 qui sont suffisamment petits pour permettre la participation effective des SSEB et des consommateurs par le biais des Agrégateurs.

De plus, étant donné que les Règles du Marché Régional doivent être revues et préparées pour les phases ultérieures suivant la phase 1 du marché régional de l'électricité, cet article exige que ces règles du marché régional révisées doivent



« préciser les critères et les conditions de participation des Opérateurs de Systèmes de Stockage d'Énergie par Batterie et des Agrégateurs dans les différents Marchés de l'Électricité qui existeront dans le Marché Régional de l'Électricité ».

- (3) **La section 0.3 « Présentation du WAPP » du Manuel d'exploitation du Pool énergétique ouest-africain approuvé par la Résolution N° 007/ERERA/15** devrait être modifiée pour ajouter un paragraphe qui permet la participation des Opérateurs de SSEB et Agrégateurs en tant que membres du WAPP. Il devrait permettre l'adhésion à l'EEEOA à « *toute entité, publique ou privée, qui-*
- (a) *exploite des Système de Stockage d'Énergie par Batterie conformément aux conditions des présentes règles ; ou*
  - (b) *effectue l'Agrégation".*
- (4) **Le formulaire de demande de participation au Marché Régional de l'Électricité de la CEDEAO approuvé par la Résolution N° 013/ARREC/18** (Annexe I), doit être complété pour établir les informations qui seront demandées aux Opérateurs de Système de Stockage d'Énergie par Batterie et aux Agrégateurs pour postuler en tant que participants au Marché Régional de l'Électricité. Jusqu'à ce que le formulaire de demande de participation au Marché Régional de l'Électricité de la CEDEAO soit approuvé conformément à cet article, l'Opérateur du Système et du Marché détermine les informations que les Opérateurs de Système de Stockage d'Énergie par Batterie et les Agrégateurs qui postulent en tant que participants au marché doivent fournir.

## 2.9 Explication du projet de règles relatives aux systèmes de stockage d'énergie par batterie

### 2.9.1 Chapitre I- Règles Générales

#### Article 1

Cet article 1 contient une explication générale des systèmes de stockage d'énergie, et des SSEB en particulier.

Les définitions contenues dans l'article 3 définissent le stockage de l'énergie, la batterie et le SSEB afin d'éviter toute incertitude et de différencier le stockage de l'énergie d'autres activités telles que la production ou la consommation. À cet égard, l'analyse comparative internationale incluse dans le rapport de Due Diligence du WP 2 a souligné l'importance d'accorder un statut



différencié au stockage de l'énergie et d'établir un minimum de règles relatives aux rôles du stockage de l'énergie sur le marché de l'électricité.

En ce qui concerne les SSEB, cet article indique explicitement qu'il comprend tout type de technologie SSEB.

Les SSEB peuvent injecter ou retirer de l'électricité sur un marché de l'électricité et peuvent également fournir différents services de réseau. Par conséquent, les SSEB peuvent jouer un rôle sur n'importe quel marché, y compris les marchés de gros de l'énergie et d'équilibrage, et fournir un large éventail de services aux réseaux de transport et de distribution, afin de garantir un fonctionnement efficace, stable et fiable du réseau. Ainsi, le projet de règles SSEB indique explicitement que "les systèmes de stockage d'énergie par batterie sont éligibles pour fournir tout service qu'ils sont capables de fournir sur l'un des marchés de l'électricité établis ou à développer sur le marché régional de l'électricité dans chacune de ses phases de développement".

Cet article fait explicitement référence aux différentes **alternatives** possibles pour les installations de SSEB, mentionnées ci-dessus, qui comprennent les suivantes :

1. Le déploiement de SSEB en tant qu'installations autonomes développées et exploitées par des opérateurs/personnes privés ou publics (cette alternative est appelée "système centralisé" dans les termes de référence de cette Consultation).
2. Le développement de projets d'énergie renouvelable colocalisés avec des SSEB à grande échelle, également connus sous le nom de projets hybrides (identifiés comme "systèmes décentralisés" par les termes de référence de cette Consultation).
3. Le SSEB est installé dans les installations du client et le système de stockage est connecté au réseau de distribution du côté du client du compteur de service public (solution "derrière le compteur").
4. Micro-réseaux isolés : installation de SSEB dans de petits réseaux électriques qui peuvent fonctionner de manière indépendante.
5. Systèmes de stockage en batterie hors réseau, installés chez le client : il s'agit de l'installation de systèmes de stockage en batterie dans les locaux du client qui n'est pas connecté au réseau.

Le projet de Règles SSEB mentionne qu'il est applicable aux systèmes de stockage d'énergie par batterie à l'échelle du réseau, c'est-à-dire les systèmes de stockage d'énergie par batterie



en amont du compteur, y compris les alternatives centralisées et décentralisées, et l'option derrière le compteur.

Pour éviter les lacunes et les incertitudes liées aux services que l'opérateur de système et de marché peut acheter aux SSEB, le projet de Règles SSEB mentionne explicitement certains des services que les SSEB peuvent fournir. À cet égard, il établit que les SSEB en tant qu'installations autonomes "peuvent être utilisés pour fournir différentes applications telles que la capacité de pointe (les SSEB sont utilisés pour répondre à la demande pendant les périodes de pointe), les réserves (réserve primaire ou réserve de confinement de fréquence, réserve tournante, etc.) Il indique également que le déploiement de SSEB "avec des projets d'énergie renouvelable améliore l'intégration des projets de production d'énergie renouvelable intermittente".

La raison pour laquelle les principaux services que les SSEB peuvent fournir sont explicitement mentionnés dans le projet de Règles SSEB est que même si les SSEB peuvent fournir des services de réseau, il a été observé que si la législation ne stipule pas explicitement que les opérateurs de stockage peuvent fournir des services de réseau, les opérateurs de système/marché peuvent ne pas être disposés à acheter ces services aux SSEB. En outre, les développeurs de stockage et les institutions de financement peuvent être réticents à investir dans le stockage s'ils n'ont pas la garantie qu'ils seront indemnisés pour les services fournis.

Le projet de Règles SSEB mentionne également les principales applications que les SSEB derrière le compteur permettent aux clients, notamment l'arbitrage (déplacement de la consommation d'électricité des périodes où le coût de l'énergie est élevé vers celles où il est faible), la fourniture d'un accès fiable à l'électricité après une perturbation du réseau (principalement si ces perturbations ou interruptions de l'approvisionnement se produisent fréquemment), la protection contre les événements de courte durée qui affectent la qualité de l'électricité fournie aux clients, entre autres.

Comme les SSEB peuvent également être coordonnés de manière centralisée, par le biais d'agrégateurs, pour offrir différents services au réseau, l'agrégation (le processus de combinaison de multiples petits actifs pour agir comme un actif plus important pour la fourniture de services spécifiques au système électrique) est explicitement mentionnée par le projet de Règles SSEB dans l'article 1 et définie dans l'article 3. A cet égard, l'article 1 du projet de Règles SSEB stipule que "Comme les échanges sur les marchés de l'électricité en général impliquent des capacités plus importantes que, par exemple, un ménage ou un propriétaire de voitures



électriques pourrait offrir, il est nécessaire de mettre en commun la capacité de ces unités flexibles. La fonction de l'agrégateur est de mettre en commun l'offre et/ou la demande d'électricité et de vendre cette capacité sur les marchés de l'électricité. Ainsi, les agrégateurs sont autorisés à combiner les charges de plusieurs clients ou l'électricité produite pour la vente, l'achat ou la vente aux enchères sur le Marché Régional de l'électricité ».

Ainsi, le projet de Règles SSEB autorise non seulement la participation au marché régional de l'électricité des exploitants d'installations de stockage d'énergie à titre individuel, mais aussi des personnes qui pratiquent l'agrégation.

**En ce qui concerne le financement du projet, le projet de Règles SSEB implique une " réforme de base " telle qu'analysée dans le Rapport de Due Diligence du WP2. Cela implique que son objectif est d'établir un cadre réglementaire clair particulièrement applicable aux SSEB mais permettant la participation des SSEB, quelle que soit la technologie, au marché régional de l'électricité.**

**Des réformes de base ont été mises en place pour permettre aux développeurs de systèmes de stockage d'énergie d'entrer sur le marché de l'énergie sur une base concurrentielle.**

**La réforme devrait au moins permettre aux installations à l'échelle du réseau et derrière le compteur fournissant une réponse à la demande de participer et de percevoir des revenus sans discrimination et quelle que soit la technologie, sur une base concurrentielle.** Ces développeurs seront exposés aux risques du marché et leur établissement dépendra du modèle commercial que le marché et la législation leur permettront d'adopter.

