

Le développement des réseaux électriques de transport et de distribution en Afrique de l'Ouest

La XXV^{ème} session du Think tank de l'ADEA Énergie pour l'Afrique s'est tenue en vidéoconférence avec une cinquantaine de participants le 8 avril 2021. Consacrée au développement des réseaux électriques en Afrique de l'Ouest, elle a réuni trois spécialistes du secteur qui ont traité de la régulation du secteur électrique et de la situation actuelle et projetée des grands réseaux électriques de l'Afrique Occidentale.

Animée par Jean-Pierre Favennec, Président de l'ADEA, cette session a réalisé un tour d'horizon particulièrement riche avec :

- **Emmanuel Grand**, FTI Consulting : La nouvelle régulation économique du secteur électrique en Côte d'Ivoire,
- **Alioune Fall**, Consultant : La situation des réseaux électriques en Afrique de l'Ouest
- **Bernard Hessou**, Chef de la Division Etudes, Planning et Financement des Projets, West African Power Pool : Plan Directeur Production et Transport d'Electricité de la CEDEAO

Emmanuel Grand, FTI consulting, a présenté la nouvelle régulation économique du secteur électrique de la Côte d'Ivoire. Son intervention s'est articulée en trois parties.

Emmanuel Grand a d'abord rappelé que le principe de la régulation économique vise à répliquer les bénéfices de la concurrence sur une activité économique qui, du fait de la taille des investissements nécessaires et du petit nombre d'intervenants, n'est pas propice au jeu de la « concurrence pure et parfaite ». Ce que l'on appelle un « monopole naturel » est une situation technico-économique dans laquelle un monopole ou un oligopole s'avère plus efficace économiquement que la concurrence classique, du fait des économies d'échelle que le monopole permet de réaliser. Pour être efficace, ce monopole doit être régulé car :

- Sans régulation, le niveau de coûts (élevés) et de la qualité de service (médiocre) restent sous-optimaux. Le bénéfice du consommateur est réduit et l'utilité collective n'est pas maximisée,
- Avec régulation, les opérateurs sont incités à être plus efficaces et à garantir la qualité du service. La régulation permet la réduction du coût final au consommateur par l'amélioration de l'efficacité de l'entreprise, la réduction des coûts et l'incitation aux gains de productivité. La régulation entraîne aussi l'amélioration de la qualité de service en augmentant la sécurité d'approvisionnement et en développant l'électrification rurale, la relation client, l'innovation. La régulation économique du secteur de l'électricité a fait ses preuves en Europe et sur d'autres continents en permettant de baisser les coûts de production et de distribution.

En Afrique de l'Ouest, le niveau de concurrence sur le secteur de l'électricité est plus faible qu'ailleurs, suggérant un potentiel fort pour plus de régulation économique. Le marché de l'électricité y demeure majoritairement dominé par des monopoles verticalement intégrés. De fait, le secteur n'est pas encore parvenu à maturité, les besoins sont encore considérables et, dans l'esprit de nombreux acteurs, la problématique majeure du secteur demeure la nécessité de couvrir ces besoins au moindre coût plutôt que son ouverture à la concurrence.

Cependant, plusieurs pays de l'Afrique subsaharienne se sont engagés dans le développement de la régulation du secteur électrique, ou dans une certaine mise à jour des réglementations existantes, rendue nécessaire par l'évolution du secteur. Dans un

>> Nouvelle régulation économique du secteur électrique de la Côte d'Ivoire

imprécis ; absence de plafond et de plancher permettant de borner le risque de l'opérateur dans l'application des pénalités ; et un schéma de pénalisation imprévisible rendant son application compliquée – de fait, les pénalités sur les quatre indicateurs n'ont jamais été appliquées.

Pour remédier à ces dysfonctionnements, une nouvelle convention est entrée en vigueur le 1er janvier 2021.