**Bien entendu, les pays membres de la CEDEAO peuvent décider de subventionner et d'acquérir des projets SSEB, soit en tant qu'installations autonomes ou colocalisées avec la production d'énergie renouvelable, par exemple, par le biais d'un appel d'offres concurrentiel. Dans ce dernier cas, la législation locale sur les marchés publics serait applicable et les parties prenantes locales (telles que les représentants des gouvernements ou des opérateurs de réseau) devraient être impliquées dans l'acquisition du SSEB. L'appel d'offres peut être lancé soit pour le déploiement de SSEB en tant qu'installations autonomes, soit pour leur colocalisation avec un projet de production d'énergie renouvelable.**



Le marché régional de l'électricité est en phase 1. Un Marché Du Jour pour le Lendemain sera établi au cours de la phase 2 du marché régional de l'électricité, tandis qu'un marché régional de l'électricité pleinement concurrentiel devrait voir le jour au cours de la phase 3, c'est-à-dire à long ou très long terme, lorsque d'autres marchés, en particulier un marché des services auxiliaires, seront développés.

Le projet de Règles SSEB mentionne dans l'article 1 que " le report à long terme de la mise en place d'un Marché Régional de l'Electricité pleinement compétitif peut entraver le financement des Systèmes de Stockage d'Energie par Batterie, les pays membres de la CEDEAO peuvent également décider de subventionner et/ou de fournir des projets de Stockage d'Energie par Batterie, soit en tant qu'installations autonomes ou colocalisées avec la production d'énergie renouvelable, par exemple, par le biais d'un appel d'offres compétitif ". Dans ce dernier cas, les marchés publics établis dans la législation locale seraient applicables et régiraient l'appel d'offres.

**Mais la passation d'un appel d'offres ou l'adoption de tout type de subvention pour tous les projets SSEB ou des projets spécifiques n'est pas imposée par le cadre juridique régional.**

**Ce projet de règles SSEB établit les exigences et les règles auxquelles les opérateurs de systèmes de stockage d'énergie par batterie doivent se conformer pour participer au marché régional de l'électricité.**

La législation nationale des pays membres de la CEDEAO doit établir les exigences en matière de licence ou d'autorisation auxquelles les opérateurs de systèmes de stockage d'énergie par batterie et les agrégateurs doivent se conformer pour être autorisés à effectuer du stockage d'énergie.

## **Article 2 :**

Cet article :

- (a) établit le nom de cette législation : Règles relatives aux systèmes de stockage d'énergie par batterie ; et
- (b) Indique l'applicabilité du projet de règles SSEB : à l'opérateur du système et du marché et à tous les acteurs du marché régional de l'électricité, y compris les exploitants d'installations de stockage d'énergie par batterie et les agrégateurs.



### **Article 3 :**

Pour des raisons de cohérence, cet article reprend des définitions déjà incluses dans les documents juridiques de la CEDEAO plus récemment approuvés ou rédigés.

Par conséquent, de nombreuses définitions ont été copiées ou adaptées du projet de Code de Réseau Régional développé par le WAPP, notamment : Service auxiliaire, Capacité de démarrage à froid, Marché Du Jour pour le Lendemain, ARREC, Marchés de l'électricité, Opérateur de réseau, Participant au Marché Isolé, Accord entre Participants au Marché, Code du Réseau National, Réserve Primaire ou Réserve de Confinement de Fréquence, Réserves, Réserve tournante, WAPP.

D'autres définitions ont été reprises des règles du marché régional, comme celles du participant au marché, du marché régional de l'électricité, du système et de l'opérateur de marché (l'institution régionale).

En plus, après avoir analysé différentes définitions du Stockage d'Énergie et de la Batterie, les meilleures alternatives ont été considérées comme étant celles contenues dans la législation de l'Union européenne. Par conséquent, les définitions du Stockage d'Énergie et de la Batterie ont été tirées respectivement de la directive (UE) n° 2019/944 et du règlement (UE) 2023/1542 sur les batteries, récemment adopté.

Les autres définitions ont été proposées par INTEGRATION, y compris la définition de SSEB.

### **Article 4**

Cet article régit la "participation au marché régional et l'enregistrement des participants au marché".

Les procédures du marché régional de l'électricité pour le pool énergétique de l'Afrique de l'Ouest approuvées par la résolution n° 010/ARREC/17 établissent les critères minimaux pour l'admission d'un participant au marché et les informations requises lors de la demande, mais elles ne font référence qu'aux opérateurs de réseau et aux producteurs. Par conséquent, cet article étend les principales règles de cette législation régionale pour permettre également la participation des opérateurs de SSEB et des agrégateurs au marché régional de l'électricité.

Cet article établit que les opérateurs de SSEB doivent demander à l'opérateur régional du système et du marché (OSM) d'être reconnus en tant que participants au marché et doivent



signer un accord de participant au marché. D'autres règles supplémentaires de la législation mentionnée sont également applicables.

#### **e) Article 5**

L'article 5, dont le titre est "Condition pour postuler en tant que participants au marché", exige que les opérateurs de SSEB et les agrégateurs qui ont l'intention de participer au marché régional de l'électricité soient tenus d'avoir préalablement obtenu la licence ou tout autre type d'autorisation qui leur permet d'opérer en tant que systèmes de stockage d'énergie par batterie ou en tant qu'agrégateurs, respectivement, dans n'importe lequel des pays où le Pool d'énergie ouest-africain opère.

Une règle similaire (une exigence de licence) est actuellement applicable aux acteurs du marché existants par la législation régionale. Dans le projet de règles SSEB, l'exigence est moins restreinte et requiert d'avoir obtenu "une licence ou tout autre type d'autorisation leur permettant d'opérer", car dans certains pays, les agrégateurs ne sont pas tenus d'obtenir une licence. En tout état de cause, l'exigence d'entrée sur le marché, telle qu'une licence, devrait être décidée par la législation des pays dans lesquels le WAPP opère.

#### **Article 6**

Cet article établit l'obligation pour les exploitants de SSEB de se conformer à la législation technique, environnementale et de sécurité établie par :

- la législation régionale ; et
- la législation du pays dans lequel l'opérateur d'un SSEB a obtenu une licence ou une autorisation d'exploitation.

La préparation d'une législation environnementale fait partie de cette consultation. Toute législation environnementale, technique ou de sécurité supplémentaire en vigueur dans le pays où se trouve le SSEB est évidemment applicable et obligatoire pour l'opérateur du SSEB.

L'article 6 du projet de Règles SSEB stipule également l'obligation pour les opérateurs de SSEB de se conformer aux codes de réseau nationaux (puisqu'ils sont connectés au système électrique national) et au code de réseau régional qui sera approuvé au niveau régional. À cet égard, le code de réseau régional, une fois approuvé, sera obligatoire pour tous les acteurs du marché.



## Article 7

L'article 7 fait référence aux "personnes qui peuvent exploiter des SSEB sur le marché régional de l'électricité".

**Le code du marché du projet de code du réseau régional comprend une règle qui a un impact sur cette question. À cet égard, il établit que les entités engagées dans l'exploitation du transport et du système ne peuvent pas acheter et vendre de l'électricité, mais ont le devoir et le droit de fournir des services de transport régional et des services d'exploitation du système.** Les entités engagées dans la fourniture de services de transport et d'exploitation de réseau sont appelées gestionnaires de réseau (M.C.1.3.3.5).

Comme les acteurs du marché peuvent être des entreprises verticalement intégrées, pour améliorer la transparence et prévenir les pratiques anticoncurrentielles, le Code des Marchés du projet de Code de Réseau régional établit que l'entreprise verticalement intégrée qui a l'intention de vendre ou de retirer de l'énergie sur le marché régional doit établir une unité distincte qui agira en tant qu'acteur du marché (section MC1.10.10) et se conformer à certaines conditions qui garantissent une séparation fonctionnelle des activités.

**L'application de cette règle, qui doit avoir été discutée et convenue dans le projet de Code de Réseau régional, est applicable aux gestionnaires de réseau qui ont l'intention de fournir une capacité ferme de SSEB ou des services de réseau sur le marché régional semble évidente. Dans le cas contraire, il y aurait une incohérence entre les deux projets de législation régionale.**

**À cet égard, la règle devrait être applicable à la fourniture de services SSEB sur tout marché de l'électricité qui pourrait exister actuellement ou à l'avenir (ce qui inclut les marchés de l'énergie, de la capacité et des services auxiliaires).**

**Le projet de Code Réseau régional mentionne que les acteurs du marché peuvent être des entreprises verticalement intégrées. Par conséquent, et afin d'améliorer la transparence et de prévenir les pratiques anticoncurrentielles, le Code des Marchés du projet de Code Réseau régionaux établit que les entreprises verticalement intégrées doivent créer une unité distincte qui agira en tant que participant au marché (sections MC1.10.10) et se conformer à des exigences de fonctionnement supplémentaires.**

Comme indiqué dans l'analyse comparative du rapport de Due Diligence du WP2, dans l'Union européenne, au Royaume-Uni et en Allemagne, les gestionnaires de réseaux de transport et de



distribution ne sont pas autorisés à développer, posséder, entretenir ou exploiter des installations de stockage d'énergie. La raison de cette interdiction est d'éviter les subventions croisées entre le stockage de l'énergie et les fonctions réglementées de distribution ou de transport, et donc de prévenir les distorsions de concurrence.

**Mais la raison pour laquelle cette règle a été incluse dans cet article est la disposition contenue dans le projet de Code Réseau régional.**

Par conséquent, les limitations établies dans le Code Réseau sont incluses dans le projet de règles SSEB, dont le texte est le suivant :

*"7 (2). Afin d'améliorer la transparence et de prévenir les pratiques anticoncurrentielles, les entreprises verticalement intégrées qui sont des gestionnaires de réseau et qui exploitent également des systèmes de stockage d'énergie par batterie peuvent fournir de l'énergie, de la capacité ou des services auxiliaires sur l'un des marchés de l'électricité du marché régional de l'électricité, à condition qu'elles établissent une unité distincte qui agira en tant qu'acteur du marché pour vendre de l'énergie, de la capacité et des services auxiliaires. Cette unité distincte doit*

- (a) Nommer un ou plusieurs représentants qui ne peuvent pas être impliqués dans les activités d'exploitation du réseau, à condition qu'ils représentent l'unité opérant sur le marché régional de l'électricité ;*
- (b) Créer un système de gestion et de comptabilité distinct pour gérer et enregistrer toutes les activités liées aux transactions régionales ;*
- (c) Définir une procédure de communication formelle et écrite avec l'unité responsable des opérations sur le réseau au sein de sa propre entreprise, qui doit être approuvée par ARREC ;*
- (d) Garder les informations confidentielles ;*
- (e) Établir et maintenir des processus internes appropriés pour s'assurer qu'elle se conforme à ses obligations en vertu du code de marché. L'ARREC doit exiger de l'unité et de la société verticalement intégrée qu'elles démontrent l'adéquation de ces processus moyennant un préavis raisonnable ;*
- (f) Préparer chaque année civile un rapport annuel de conformité à l'obligation de cantonnement. L'unité soumet son rapport de conformité annuel à l'ARREC dans les quatre mois suivant la fin de l'année civile à laquelle le rapport de conformité se rapporte.*



7 (3) *Nonobstant l'interdiction établie au paragraphe (1) du présent article, les gestionnaires de réseau qui possèdent et exploitent des systèmes de stockage d'énergie par batterie-*

- (a) peuvent exploiter des systèmes de stockage d'énergie sur batterie pour remplir leurs obligations liées à l'exploitation efficace, fiable et sûre de leurs réseaux de transport et de distribution ; et*
- (b) peuvent être autorisés à fournir de l'énergie, de la capacité ou des services auxiliaires sur leur marché national de l'électricité si la législation nationale les y autorise.*

Le paragraphe (3) de l'article 8 du projet de Règles SSEB précise que les limitations établies au paragraphe (2) ne sont applicables qu'à la fourniture d'électricité, de capacité ou de services auxiliaires par les gestionnaires de réseau sur le marché régional de l'électricité. Bien que cela semble évident, ce paragraphe indique explicitement que la législation nationale peut les autoriser à fournir ces services sur le marché national de l'électricité. Ce paragraphe indique également qu'ils peuvent exploiter ces services pour se conformer à leurs obligations.

**Nous comprenons qu'étant donné que la plupart des compagnies d'électricité des pays membres de la CEDEAO sont intégrées verticalement, l'établissement d'une limitation pour la fourniture directe de services par les opérateurs de systèmes de transport/distribution pourrait constituer un obstacle au développement du SSEB. D'autre part, le projet de Règles SSEB est destiné à durer et à rester applicable au marché régional dans toutes ses phases, y compris à long ou très long terme (phase 3). Le marché régional est censé, dans une troisième phase, développer un marché régional pleinement compétitif.**

**Néanmoins, cette question est spécifiquement soumise à la consultation et à la discussion avec les parties prenantes. Il pourrait être modifié, mais dans ce cas, les règles contenues dans les sections M.C.1.3.3.5 et MC1.10.10 du projet de Code Réseau devraient également être modifiées. Dans le cas contraire, il y aurait une incohérence juridique.**

## **Article 8**

Cet article autorise explicitement le "cumul des revenus" pour les opérateurs de SSEB.

Étant donné que les SSEB peuvent fournir de multiples services système, ils devraient être autorisés à percevoir des revenus simultanés de plusieurs sources en utilisant le même SSEB. Pour éviter les incertitudes susceptibles de créer des obstacles au développement des



installations de stockage d'électricité, il est recommandé que la législation autorise explicitement le cumul des revenus.

Si la législation applicable restreint la capacité des SSEB à fournir des services à travers différentes sources de rémunération, cette limitation peut influencer la façon dont les SSEB sont utilisés et limiter les options de financement des SSEB.

La situation est différente si les SSEB sont financés conformément à un accord d'achat d'électricité (AAE), auquel cas l'AAE doit clarifier les droits aux différents produits et services ainsi que les flux de revenus qui seront autorisés. Mais les dispositions contenues dans les Règles SSEB établissent les règles générales applicables dans un marché régional compétitif de l'électricité puisque l'établissement de AAE pour le déploiement des SSEB n'est pas requis par les Règles SSEB.

L'absence de règles concernant le cumul des revenus peut créer des incertitudes, c'est pourquoi elle est explicitement mentionnée dans le projet de règles SSEB.

## 2.9.2 Chapitre II- Modifications de la Législation Régionale

### Article 9

Les Procédures du Marché Régional de l'Électricité pour le WAPP, approuvées par la Résolution 010/ARREC/17, établissent les critères minimaux pour l'admission d'un participant au marché.

Son article 9 mentionne un exemple d'informations à fournir comme condition de participation au marché et quels participants au marché, lesquels participants au marché doivent être mis à jour si nécessaire. Mais il ne fait référence qu'aux gestionnaires de réseau et aux producteurs.

L'article 9 du projet de Règles SSEB ajoute aux Procédures du Marché Régional de l'Électricité l'exemple des informations à exiger également des opérateurs de SSEB et des agrégateurs.

### Article 10

Conformément aux Règles du Marché Régional pour le Pool Énergétique de l'Afrique de l'Ouest approuvées par la Résolution n° 005/ARREC/15, les règles du marché régional doivent être revues avant le lancement de la phase 2 (article 12.b) car elles doivent prévoir un marché du jour pour le lendemain et d'autres dispositions qui y sont détaillées.



Ainsi, l'article 10 du projet de règles SSEB établit que la révision prévue des règles du marché régional spécifiera également les critères et les conditions de participation des opérateurs de systèmes de stockage d'énergie par batterie et des agrégateurs dans les différents marchés de l'électricité qui existeront dans le marché régional de l'électricité.

Cet article établit aussi explicitement que les règles du marché régional révisées doivent fournir des produits pour le commerce sur les marchés de l'électricité en phases 2 et 3 qui sont suffisamment petits pour permettre une participation effective des SSEB et des consommateurs par le biais des agrégateurs.

En outre, étant donné que les règles du marché régional doivent être revues et préparées pour les phases ultérieures à la phase 1 du marché régional de l'électricité, cet article exige que ces règles du marché régional revues "spécifient les critères et les conditions de participation des opérateurs de systèmes de stockage d'énergie par batterie et des agrégateurs aux différents marchés de l'électricité qui existeront dans le marché régional de l'électricité".