Quatre mécanismes clés répondent aux quatre objectifs formulés par le Gouvernement de Côte d'Ivoire :

- Accroître l'efficacité, la responsabilité et la compréhension économique de l'exploitation,
- Préparer un cadre capable d'accueillir la libéralisation tout en maintenant les synergies horizontales,
- Améliorer la qualité de l'offre,
- Mettre en place des mécanismes de rémunération prévisibles et contenir les risques.

Pour répondre à ces objectifs la nouvelle convention établit un nouveau *modus operandi* autour de quatre axes :

Plan d'affaires (Business model) :

- Un plan d'affaires détaillé est élaboré suite à une discussion entre les parties sur la base des coûts historiques et des développements attendus,
- L'opérateur peut améliorer ou

réduire sa marge prévue dans le plan d'affaires en fonction de sa sur- ou sous-performance par rapport aux coûts prévus,

- La révision du plan d'affaires tous les 3 ans garantit une compréhension économique, tout en permettant une capture des gains par les consommateurs.

Segmentation des activités de l'opérateur :

- Une segmentation comptable et fonctionnelle progressive permet la libéralisation du secteur et le maintien des synergies horizontales,

- Le schéma s'applique à chacun des segments de l'opérateur ; les vases communicants entre segments sont interdits.

Qualité de service :

- Les indicateurs à impact financier direct donnent lieu à une incitation progressive, répartie entre l'opérateur et l'Etat,

- Les indicateurs à impact financier indirect sont sujets à des seuils de pénalité pour dissuader la sous-performance de l'opérateur,

- Le schéma d'incitations à l'amélioration de la qualité de service a vocation à devenir plus ambitieux à chaque révision du plan d'affaires, tout comme les incitations sur les coûts,

- 23 indicateurs de qualité de service s'appliquent séparément sur les différents segments d'activité.

Gestion des risques :

- L'incitation sur les coûts est

complémentaire avec celle sur la qualité,

- Un encadrement des incitations financières permet de rendre les mécanismes de rémunération prévisibles et de limiter les risques,

- Un système d'encadrement global des incitations incite à un comportement optimal tout en évitant des primes et pénalités excessives.

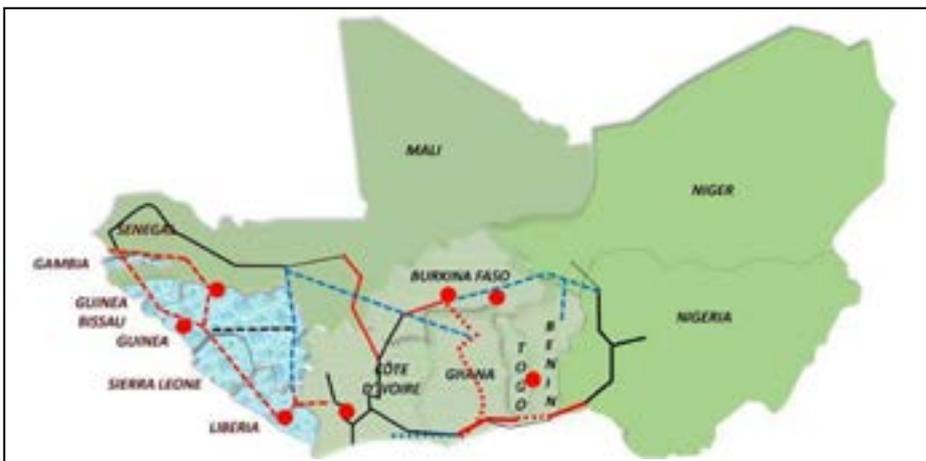
Alioune Fall, Consultant, ancien directeur général de la Sénélec, a ensuite présenté le Schéma d'intégration des réseaux électriques en Afrique de l'Ouest. Il rappelle pour commencer la vision de la CEDEAO : un marché régional unifié construit à travers l'intégration des réseaux électriques nationaux, avec l'objectif d'un approvisionnement en électricité fiable et optimal à un coût abordable pour les populations.