#### **Article 11**

Cet article modifie la section 0.3 "Présentation du WAPP" du Manuel d'Opération du Pool Electrique Ouest Africain approuvé par la Résolution N° 007/ARREC/15 pour ajouter un paragraphe qui permet la participation des opérateurs de SSEB et des agrégateurs en tant que membres du WAPP.

Ce paragraphe permet à "toute entité, publique ou privée, qui..." d'être membre du WAPP.

- (a) Exploite des systèmes de stockage d'énergie par batterie (SSEB) conformément aux conditions des présentes règles ; ou
- (b) Effectue l'agrégation".

#### **Article 12**

Cet article prévoit la modification du formulaire de demande (le formulaire de demande de participation au marché régional de l'électricité de la CEDEAO approuvé par la résolution N° 013/ARREC/18 (Annexe I), afin d'établir les informations qui doivent être demandées aux opérateurs de systèmes de stockage d'énergie par batterie et aux agrégateurs pour postuler en tant que participants au marché dans le marché régional de l'électricité.



## 3 Projet de règles relatives aux systèmes de stockage d'énergie par batterie (SSEB)

### 3.1 Chapitre I : Règles générales

#### Article 1 : Introduction

1 (1). Le Stockage d'Énergie est une activité du secteur de l'électricité qui doit être différenciée d'autres activités, telles que la production d'électricité. C'est pourquoi les présentes règles contiennent une définition de cette activité.

1 (2). Il existe différentes alternatives pour stocker l'énergie dans le secteur de l'électricité. Historiquement, le stockage de l'énergie a été dominé par le stockage hydroélectrique par pompage. Ces dernières années, les systèmes de stockage d'énergie par batterie ont émergés comme une source essentielle de flexibilité pour intégrer la production d'énergie renouvelable dans le réseau interconnecté.

1 (3). Les Systèmes de Stockage d'Énergie par Batterie peuvent injecter ou retirer de l'électricité sur un marché de l'électricité et peuvent également fournir différents services au réseau. Par conséquent, les Systèmes de Stockage d'Énergie par Batterie peuvent jouer un rôle sur n'importe quel marché, y compris les marchés de gros de l'énergie et d'équilibrage, et fournir un large éventail de services aux réseaux de transport et de distribution, afin d'assurer un fonctionnement efficace, stable et fiable du réseau. Ainsi, les Systèmes de Stockage d'Énergie par Batterie devraient pouvoir fournir tout service qu'ils sont capables de fournir sur l'un des Marchés de l'Électricité établis ou à développer sur le Marché Régional de l'Électricité, quelle que soit sa phase de développement.

1 (4). Les Systèmes de Stockage d'Énergie par Batterie peuvent avoir différentes applications, de l'équilibrage à court terme de l'offre et de la demande au rétablissement du fonctionnement du réseau à la suite d'une panne, en passant par le report des investissements dans de nouvelles lignes de transport et de distribution.

1 (5). L'absence d'un cadre juridique adéquat constitue un obstacle au financement et au déploiement des Systèmes de Stockage d'Énergie par Batterie. Par conséquent, les présentes règles établissent les exigences juridiques pour la participation des Systèmes de Stockage d'Énergie par Batterie au Marché Régional de l'Électricité.



1 (6). Il existe différentes technologies de Systèmes de Stockage d'Énergie par Batterie, bien que les projets récents soient dominés par les batteries lithium-ion. Toutefois, comme les technologies de stockage de l'énergie par batterie ont connu une évolution importante et continue, les présentes règles sont applicables à toutes les technologies de stockage de l'énergie par batterie actuellement disponibles et à venir.

1 (7). Les Systèmes de Stockage d'Énergie par Batterie permettent des applications multidimensionnelles qui devraient toutes être autorisées et encouragées. Ainsi, le cadre juridique devrait permettre toutes les alternatives possibles pour les installations de systèmes de stockage d'énergie par batterie dans la région de la CEDEAO et dans les pays membres, y compris les suivantes :

- (a) Le déploiement de systèmes de stockage d'énergie par batterie en tant qu'installations autonomes développées et exploitées par des opérateurs privés ou publics, appelés « Opérateurs de Stockage ».
- (b) Le développement de projets de production d'énergie renouvelable colocalisés avec des systèmes de stockage d'énergie par batterie à échelle industrielle.
- (c) Systèmes de Stockage d'Énergie par Batterie installés dans les locaux du client et connectés au réseau de distribution du côté du client du compteur de service public (alternative derrière le compteur), exploités par un Agrégateur.
- (d) Systèmes de stockage d'énergie par batterie installés dans des micro-réseaux isolés, c'est-à-dire dans de petits réseaux électriques pouvant fonctionner de manière indépendante.

1 (8). Les présentes règles s'appliquent aux Systèmes de Stockage d'Énergie par Batterie à l'échelle du réseau, c'est-à-dire aux systèmes de stockage d'énergie par batterie établis en tant qu'installations autonomes, colocalisés avec des projets de production d'énergie renouvelable ou situés dans les locaux des clients et raccordés au réseau de distribution.

1 (9). Les Systèmes de Stockage d'Énergie par Batterie peuvent être construits de manière autonome pour se charger à partir du réseau électrique ou en tant que système colocalisé qui se charge directement à partir d'un générateur d'énergie renouvelable auquel il est raccordé.

1 (10). Les Systèmes de Stockage d'Énergie par Batterie à l'échelle du réseau peuvent être déployés à différents endroits : dans le réseau de transport, dans le réseau de distribution à proximité des centres de charge, ou au même endroit que les énergies renouvelables variables.



1 (11). Le déploiement de Systèmes de Stockage d'Énergie par Batterie en tant qu'installations autonomes peut être utilisé pour fournir différentes applications telles que la capacité de pointe (utilisés pour répondre à la demande pendant les périodes de pointe), les Réserves (Réserve Primaire ou Réserve de Limitation de Fréquence, Réserve Tournante, etc.), remplacement et report du transport et de la distribution, et Black Start.

1 (12). Le déploiement de Systèmes de Stockage d'Énergie par Batterie avec des projets de production d'énergie renouvelable améliore l'intégration de la production d'énergie renouvelable intermittente.

1 (13). Les Systèmes de Stockage d'Énergie par Batterie derrière le compteur permettent aux clients d'utiliser les systèmes de stockage d'énergie par batterie pour leurs propres applications, telles que l'arbitrage (déplacement de la consommation d'électricité des périodes où le coût de l'énergie est élevé vers les périodes où il est faible), la fourniture d'un accès fiable à l'électricité après une perturbation du réseau (principalement si ces perturbations ou interruptions de l'approvisionnement sont fréquentes), la protection du client contre les événements de courte durée qui affectent la qualité de l'électricité fournie aux clients, etc. Les systèmes de stockage d'énergie par batterie derrière le compteur peuvent également être coordonnés de manière centralisée, par l'intermédiaire d'Agrégateurs, afin d'offrir différents services au réseau. L'Agrégation est le processus qui consiste à combiner plusieurs petits actifs pour agir comme un actif plus important afin de fournir des services spécifiques au réseau électrique.

1 (14). La participation au Marché Régional de l'Électricité n'est pas seulement autorisée pour les installations de stockage d'énergie individuelles, mais aussi pour les acteurs du marché engagés dans l'Agrégation.

1 (15). Étant donné que les échanges sur les Marchés de l'Électricité en général portent sur des capacités plus importantes que celles que pourraient offrir, par exemple, un ménage ou un propriétaire de voiture électrique, il est nécessaire de mettre en commun la capacité de ces unités flexibles. La fonction de l'Agrégateur est de mettre en commun l'offre et/ou la demande d'électricité et de vendre cette capacité sur les marchés de l'électricité. Les Agrégateurs sont donc autorisés à combiner les charges de plusieurs clients ou l'électricité produite pour la vente, l'achat ou la mise aux enchères sur le Marché Régional de l'Électricité.

1 (16). L'objectif de ces règles est d'établir le cadre juridique permettant aux Systèmes de Stockage d'Énergie par Batterie de participer au marché régional de l'électricité sur une base concurrentielle.



1 (17). Un Marché du Jour pour le Lendemain sera établi au cours de la phase 2 du marché régional de l'électricité, tandis qu'un marché régional de l'électricité pleinement concurrentiel devrait voir le jour au cours de la phase 3, c'est-à-dire à long ou très long terme, lorsque d'autres marchés de l'électricité, en particulier un marché des services auxiliaires, seront mis en place.

1 (18). Comme le report à long terme de la mise en place d'un marché régional de l'électricité pleinement concurrentiel peut entraver le financement des systèmes de stockage d'énergie par batterie, les pays membres de la CEDEAO peuvent également décider de mettre en place des incitations spécifiques ou même de passer des marchés pour des projets de stockage d'énergie par batterie, soit en tant qu'installations autonomes, soit en colocation avec la production d'énergie renouvelable, par exemple, par le biais d'un appel d'offres concurrentiel. Dans ce dernier cas, la législation locale sur les marchés publics seraient applicables et régiraient l'appel d'offres.

Toutefois, la subvention ou la mise en place d'autres types d'incitations pour le déploiement de tous les projets de Systèmes de Stockage d'Énergie par Batterie ou de projets spécifiques est volontaire mais n'est pas imposée par les Présentées Règles.

1 (19). Les Présentées Règles établissent les exigences et les règles relatives à l'exploitation des Systèmes de Stockage d'Énergie par Batterie sur le Marché Régional de l'Électricité.

1 (20) La législation nationale des pays membres de la CEDEAO doit établir les exigences en matière de licence ou d'autorisation auxquelles les opérateurs de Systèmes de Stockage d'Énergie par Batterie et les Agrégateurs doivent se conformer pour être autorisés à effectuer du stockage d'énergie.

## **Article 2 : Titre et application**

2 (1). Les présentes règles sont appelées Règles relatives aux Systèmes de Stockage d'Énergie par Batterie.

2 (2). Les Présentées Règles s'appliquent à l'opérateur régional de réseau et de marché et à tous les acteurs du marché, y compris les exploitants d'installations de stockage d'énergie par batterie et les Agrégateurs.

2 (3). Ces règles régissent la participation des installations de stockage d'énergie par batterie et des Agrégateurs en tant que participants au marché régional de l'électricité.



### Article 3 : Définitions et abréviations

Dans le Ces Règles-

**Accord de Participant au Marché** signifie l'Accord en vertu duquel l'OSM et chaque Participant au Marché doivent accepter, observer et appliquer les critères des règles du Marché régional

**Agrégateur** : personne physique ou morale qui procède à l'Agrégation.

**Agrégation** désigne la fonction exercée par une personne physique ou morale qui combine, en vue de la vente, de l'achat ou de la mise aux enchères sur tout marché de l'électricité, de multiples systèmes de stockage ou productions d'électricité.

**Arbitrage** consiste, dans le système électrique, à charger ou à acheter de l'énergie électrique bon marché, disponible pendant les périodes où les prix de l'électricité sont bas, pour charger le système de stockage d'énergie par batterie afin que l'énergie stockée puisse être utilisée ou vendue à un moment ultérieur où les prix sont plus élevés.

**ARREC ou Autorité de Régulation Régionale du Secteur de l'Électricité** de la CEDEAO est le régulateur du commerce transfrontalier régional de l'électricité dans le Système d'échanges d'énergie électrique de l'Ouest Africain. Il est chargé de réguler le marché régional de l'électricité, tel que défini par le Règlement C/REG.27/12/07 en termes de composition, organisation, fonctions et exploitation de l'Autorité de régulation régionale du secteur de l'électricité de la CEDEAO

**Batterie** désigne tout dispositif fournissant de l'énergie électrique obtenue par transformation directe d'énergie chimique, à stockage interne ou externe, et constituée d'un ou plusieurs éléments de Batterie rechargeables ou non rechargeables, de modules de Batterie ou d'assemblages-Batteries, et comprend une Batterie qui a fait l'objet d'une préparation en vue d'un réemploi, d'une préparation en vue d'une réaffectation, d'une réaffectation ou d'un remanufacturage.

**CEDEAO** désigne la Communauté Économique des États de l'Afrique de l'Ouest créée par le Traité de la CEDEAO signé le 28 mai 1975 à Lagos, Nigeria.

**Gestionnaire de Réseau** se réfère à l'entité désignée par chaque État membre pour assurer des fonctions de gestion du réseau de transport, d'équilibrage pour les systèmes électriques concernés et l'interconnexion transfrontalière à chaque niveau de tension. Compte tenu des différentes configurations nationales du secteur de l'électricité dans la région, le terme peut faire



référence à une ou plusieurs entités ou départements/secteurs nationaux indépendants du même service public verticalement intégré opérant dans chaque État membre, dont les fonctions et les relations pertinentes sont régies par accords spécifiques dans chaque État membre national. Le terme « gestionnaire de réseau » ne comprend que les sociétés également membres du WAPP et qui sont soumis aux devoirs et responsabilités envers le WAPP, tels que définis dans le Code Réseau de l'WAPP. Les sociétés qui ne sont pas membres de l'WAPP sont définies et appelées « Gestionnaires de réseau hors du WAPP »

**Code Réseau National** désigne les procédures techniques de planification et d'exploitation de chaque système électrique des États membres.

**Législation Régionale** désigne toute législation en vigueur dans l'espace CEDEAO.

**Les Présentés Règles** désignent les règles relatives aux Systèmes de Stockage d'Énergie par Batterie.

**Marchés d'Électricité** désigne les marchés sur lesquels les Participants au Marché sont autorisés à négocier, tels que Marché du Jour pour le Lendemain

**Marché du Jour pour le lendemain** signifie le marché régional d'échange d'énergie à court terme avec mécanisme de prix de compensation établi en faisant correspondre l'offre et la demande pour le jour d'exploitation suivant.

**Marché intra-journalier** désigne un marché sur lequel les participants au marché négocient en continue, 24 heures sur 24, avec une livraison le même jour.

**Marché Régional de l'Électricité** désigne tous les échanges transfrontaliers d'électricité et les services connexes effectués par le biais des réseaux de transport régionaux interconnectés dans la sous-région de la CEDEAO.

**Micro-Réseau Isolé** un micro-réseau qui ne vise pas à se connecter à un système électrique plus large et fonctionne comme un système autonome.

**Opérateur du Système et de Marché ou OSM** désigne l'institution régionale chargée de fonctions d'exploitation du marché régional ainsi que d'autres fonctions opérationnelles relatives à la coordination des flux de puissance et la répartition des capacités de transport.

**Opérateur du Système de Stockage d'Énergie** désigne une personne qui exploite un Système de Stockage d'Énergie.



**Participant au Marché** désigne une société de fourniture d'électricité de tout pays membre du WAPP ayant suivi la procédure et étant enregistrée par l'OSM comme Participant au Marché.

**Production Décentralisée** fait référence à la production d'énergie électrique et toute unité de production, synchrone et à onduleur, directement ou indirectement reliée au transport via un réseau de distribution ou situé côté client du Réseau de Distribution.

**Réseau de Distribution** désigne toutes les lignes à haute, moyenne et basse tension et les équipements connexes possédés, entretenus et exploités par une entité, directement raccordés au réseau de transport par l'intermédiaire de sous-stations et utilisés pour la distribution d'électricité en vue de sa livraison aux consommateurs finaux.

**Réserves** désigne toutes les ressources d'énergie active, si précédemment acquises ou acquises en temps réel, ou conformément aux obligations légales, à la disposition des gestionnaires de réseau à des fins d'équilibrage et de maintien de la fréquence.

**Réserve Primaire ou Réserve de Stabilisation de Fréquences** désigne la réserve disponible pour limiter la déviation de fréquence après un déséquilibre dans le système électrique.

**Réserve tournante** désigne la capacité inutilisée disponible des unités de production ou des ressources énergétiques équivalentes préalablement synchronisées avec le réseau de transport, capables de compenser les coupures de courant ou les chutes de fréquence dans un laps de temps donné.

**Service auxiliaire** désigne un service autre que la production d'énergie et/ou la fourniture de capacité, utilisé pour maintenir la fiabilité, y compris les réserves, le contrôle de la fréquence, le contrôle de la tension et la capacité de démarrage autonome.

**Stockage d'Énergie** désigne, dans le système électrique, le report de l'utilisation finale de l'électricité à un moment postérieur à celui auquel elle a été produite, ou la conversion de l'énergie électrique en une forme d'énergie qui peut être stockée, la conservation de cette énergie et la reconversion ultérieure de celle-ci en énergie électrique ou son utilisation en tant qu'autre vecteur d'énergie.

**Système d'Échanges d'Énergie Électrique ou WAPP** signifie une institution spécialisée de la CEDEAO créée par la Décision A/DEC.20/01/06 du 12 janvier 2006, par la Conférence des Chefs d'État et de gouvernement, et chargée de développer les infrastructures électriques et un marché d'électricité régional.