Pour réaliser cet objectif, la CEDEAO a institué le système d'Échanges d'Énergie Électrique Ouest Africain EEEOA, plus connu sous son acronyme anglais WAPP (West African Power Pool). Le WAPP a développé un ambitieux programme de construction de réseaux d'interconnexion et incite les pays membres à développer des outils de production à vocation régionale. Décliné en sous-programmes se renforçant mutuellement, le réseau interconnecté doit à terme converger en un système unifié de transport reliant tous les pays de la région.

Parmi ces sous-programmes les plus structurants, il faut noter :

- La dorsale côtière (Côte d'Ivoire, Ghana, Bénin, Togo, Nigéria),
- La zone OMVS/OMVG (Sénégal, Gambie, Mali, Guinée, Guinée-Bissau),
- Le corridor Nord (Nigeria, Niger, Bénin, Burkina Faso),
- L'axe CLSG (pour Côte d'Ivoire, Libéria, Sierra Leone, Guinée).

Alioune Fall précise ensuite



>> Schéma d'intégration des réseaux électriques en Afrique de l'Ouest

la problématique de l'intégration régionale :

De nombreux avantages :

- L'augmentation légère des coûts d'investissement est compensée par la réduction substantielle des coûts d'exploitation,
- Echanges d'énergie de secours,
- Partage de la réserve tournante,
- Compensations en nature.

Mais des obstacles à surmonter :

- Le souci d'indépendance énergétique et de sécurité exprimé par de nombreux pays membres,
- Des craintes liées aux risques techniques par rapport à la stabilité du système interconnecté,
- Un certain scepticisme sur les capacités des institutions régionales à délivrer à temps, que ce soit pour les investissements ou pour les mécanismes de coordination,
- Des préoccupations sur le paiement des factures du fait de la faiblesse financière de la plupart des sociétés d'électricité de la région.

Alioune Fall met alors en exergue ce paradoxe : si les gouvernements soutiennent la coopération régionale (par exemple l'OMS, l'OMVG, la CSLG), qui produisent des résultats tangibles, ils restent plus circonspects sur l'intégration complète des réseaux, généralement par crainte de perte de souveraineté. Cela étant, des progrès certains ont été enregistrés dans l'intégration électrique. Certes, les échanges entre pays de la région sont encore majoritairement bilatéraux, comme dans la plupart des régions du monde, et non à travers des transactions de marché ouvertes au niveau régional. Ils représentent tout de même 9 % de la demande totale de la CEDEAO, un chiffre loin d'être négligeable.

Et des facteurs de changement se font jour. Des capacités de production sont disponibles ou en voie de l'être dans un certain nombre de pays, avec une fonction ré-

gionale : au Nigéria, en Côte d'Ivoire (centrale thermique de Soubré (275 MW) et hydroélectrique Timboto (220 MW) ; en Guinée, avec les centrales hydroélectriques de Kaléta (240 MW), Souapiti (450-515 MW) et Amaria (300 MW) ; au Libéria (Mount Coffee, 88 MW) et Via Reservoir ; au Sénégal, avec un important potentiel d'exportation à moyen terme à travers la filière « Gas-to-Power » qui devrait être approvisionnée par les productions à venir des gisements offshore de Grand Tortue, Yakar et Teranga.

Enfin, le programme thermo- et hydroélectrique devrait être complété par la mise en service de centrales solaires de grande taille décidées ou envisagées au Mali, Burkina Faso, Sénégal et Côte d'Ivoire.

Au vu des développements en cours aussi bien dans la mise en place de nouvelles capacités de production à vocation régionale que dans le renforcement et l'intégration des réseaux de transport, la CEDEAO avance dans la création du marché régional mais celle-ci requerra plus de progrès dans la résolution des problèmes autres que ceux du domaine des infrastructures ; notamment en s'attaquant aux obstacles d'ordre politique évoqués plus haut (scepticisme, politique d'indépendance et de souveraineté énergétique).