**Système de Stockage d'Énergie par Batterie** désigne, dans le système électrique, une batterie où se produit le stockage d'énergie.

#### **Article 4 : Participation au marché régional et enregistrement des participants au marché**

4 (1). Une personne physique ou morale qui exploite un Système de Stockage d'Énergie par Batterie situé dans un pays où le WAPP opère sera autorisée à participer au marché régional de l'électricité à condition que cette personne :

- (a) demande à l'Opérateur de Système et de Marché d'être admis en tant que participant au marché ; et
- (b) est admis comme participant au marché par l'Opérateur de Système et de Marché.

4 (2). Les Opérateurs de Système de Stockage d'Énergie par Batterie et les Agrégateurs admis en tant que Participants au Marché seront inclus dans le registre que l'Opérateur du Système et du Marché doit tenir conformément à l'article 8 des procédures du marché régional de l'électricité pour le Pool Énergétique Ouest-Africain approuvées par la Résolution n° 010/ARREC/17.

4 (3). La section 8.05 des Procédures du Marché Régional de l'Électricité pour le Pool Énergétique Ouest-Africain approuvées par la Résolution n° 010/ARREC/17 s'applique également aux frais de candidature et aux conditions de participation des Opérateurs de Système de Stockage d'Énergie par Batterie et des Agrégateurs au Marché Régional de l'Électricité.

4 (4). La section 8.06 des Procédures du Marché Régional de l'Électricité pour le Pool Énergétique de l'Afrique de l'Ouest approuvées par la Résolution n° 010/ARREC/17, qui établit les critères minimaux requis pour l'admission des Participants au Marché, est applicable à l'admission des Opérateurs de Système de Stockage d'Énergie par Batterie et des Agrégateurs en tant que Participants au Marché sur le Marché Régional de l'Électricité.

4 (5). Les Opérateurs de Système de Stockage d'Énergie par Batterie et les Agrégateurs qui ont l'intention de participer au Marché Régional de l'Électricité doivent signer un Accord de Participation au Marché avec l' Opérateur du Système et de Marché.

4 (6). Les Opérateurs de Système de Stockage d'Énergie par Batterie et les Agrégateurs qui participent au Marché Régional de l'Électricité doivent se conformer à l'ensemble de la Législation Régionale applicable.



## **Article 5 : Conditions à remplir pour devenir participant au marché**

Les Opérateurs de Système de Stockage d'Énergie par Batterie et les Agrégateurs qui ont l'intention de participer au Marché Régional de l'Électricité doivent avoir obtenu au préalable la licence ou tout autre type d'autorisation leur permettant d'exploiter des Système de Stockage d'Énergie par Batterie ou d'être Agrégateurs, respectivement, dans l'un des pays où opère le Pool Energétique Ouest-Africain.

## **Article 6 : Respect de la législation régionale en matière de technique, de sécurité et d'environnement**

Les Opérateurs de Système de Stockage d'Énergie par Batterie qui ont l'intention de participer au Marché Régional de l'Électricité se conforment aux exigences techniques, de sécurité et environnementales établies par-

- (a) la Législation Régionale ; et
- (b) la législation du pays dans lequel l'Opérateur d'un Système de Stockage d'Énergie par Batterie a obtenu une licence ou une autorisation d'exploitation.

## **Article 7 : Personnes autorisées à exploiter des systèmes de stockage d'énergie par batterie sur le marché régional de l'électricité**

7 (1). Les Gestionnaires de Réseau, c'est-à-dire les personnes chargées de l'exploitation du réseau de transport et de l'exploitation du système, ne sont autorisés à fournir de l'énergie, de la capacité ou des services auxiliaires sur l'un des Marchés de l'Électricité du Marché Régional de l'Électricité établi ou à établir que s'ils respectent les exigences fixées au paragraphe (2) du présent article.

7 (2). Afin d'améliorer la transparence et de prévenir les pratiques anticoncurrentielles, les entreprises verticalement intégrées qui sont des Gestionnaires de Réseau et qui exploitent également des Systèmes de Stockage d'Énergie par Batterie peuvent fournir de l'énergie, de la capacité ou des Services Auxiliaires sur l'un des Marchés de l'Électricité du Marché Régional de l'Électricité, à condition d'établir une unité distincte qui agira en tant qu'acteur du marché pour vendre de l'énergie, de la capacité et des Services Auxiliaires. Cette unité distincte doit :

- (a) Nommer un ou plusieurs représentants qui ne peuvent pas être impliqués dans les activités d'exploitation du réseau, à condition qu'ils représentent l'unité opérant sur le Marché Régional de l'Électricité ;



- (b) Créer un système de gestion et de comptabilité distinct pour gérer et enregistrer toutes les activités liées aux transactions régionales ;
- (c) Définir une procédure de communication formelle et écrite avec l'unité responsable des opérations sur le réseau au sein de sa propre entreprise, qui doit être approuvée par ARREC ;
- (d) Garder les informations confidentielles ;
- (e) Établir et maintenir des processus internes appropriés pour s'assurer qu'elle se conforme à ses obligations en vertu du code de marché. L'ARREC doit exiger de l'unité et de la société verticalement intégrée qu'elles démontrent l'adéquation de ces processus moyennant un préavis raisonnable ;
- (f) Préparer chaque année civile un rapport annuel de conformité à l'obligation de cantonnement. L'unité soumet son rapport de conformité annuel à l'ARREC dans les quatre mois suivant la fin de l'année civile à laquelle le rapport de conformité se rapporte.

7 (3). Nonobstant l'interdiction établie au paragraphe (1) du présent article, les Gestionnaires de Réseau qui possèdent et exploitent des Systèmes de Stockage d'Énergie par Batterie peuvent :

- (a) exploiter des Systèmes de Stockage d'Énergie par Batterie pour remplir leurs obligations liées à l'exploitation efficace, fiable et sûre de leurs réseaux de transport et de distribution ; et
- (b) être autorisés à fournir de l'énergie, de la capacité ou des Services Auxiliaires sur leur Marché National de l'Électricité si la législation nationale les y autorise.

### **Article 8 : Cumul de revenus**

Les Opérateurs de Systèmes de Stockage d'Énergie par Batterie qui fournissent plusieurs services de système sur le Marché Régional de l'Électricité sont autorisés à percevoir simultanément des revenus provenant de plusieurs sources en utilisant le même Système de Stockage d'Énergie par Batterie.

## **3.2 Chapitre II : Modification ou complément de la législation régionale**

### **Article 9 : Procédures régionales du marché de l'électricité pour le Pool Énergétique Ouest-Africain**



L'article 9 « Informations requises lors de la candidature » des Procédures régionales du marché de l'électricité pour le Pool Énergétique Ouest-Africain approuvées par la Résolution N° 010/ERERA/17 est modifiée par l'ajout des paragraphes suivants :

(c). Pour les exploitants de systèmes de stockage d'énergie par batterie (SSEB) et d'agrégateurs :

- (ix) la capacité nominale du générateur, exprimée en MW,
- (x) la charge minimale au point de raccordement du générateur qui se déclenchera automatiquement en cas de panne du générateur, exprimée en MW ;
- (xi) la capacité fournie du générateur, exprimée en MW ;
- (xii) la capacité de surcharge du générateur, le cas échéant, exprimée en MW ;
- (xiii) le niveau de charge stable minimum du générateur, exprimé en MW;
- (xiv) le niveau de charge minimum dispatchable du générateur, exprimé en MW ;
- (xv) le ou les applications ou services à fournir
- (xvi) toute autre information nécessaire à un raccordement non perturbé, conformément aux exigences et au tarif d'accès au système de transport interconnecté du WAPP.

(d). Les informations à fournir conformément au paragraphe précédent par les exploitants de systèmes de stockage d'énergie par batterie et d'agrégateurs doivent porter sur la capacité d'injection et de soutirage du système de stockage d'énergie par batterie.

### **Article 10 : Règles du marché régional**

10 (1). Les Règles du Marché Régional pour le Pool Énergétique Ouest-Africain approuvées par la Résolution n° 005/ARREC/15, qui seront révisées conformément à cette résolution, spécifieront également les critères et les conditions de participation des Opérateurs de Système de Stockage d'Énergie par Batterie et des Agrégateurs aux différents Marchés de l'Électricité qui existeront dans le Marché Régional de l'Électricité.