Bernard Hessou, Chef de la Division Etudes, Planning et Financement de Projets au Secrétariat Général du WAPP (West African Power Pool, EEEAO en français), a présenté le Plan Directeur de Production et Transport d'Electricité de la CEDEAO pour la période 2019-2033. Ce plan a été adopté lors du Sommet des Chefs d'Etat et de Gouvernement de la CEDEAO le 22 décembre 2018 et doit être mis

en oeuvre par le WAPP.

Bernard Hessou a d'abord présenté le contexte énergétique qui a conduit la CEDEAO à entreprendre ce plan d'équipement :

- D'abondantes ressources d'énergie primaire au niveau régional (eau, solaire, éolien, gaz naturel), mais
- Une certaine inadéquation entre l'offre et la demande, et
- Une répartition géographique des ressources déséquilibrée.

Ces facteurs ont conduit l'Institution à vouloir développer un marché régional intégré de l'électricité, qui s'appuie techniquement sur un système régional d'infrastructures production-transport. Le développement du WAPP doit répondre à plusieurs défis techniques :

- La demande croît à une moyenne de 8% par an,
- La production est insuffisante pour répondre à cette demande de façon satisfaisante,
- Le système de transport est jeune ; pour parvenir à maturité il doit résoudre certains problèmes, concernant notamment l'équilibrage du réseau,
- Dans cet ordre d'idées, il doit permettre l'intégration progressive des énergies renouvelables intermittentes.

Le Plan Directeur couvre une période de 15 ans. Le programme est ambitieux : au total, 75 projets doivent être lancés et mis en service pour un montant de 36,4 milliards USD. Parmi eux, 47 projets de production doivent accroître le parc de 15,5 GW. L'accent est mis sur le renouvelable, l'hydro-électricité se taillant la part du lion (48,6% de la puissance installée, notamment au Nigeria et dans le « château d'eau de l'Afrique ») tandis que les parcs solaires et éoliens compteront pour 20,3% avec 3 200 MW. Le gaz naturel (30,1%) complétera de façon

>> Plan Directeur de Production et Transport d'Electricité de la CEDEAO

réaliste le plan de production. En transport, 28 projets vont accroître ou renforcer les infrastructures avec le déploiement de 22 930 km en 225 et 330 kV.

La mise en œuvre du Plan Directeur s'échelonne sur 3 phases, dont chacune est assortie d'objectifs identifiés et chiffrés en termes d'infrastructures de production et de transport.

La première phase couvre le court terme, de 2019 à 2022. Elle privilégie les infrastructures de transport de façon à finaliser pour 2022 l'interconnexion complète de la zone en intégrant les cinq états de

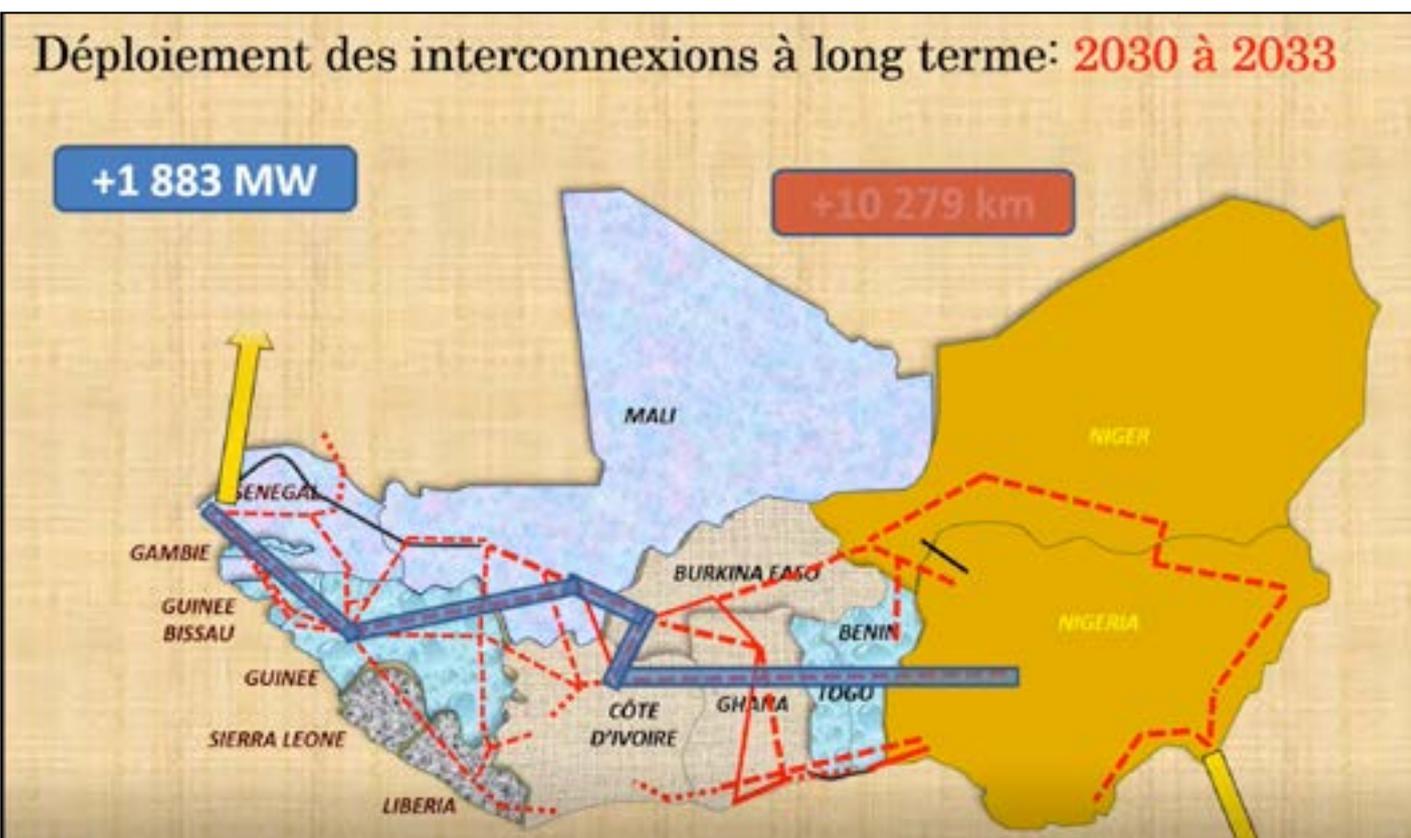
la frange côtière occidentale, de la Gambie au Liberia. A cette date le centre de coordination régional (dispatching) du WAPP à Cotonou doit aussi être opérationnel.

La phase de moyen terme est la plus longue (2023-2029). Elle vise à renforcer le potentiel de production (plus de la moitié des nouvelles capacités seront construites pendant cette phase) tout en poursuivant l'intégration techniques des réseaux.

La troisième phase (2030-2033) sera marquée par le renforcement de l'intégration à l'intérieur de la région (dorsale transversale Sénégal

-Nigéria) et l'ouverture du système interconnecté Ouest-africain vers ses homologues régionaux : la Mauritanie et le Maroc d'un côté, et le PEAC (Pool Electrique d'Afrique Centrale) de l'autre.

• Phase 1 (2019-2022)	4 940 MW	8 420 km
• Phase 2 (2023-2029)	8 670 MW	4 230 km
• Phase 3 (2030-2033)	1 880 MW	10 280 km
• Total	15 490 MW	22 930 km



Contacts

- Jean-Pierre Favennec - président - Tel : 33 (0)6 08 49 19 15
jpfavennec@yahoo.fr
- Philippe Lambert - vice président - Tel : 33 (0)6 07 36 56 33
philippelambert@gmail.com
- Latifa Hanifi - Secrétariat - Tel : 33 (0)1 47 16 97 92
latifa.hanifi@bestcap.fr