10 (2). Les Règles du Marché Régional révisées doivent fournir des produits pour la négociation sur les Marchés de l'Électricité en Phases 2 et 3 qui sont suffisamment petits pour permettre la participation effective des SSEB et des consommateurs par le biais des Agrégateurs.

10 (3). Les Règles du Marché Régional, qui conformément à l'article 8 des Procédures du Marché Régional de l'Électricité pour le Pool Électrique Ouest Africain approuvées par la Résolution N° 010/ARREC/17 doivent être révisées avant le démarrage de la Phase 2 du



Marché, doivent spécifier les critères et les conditions de participation des Opérateurs de Systèmes de Stockage d'Énergie par Batterie et des Agrégateurs dans les différents Marchés de l'Électricité qui existeront dans le Marché Régional de l'Électricité.

#### **Article 11 : Manuel d'exploitation du Pool énergétique ouest-africain**

La section 0.3. "Présentation du WAPP" du Manuel d'Exploitation du Pool Electrique Ouest Africain approuvé par la Résolution N° 007/ARREC/15 est modifié par l'ajout du paragraphe suivant :

"L'adhésion à l'Organisation WAPP est également ouverte à toute entité, publique ou privée, qui...

- (a) exploite des Système de Stockage d'Énergie par Batterie conformément aux conditions des présentes règles ; ou
- (b) effectue l'Agrégation".

#### **Article 12 : Formulaire de demande de participation au marché régional de l'électricité**

12 (1). Le formulaire de demande de participation au Marché Régional de l'Électricité de la CEDEAO approuvé par la Résolution N° 013/ARREC/18 (Annexe I), doit être complété pour établir les informations qui seront demandées aux Opérateurs de Système de Stockage d'Énergie par Batterie et aux Agrégateurs pour postuler en tant que participants au Marché Régional de l'Électricité.

12 (2). Jusqu'à ce que le formulaire de demande de participation au Marché Régional de l'Électricité de la CEDEAO soit approuvé conformément à cet article, l'Opérateur du Système et du Marché détermine les informations que les Opérateurs de Système de Stockage d'Énergie par Batterie et les Agrégateurs qui postulent en tant que participants au marché doivent fournir.

## **4 Conclusions et Recommendations**

### **4.1 Conclusions**

Les règles proposées sur le SSEB constituent un projet de cadre juridique qui évite les incertitudes (en incluant par exemple une définition du stockage d'énergie) et qui garantit que tous les marchés de l'énergie sont ouverts à la participation du SSEB pour la fourniture de tout type de service que les systèmes de stockage d'énergie sont capable de fournir.



Ces Règles autorisent toutes les alternatives possibles pour les installations de SSEB dans l'espace CEDEAO et dans les pays membres, parmi lesquelles :

1. Le déploiement de SSEB en tant qu'installations autonomes développées et exploitées par des opérateurs/personnes privés ou publics (cette alternative est appelée "système centralisé" dans les termes de référence de cette Consultation).
2. Le développement de projets d'énergie renouvelable colocalisés avec des SSEB à grande échelle, également connus sous le nom de projets hybrides (identifiés comme "systèmes décentralisés" par les termes de référence de cette Consultation).
3. Le SSEB est installé dans les installations du client et le système de stockage est connecté au réseau de distribution du côté du client du compteur de service public (solution "derrière le compteur").
4. Micro-réseaux isolés : installation de SSEB dans de petits réseaux électriques qui peuvent fonctionner de manière indépendante.
5. Systèmes de stockage en batterie hors réseau, installés chez le client : il s'agit de l'installation de systèmes de stockage en batterie dans les locaux du client qui n'est pas connecté au réseau.

Le projet de règles SSEB se concentre sur le SSEB à l'échelle du réseau dans ce réseau, y compris le stockage devant et derrière le compteur, tandis que les deux dernières options mentionnées précédemment (micro-réseaux et hors réseau chez le client) sont exclues de l'application du projet de ces Règles.

Le projet de règles comprend également les définitions du stockage d'énergie, de la batterie et du SSEB afin d'éviter toute incertitude et de différencier le stockage d'énergie d'autres activités telles que la production ou la consommation.

SSEB peut injecter ou retirer de l'électricité sur un marché de l'électricité et peut également fournir différents services de réseau. Par conséquent, le projet de règles indique que le SSEB peut jouer un rôle sur n'importe quel marché, y compris les marchés de gros de l'énergie et d'équilibrage, ainsi que fournir une large gamme de services aux réseaux de transport et de distribution, afin de garantir l'opération un réseau efficace, stable et fiable.

Afin d'éviter les lacunes et les incertitudes liées aux services que l'opérateur du système et du marché peut acheter aux SSEB, le projet de règles du SSEB mentionne explicitement certains services que le SSEB peuvent fournir, tels que la capacité de pointe (les SSEB sont utilisés



pour répondre à la demande pendant les périodes de pointe) , Réserves (réserve primaire ou réserve de confinement de fréquence, réserve tournante, etc.), remplacement et report du transport et de la distribution, et Black Start. La raison de l'inclusion de ce paragraphe est d'éviter un éventuel obstacle, car si la législation ne stipule pas explicitement que les opérateurs de stockage peuvent fournir des services de réseau, les opérateurs de système/de marché pourraient ne pas vouloir se procurer ces services auprès du SSEB.

Comme les SSEB peuvent également être coordonnés de manière centralisée, par le biais d'agrégateurs, pour offrir différents services au réseau, l'agrégation (le processus de combinaison de multiples petits actifs pour agir comme un actif plus important pour la fourniture de services spécifiques au système électrique) est explicitement mentionnée par le projet de Règles SSEB dans l'article 1 et définie dans l'article 3. Par conséquent, les règles sur le SSEB autorisent explicitement non seulement la participation au marché régional de l'électricité des opérateurs d'installations de stockage d'énergie individuellement, mais également des personnes engagées dans l'agrégation.

**En ce qui concerne le financement du projet, le projet de Règles SSEB implique une " réforme de base " telle qu'analysée dans le Rapport de Due Diligence du WP2. Cela implique que son objectif est d'établir un cadre réglementaire clair particulièrement applicable aux SSEB mais permettant la participation des SSEB, quelle que soit la technologie, au marché régional de l'électricité.**

**Des réformes de base ont été mises en place pour permettre aux développeurs de systèmes de stockage d'énergie d'entrer sur le marché de l'énergie sur une base concurrentielle.**

**La réforme devrait au moins permettre aux installations à l'échelle du réseau et derrière le compteur fournissant une réponse à la demande de participer et de percevoir des revenus sans discrimination et quelle que soit la technologie, sur une base concurrentielle**, ce qui signifie que ces développeurs seront exposés aux risques du marché et que leur implantation dépendra du modèle économique que le marché et la législation leur permettent.

Cependant, le marché régional de l'électricité est en phase 1. Un Marché Du Jour pour le Lendemain sera établi au cours de la phase 2 du marché régional de l'électricité, tandis qu'un marché régional de l'électricité pleinement concurrentiel devrait voir le jour au cours de la phase



3, c'est-à-dire à long ou très long terme, lorsque d'autres marchés, en particulier un marché des services auxiliaires, seront développés.

En conséquence, le déploiement des SSEB sur une base concurrentielle est prévu à long ou très long terme.

Des incitations supplémentaires, telles que le paiement de performance imposé par l'ordonnance 755 de la FERC aux États-Unis (pour compenser les ressources capables de fournir une régulation de fréquence à rampe plus rapide), ne sont pas imposées par les règles SSEB, et elles ne sont pas recommandées, du moins à ce stade du Marché Régional de l'Électricité.

**Néanmoins, si les pays membres de la CEDEAO souhaitent déployer des SSEB avant la création d'un marché concurrentiel de l'électricité, ils peuvent décider de se procurer de telles installations par d'autres moyens. Dans ce dernier cas, la législation locale en matière de marchés publics serait applicable et les parties prenantes locales (telles que les représentants des gouvernements ou les gestionnaires de réseau) devraient être impliquées dans l'acquisition du SSEB.**

**La législation du pays ou des pays qui décident d'acquérir des SSEB avant l'établissement d'un marché concurrentiel de l'électricité définira les alternatives et les autorités compétentes pour procéder à de tels achats (par exemple, les ministères responsables de l'énergie). Deux alternatives importantes sont l'appel d'offres (qui est la manière la plus transparente) ou la négociation, mais dans tous les cas, les alternatives de passation de marchés dont disposent les autorités sont définies dans la législation de chaque pays.**

**L'acquisition de SSEB par les autorités de n'importe quel pays de la CEDEAO peut être lancée soit pour le déploiement de SSEB en tant qu'installations autonomes, soit pour sa colocalisation avec un projet de production d'énergie renouvelable.**

**Les alternatives mentionnées sont explicitement mentionnées dans le projet de règles sur le SSEB, mais l'acquisition des SSEB par appel d'offres ou l'adoption de tout type de subvention pour l'ensemble ou des projets spécifiques du SSEB n'est pas imposée par le cadre juridique régional.**

Les règles du SSEB modifient également les Procédures du Marché Régional de l'Électricité pour le Pool Énergétique Ouest-Africain approuvées par la Résolution N° 010/ERERA/17 qui



établit les critères minimaux d'admission d'un participant au marché et les informations requises lors de la candidature, car elle ne fait que référence aux gestionnaires de réseaux et aux producteurs. Avec cette modification, les procédures modifiées établiront explicitement les critères et informations minimaux qui seront requis pour la participation des opérateurs de SSEB et des agrégateurs au marché régional de l'électricité.

Les règles sur le SSEB établissent également l'exigence selon laquelle les opérateurs de SSEB et d'agrégateurs qui ont l'intention de participer au marché régional de l'électricité doivent avoir préalablement obtenu la licence ou tout autre type d'autorisation qui leur permet d'opérer dans l'un des pays où le WAPP opère. Le type d'autorisation ou de licence requis doit être déterminé par la législation nationale des pays de la CEDEAO.

Conformément au projet de Règles, les opérateurs de SSEB doivent également se conformer à la législation technique, de sécurité et environnementale établie par la législation régionale et par la législation du pays où l'opérateur a été autorisé ou où a obtenu une licence.

Le projet de règles sur le SSEB fait également référence spécifiquement aux personnes qui peuvent exploiter le SSEB sur le marché régional. **À cet égard, il étend une règle établie dans le projet de Code Réseau Régional qui indique que les gestionnaires de réseau, c'est-à-dire les entités engagées dans l'exploitation du transport et l'exploitation du système, ne peuvent pas acheter et vendre de l'électricité mais ont le devoir et les droits de fournir des services de transport régional et les services d'opération de systèmes.**

L'application de cette règle, qui doit avoir été discutée et convenue dans le projet de Code Réseau Régional, s'applique aux gestionnaires de réseau qui ont l'intention de fournir des capacités fermes SSEB ou des services de réseau sur le marché régional, semble évidente. Dans le cas contraire, il y aurait une incohérence entre les deux projets de législation régionale.

**À cet égard, la règle devrait être applicable à la fourniture de services SSEB sur tout marché de l'électricité pouvant exister actuellement ou dans le futur (ce qui comprend les marchés de l'énergie, de la capacité ainsi que des services auxiliaires).**

Le projet de Code Réseau Régional mentionne que les acteurs du marché peuvent être des entreprises verticalement intégrées. Par conséquent, et pour améliorer la transparence et prévenir les pratiques anticoncurrentielles, le Code de Marché du projet de Code Réseau Régional établit que l'entreprise verticalement intégrée doit créer une



**unité distincte qui agira en tant qu'acteur du marché (sections MC1.10.10) et se conformer à des exigences de fonctionnement supplémentaires.**

**La raison pour laquelle cette règle a été incluse dans cet article est la disposition contenue dans le projet de Code Réseau Régional.**

Par conséquent, les limitations établies dans le Code Réseau sont incluses dans le projet de Règles SSEB, qui indique que pour améliorer la transparence et prévenir les pratiques anticoncurrentielles, les entreprises verticalement intégrées qui sont des opérateurs de réseau et opèrent également des systèmes de stockage d'énergie par batterie peuvent fournir de l'énergie, de la capacité ou des services auxiliaires sur l'un des marchés de l'électricité du Marché Régional de l'Électricité, à condition qu'ils établissent une unité distincte qui agira en tant qu'acteur du marché pour vendre de l'énergie, de la capacité et des services auxiliaires. Le Règlement établit également les exigences liées au fonctionnement de cette unité distincte.

**Nous comprenons qu'étant donné que la plupart des compagnies d'électricité des pays membres de la CEDEAO sont intégrées verticalement, l'établissement d'une limitation pour la fourniture directe de services par les opérateurs de systèmes de transport/distribution pourrait constituer un obstacle au développement du SSEB. D'autre part, le projet de Règles SSEB est destiné à durer et à rester applicable au marché régional dans toutes ses phases, y compris à long ou très long terme (phase 3). Le marché régional est censé, dans une troisième phase, développer un marché régional pleinement compétitif.**

**Néanmoins, cette question est spécifiquement soumise à la consultation et à la discussion avec les parties prenantes. Il pourrait être modifié, mais dans ce cas, les règles contenues dans les sections M.C.1.3.3.5 et MC1.10.10 du projet de Code Réseau devraient également être modifiées. Dans le cas contraire, il y aurait une incohérence juridique.**

Le projet de règles sur le SSEB autorise également explicitement le cumul des revenus, car étant donné que les SSEB peuvent fournir plusieurs services système, ils devraient être autorisés à générer des revenus simultanément à partir de plusieurs sources en utilisant le même SSEB.

Le projet de Règles modifie également les Procédures du Marché Régional de l'Électricité pour le WAPP, approuvées par la Résolution 010/ERERA/17, qui établit les critères minimaux



d'admission d'un participant au marché. Dans le cadre de cet amendement, le type d'informations qui doivent également être exigées des opérateurs de SSEB et des agrégateurs est également inclus.

Les Règles du Marché Régional pour le Pool Énergétique Ouest-Africain approuvées par la Résolution N° 005/ERERA/15 établissent que les règles du marché régional devraient être révisées avant le lancement de la phase 2 (article 12.b). Ces Règles incluent une modification pour exiger que les modifications de cette Résolution précisent également les critères et conditions de participation des opérateurs de Systèmes de Stockage d'Énergie par Batterie et d'Agrégateurs aux différents marchés de l'électricité.

Le Manuel d'Exploitation du Pool Énergétique Ouest-Africain approuvé par la Résolution N° 007/ERERA/15 est également modifié pour ajouter un paragraphe qui permet la participation des opérateurs et agrégateurs SSEB en tant que membres du WAPP.

Enfin, le projet de Règles prévoit la modification du formulaire de demande (approuvé par la Résolution N° 013/ERERA/18 (Annexe I), afin d'établir les informations qui doivent être demandées aux opérateurs de systèmes de stockage d'énergie par batterie et aux agrégateurs pour postuler en tant que participants au marché dans le marché régional de l'électricité.

#### 4.2 Recommandations

Au niveau national, le développement de systèmes de stockage d'énergie, y compris les SSEB, sera renforcé à mesure que la proportion d'énergies renouvelables dans la matrice du secteur électrique augmentera.

L'absence d'un cadre juridique adéquat constitue un obstacle au financement et au déploiement de systèmes de stockage d'énergie. En ce sens, il est nécessaire que les réformes basiques mentionnées dans le tableau soient mises en œuvre. Donc, cette réforme nécessite au minimum :

- 1) Que le stockage d'électricité soit défini dans la législation nationale et, de préférence, qu'il soit défini de manière particulière et différenciée du générateur et de l'utilisateur. Si, par contre, la législation l'assimile à un usager, il importe d'éviter la double imposition de tarifs et de taxes (lors du prélèvement d'électricité sur le réseau et lors de son injection) car cela constitue un obstacle à son développement.
- 2) Que le cadre juridique indique quelles personnes (producteurs, gestionnaires de réseaux, autres) peuvent gérer le système de stockage d'énergie;



- 3) Que la législation autorise la participation des agrégateurs au marchés concurrentiels de l'électricité (énergie, capacité et services auxiliaires).

Il faut également des marchés pour financer les projets systèmes de stockage d'énergie. En ce sens, s'il existe des marchés compétitifs de l'énergie, de la capacité et des services auxiliaires, il convient d'indiquer dans la législation que les opérateurs systèmes de stockage d'énergie peuvent y participer.

S'il n'existe pas de marchés compétitifs de l'énergie et des services auxiliaires auxquels SSEB puisse participer, un autre mécanisme de financement systèmes de stockage d'énergie est alors nécessaire. Cela inclut mesures d'incitation pour encourager le stockage de l'électricité (par exemple mesures telles que la facilitation des contrats à long terme ou la reconnaissance de paiements de performance spécifiques) et/ ou mécanismes de subventions et soutien directs.